

OD85 B0402
Eks. 3



Oljedirektoratet

ÅRSBERETNING 1984

85/0406

OD8530402
Eks. 3



Oljedirektoratet

ÅRSBERETNING 1984

«Oljedirektoratets målsetting er å bidra aktivt til en forsvarlig forvaltning av de norske petroleumsressurser ved en balansert avveining mellom de naturgitte, sikkerhetsmessige og økonomiske sider ved virksomheten».

Innhold

<p>1</p> <p>STYRETS BERETNING 7</p> <p>DIREKTORATETS OPPGAVER, STYRE OG ADMINISTRASJON 9</p> <p>1.1 Instruks for Oljedirektoratet 9</p> <p>1.2 Oljedirektoratets målsetting 9</p> <p>1.3 Styret og administrasjon 10</p> <p>1.3.1 Styret 10</p> <p>1.3.2 Organisasjon 10</p> <p>1.3.3 Personell 10</p> <p>1.3.4 Opplæring 12</p> <p>1.3.5 Budsjett/økonomi 12</p> <p>1.3.6 Informasjon 13</p> <p>1.3.7 Avdelingskontor Harstad 13</p> <p>1.3.8 Biblioteket 13</p> <p>1.3.9 INFOIL-sekretariatet 14</p> <p>1.3.10 Rasjonalisering/effektivisering 14</p> <p>1.3.11 Lokaler 15</p> <p>2</p> <p>VIRKSOMHETEN PÅ NORSK KONTINENTALSOKKEL 16</p> <p>2.1 Undersøkelles- og utvinningstillatelser .. 16</p> <p>2.1.1 Nye utvinningstillatelser 16</p> <p>2.1.2 Undersøkelsestillatelser 16</p> <p>2.1.3 Andelsoverdragelse 16</p> <p>2.1.4 Tilbakeleveringer 17</p> <p>2.2 Kartlegging og leteboring 17</p> <p>2.2.1 Geofysiske og geologiske undersøkelser 17</p> <p>2.2.1.1 Åpning av nye leteområder 17</p> <p>2.2.1.2 Oljedirektoratets geofysiske undersøkelser 1984 18</p> <p>2.2.1.3 Geofysiske undersøkelser i selskapenes regi 20</p> <p>2.2.1.4 Salg av seismisk data 21</p> <p>2.2.1.5 Frigiving av data og materiale fra sokkelen 21</p> <p>2.2.1.6 Vitenskapelige undersøkelser 22</p> <p>2.2.2 Lete- og avgrensingsboring 22</p> <p>2.2.2.1 Fordeling på prospekttyper 25</p> <p>2.2.2.2 Svalbard 25</p> <p>2.2.3 Funn og felt under vurdering 27</p> <p>2.2.3.1 Funn i 1984 27</p> <p>2.2.3.2 Boring av nye strukturer 29</p> <p>2.2.3.3 Felt under vurdering 30</p> <p>2.2.3.4 Felt erklært drivverdige 36</p>	<p>2.3 Felt under planlegging, utbygging og i produksjon 36</p> <p>2.3.1 Valhall 36</p> <p>– Rettighetshavere 36</p> <p>– Produksjonsanlegg 36</p> <p>– Utnyttelse av forekomstene 37</p> <p>– Gassbrenning 37</p> <p>– Kostnader 37</p> <p>– Sikkerhet, beredskap og arbeidsmiljø 37</p> <p>2.3.2 Ekofisk-området 37</p> <p>– Rettighetshavere 37</p> <p>– Transport 38</p> <p>– Vanninjeksjonsprosjektet 38</p> <p>– Utbyggingsplan 39</p> <p>– Brenning av gass i Ekofisk-området .. 39</p> <p>– Målesystem 40</p> <p>– Kostnader 40</p> <p>– Sikkerhet, beredskap og arbeidsmiljø 40</p> <p>2.3.3 Ula 41</p> <p>– Rettighetshavere 41</p> <p>– Utbygging 41</p> <p>– Utnyttelse av forekomster 43</p> <p>– Transport 43</p> <p>– Målesystem 43</p> <p>– Kostnader 43</p> <p>2.3.4 Heimdal 43</p> <p>– Rettighetshavere 43</p> <p>– Utbygging 43</p> <p>– Transport 43</p> <p>– Målesystem 43</p> <p>– Kostnader 43</p> <p>– Sikkerhet, beredskap og arbeidsmiljø 43</p> <p>2.3.5 Frigg-onrådet 43</p> <p>2.3.5.1 Frigg 43</p> <p>– Rettighetshavere 43</p> <p>– Produksjonsanlegg 44</p> <p>– Transport 44</p> <p>– Utnyttelse av forekomstene 44</p> <p>– Målesystem – Frigg 44</p> <p>– Målesystem – Alwyn 44</p> <p>– Kostnader 45</p> <p>– Sikkerhet, beredskap og arbeidsmiljø 45</p>
---	---

2.3.5.2	NØ-Frigg	46	2.4.1	Ressursregnskap	57
	– Rettighetshavere	46	2.4.2	Reservegrunlaget for besluttede felt	57
	– Produksjonsanlegg	46	2.4.3	Øvrige ressurser sør for Stad	57
	– Utnyttelse av forekomstene	46	2.4.4	Funn nord for Stad	57
	– Målesystem	47	2.4.5	Oppdateringer av ressursanslag fra forrige årsberetning	57
	– Sikkerhet, beredskap og arbeidsmiljø	47	2.4.6	Ressurspotensialet sør for Stad	60
2.3.5.3	Odin	48	3	SIKKERHETSKONTROLL	61
	– Rettighetshavere	48		Forskrifter og retningslinjer	61
	– Produksjonsanlegg	48		Værskipet «AMI» – innsamling av miljødata	62
	– Utnyttelse av forekomstene	48		Innsamling av miljødata i Barentshavet	63
	– Målesystem	48		Konstruksjonsstål	63
	– Kostnader	48		Korrosjon	63
	– Sikkerhet, beredskap og arbeidsmiljø	48		Systemrevisjoner innen borevirksomheten	63
2.3.5.4	Ø-Frigg	48		Undervannsproduksjonssystemer	63
	– Rettighetshavere	48		Flytende produksjonsinnretninger	63
	– Produksjonsanlegg	49		Prosessutstyr, elektrisk utstyr og sikringssystemer	64
	– Målesystem	49		Dykking	64
2.3.6	Gullfaks	49		Beredskapsøvelser	65
	– Rettighetshavere	49		Grunnleggende sikkerhets-/ beredskapsopplæring	65
	– Produksjonsanlegg	49		Innføring av maritim VHF radio	65
	– Utnyttelse av forekomstene	50		Forsøpling og forurensning fra petroleumsvirksomhet	65
	– Målesystem	50		Sikkerhetsmessig kontroll med utenlandske registrerte servicefartøy, konstruksjonsfartøy og rørleggingsfartøy mv	65
	– Kostnader	50		Maritime operasjoner på norsk sokkel	65
	– Sikkerhet, beredskap og arbeidsmiljø	50		Yrkeshygiene	65
2.3.7	Statfjord-feltet	50		Forpleiningsansattes arbeidsmiljø	66
	– Rettighetshavere	50		Det organiserte verne- og miljøarbeid	66
	– Produksjonsanlegg	52		Boligkvarter på produksjonsanlegg	67
	– Utnyttelse av forekomstene	52		Helikoptertransport	67
	– Brenning av gass i Statfjord-området	52		Helsetjeneste	67
	– Målesystem	52		Brannskader 1984	67
	– Kostnader	53		Arbeidsulykker	67
	– Sikkerhet, beredskap og arbeidsmiljø	53			
	– Gasstransport, Statpipe	53	4	PETROLEUMSØKONOMI	74
2.3.7.1	Statpipe/Kårstø	54	4.1	Leteboring, vare- og tjenesteleveranser	74
	– Målesystem	54	4.2	Kostnader forbundet med aktiviteten på norsk kontinentalsokkel	74
	– Kostnader	54	4.3	Produksjonsavgift	76
2.3.8	Murchison	54	4.3.1	Total produksjonsavgift	76
	– Rettighetshavere	54	4.3.2	Produksjonsavgift olje	77
	– Produksjonsanlegg	54	4.3.3	Produksjonsavgift gass	77
	– Utnyttelse av forekomstene	54	4.3.4	Produksjonsavgift NGL	78
	– Målesystem	55	4.4	Arealavgift på konsesjonsområder	78
	– Kostnader	55	4.5	Salg av petroleum fra norsk kontinentalsokkel	78
	– Brenning av gass	55	4.5.1	Råolje	78
2.3.9	Oseberg	55	4.5.2	Naturgass	79
	– Rettighetshavere	55			
	– Felthistorie	56	5	FRAMTIDIG AKTIVITET	81
	– Utbyggingsløsning	56			
	– Transportsystemer	56			
	– Produksjonsboring – Reserver – Produksjon	56			
	– Målesystem	56			
	– Kostnader	56			
	– Sikkerhet, beredskap og arbeidsmiljø	56			
2.3.10	Forskrifter for olje- og gassmåling	56			
2.4	Petroleumsressurser	57			


6	OLJEDIREKTORATETS REGELVERKSARBEID	84	8.4	AODC – Association of Diving Contractors	93
6.1	Direktoratets arbeid med regelverksreformer	84	8.5	EUBS – European Undersea Biomedical Society	93
6.2	Karakteristikk av regelverkssituasjonen – forberedelse til ikrafttredelse av lov om petroleumsvirksomhet i 1985	84	8.6	CIRIA/UEG	93
6.3	Forholdet mellom sokkelogvgivning – arbeidsmiljøloven og sjøfartslovgivningen på flyttbare innretninger som anvendes til utvinningsformål	85	8.7	Bistand til fremmede stater	93
6.4	Behov for metodisk regelverksutvikling .	88	8.8	Welding Institute	94
7	SPESIELLE UTREDNINGER OG PROSJEKTER	89	8.9	Den internasjonale standardiseringsorganisasjon ISO	94
8	INTERNASJONALT SAMARBEID	93	9	STATISTIKKER OG OVERSIKTER ..	95
8.1	Nordvest-europeisk samarbeid	93	9.1	Målenheter	95
8.2	Det Europeiske fellesskap	93	9.2	Standard referansebetingelser	96
8.3	EDTC – European Diving Technology Committee	93	9.3	Lete- og avgrensingsboring på norsk kontinentalsokkel	96
			9.4	Produksjon av olje og gass 1984	97
			9.5	Publikasjoner utgitt av Oljedirektoratet i 1984	101
			9.6	Organisasjonstablå	102

Forord

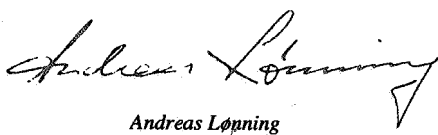
I henhold til § 4 pkt f i Instruks for Oljedirektoratet skal styret hvert år utarbeide en melding om direktoratets virksomhet. Styret legger herved frem årsberetningen for 1984.

Stavanger 25.1.85

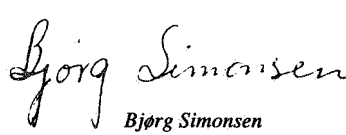
I styret for Oljedirektoratet



Martin Buvik



Andreas Lønning



Bjørg Simonsen



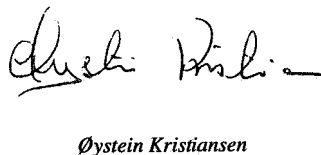
Liv Hatland



Kåre D. Nielsen



Ole Knapp



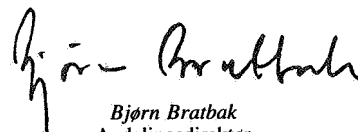
Øystein Kristiansen



Kjell G. Dørum



Fredrik Hagemann
Direktør



Bjørn Bratbak
Avdelingsdirektør
Styrets sekretær

Styrets beretning

Boreaktiviteten har i 1984 økt i forhold til 1983 og er med totalt 47 hull omlag på samme nivå som i 1982. Boreaktiviteten nord for Stad har økt fra 3 hull den første boresesongen i 1980 til 13 hull i 1984. Totalt er det i løpet av disse 5 årene boret 43 hull nord for Stad, hvorav ett oppgitt grunt – av disse er 17 klassifisert som funn.

Det er gjort meget interessante funn på Haltenbanken og Tromsøflaket i blokker tildelt i 8. tildelingsrunde. På Haltenbanken har Shell funnet betydelige forekomster av olje i blokk 6407/9 og Statoil har i blokk 6506/12 gjort et stort gass/kondensatfunn, som ved årets utgang fortsatt er under testing. På Tromsøflaket har Statoil i blokk 7121/4 påvist store mengder gass med en underliggende sone med mulig produserbar olje.

Boreresultatene på blokk 34/7 har imidlertid ikke vært fullt så gode som ventet, noe som understreker hvor geologisk komplisert dette området er. Etter de fire første hull gjenstår det fortsatt interessante uborede prospekter i denne blokken.

Som et ledd i arbeidet med å sikre en målrettet og langsiktig plan for å prioritere leteområdene i nord, utarbeidet Oljedirektoratet i samarbeid med Olje- og energidepartementet i 1983 en 5-årsplan for de seismiske undersøkelser. Planen innebærer en betydelig vekst i Oljedirektoratets årlige seismiske undersøkelser fra 1985 av. På grunn av en økning av bevilgningene ved en tilleggsproposisjon høsten 1984, har det vært mulig allerede i 1984 å øke til 21 000 km seismikk. Dette er ny rekord. Den gunstige is-situasjonen gjorde det mulig å innsamle seismikk nord for Svalbard. Oljedirektoratet har aldri tidligere foretatt seismiske undersøkelser så langt mot nord.

Gjennom 5-årsplanen legges det opp til en gradvis og systematisk utvidelse av leteområdene. Dette gir myndighetene en tidlig oversikt over prospektiviteten i et område før området besluttes åpnet for selskapene. Det er Oljedirektoratets oppfatning at en gradvis og systematisk utvidelse av leteområdene er den beste og raskeste metode for å gjøre funn. Funnsuksessen er ikke alene et resultat av seismisk dekning, men er også avhengig av å utnytte informasjon fra boring i tilgrensende områder. Sikkerheten er også lettere å ivareta ved en slik åpningsprosedyre idet en vil ha god kjenn-

skap til trykk- og miljøforhold i de områder det bores i.

Oljedirektoratet selger også resultatene av de seismiske undersøkelsene. Dette salget har økt betydelig og har i 1984 skaffet en inntekt til staten på ca 290 mill kroner mot ca 50 mill kroner i 1983.

I 1983 ble det på grunnlag av Stortingsmelding nr 80 (1983–84) lagt opp en langtidsplan for tildeling av utvinningstillatelser. Denne skal ses i relasjon til den seismiske 5-årsplan. 9. tildelingsrunde er første ledd i denne langtidsplanen som vil bli fulgt opp av 10. tildelingsrunde som er inndelt i to faser. Første fase forventes utlyst tidlig i 1985 med tildeling i to omganger senere på året, mens andre fase er planlagt å følge umiddelbart etter.

I alt 25 blokker i 9. tildelingsrunde ble utlyst i juni 1984. Av disse er 7 i Nordsjøen, 6 på Haltenbanken og 12 nordøst for Troms I-området. I tillegg ble tidligere utdelte blokker fra 5. og 8. tildelingsrunde på Haltenbanken og på Tromsøflaket utlyst på ny. Ved søknadsfristens utløp var det kommet inn 18 søknader på 18 blokker. Tildeling av blokker ventes tidlig i 1985.

Oljedirektoratets ressursanslag for norsk kontinentalsokkel er i løpet av 1984 blitt endret, delvis på grunn av nye funn, og delvis på grunn av oppdatering av tidligere anslag. For olje inkl NGL har det vært en økning i ressursanslaget på 256 millioner Sm³, mens gassressursene er øket med 286 milliarder Sm³. Oljedirektoratets nåværende anslag for påviste teknisk utvinnbare ressurser er 4,2 milliarder tonn oljeekvivalenter (t.o.e.), hvorav 0,37 milliarder t.o.e. er produsert.

I forbindelse med eventuell overføring av operatøransvaret på Statfjord-feltet, vurderte Oljedirektoratet høsten 1984 de sikkerhetsmessige, ressursmessige og kapasitetsmessige konsekvenser etter oppdrag fra Olje- og energidepartementet og Kommunal- og arbeidsdepartementet.

Etter foreliggende opplysninger vil den nye petroleumsløven ventelig bli behandlet av Stortinget tidlig i 1985.

Når det gjelder sikkerhetsmessig kontroll legger lovforslaget med sikkerhetsforskrifter opp til behandling av nødvendige endringer i ansvarsfordeling når det gjelder tilsynsmyndighet innenfor petroleumsvirksomheten.

Det skal i henhold til lovforslaget foretas en samlet sikkerhetsmessig totalvurdering. Styret antar at dette vil bli reflektert ved at én myndighet, Oljedirektoratet, vil bli tillagt ansvaret for denne vurdering.

Totalt vil økt leteboring, nye feltutbygginger, flere driftsinstallasjoner samt en ytterligere styrking av sikkerheten med en forventet sentralisering av kontrollansvaret, medføre en betydelig økning av Oljedirektoratets arbeidsoppgaver.

Flyttbare innretninger anvendes i stadig økende omfang til utvinningsformål, produksjonsanlegg eller integrert del av produksjonsanlegg. Virksomheten til norske og utenlandsk registrerte flyttbare innretninger er i utgangspunktet regulert av vedkommende registreringslands sjøfartslovgivning (flaggstatsjurisdiksjon). Bruken av flyttbare innretninger faller imidlertid også inn under norsk sokkelovgivning mht sikkerhets- og beredskapsmessige forhold. Sokkelovgivningens krav er avgjørende for om brukstillatelse skal gis. Forholdet mellom norsk sjøfartslovgivning og sokkelovgivningen har reist en rekke spørsmål om styring, kontroll og koordinering fra myndighetenes side.

Styret vil uttrykke bekymring for den oppståtte situasjon. Hensynet til forsvarlig drift, behovet for konsitusjonell klarhet ved plassering av myndighetsansvar og hensynet til konsistens i lovgivning, bør tilsi en hurtig avklaring.

Oljedirektoratet ser det som viktig at interessene i de to Troll-lisensene blir koordinert slik at Trollreservoaret blir utvunnet etter en samlet plan. Viktigheten av dette er blitt understreket overfor de fire operatørene, og ved at Oljedirektoratet har etablert en egen gruppe som arbeider med Trollutbyggingen på heltid.

Egne oppdaterte uavhengige reserveanslag og vurderinger av utvinnings- og utbyggingsstrategier er en forutsetning for at direktoratet kan ivareta målsettingen om en forsvarlig utnyttelse av ressursene. Direktoratet har i samarbeid med konsulenter (Franlab og Rogalandsforskning) utviklet et avansert reservoarsimuleringsverktøy for bruk på Troll. Et sentralt punkt å vurdere på Troll er hvor mye av oljen som kan utvinnes, og direktoratet har pålagt de fire operatørene å utrede dette spesielt grundig.

I løpet av høsten 1984 har Oljedirektoratet kjøpt en 3D (tredimensjonal) tolkningsstasjon for seismikk. Tolkningsstasjonen vil være et nyttig verktøy til utforskning av områder hvor det er skutt 3D seismikk, og vil bidra til en raskere evaluering av feltene. Oljedirektoratet har så langt benyttet tolkningsstasjonen i sitt arbeid med Oseberg.

16.10.84 ble Odin-feltet offisielt åpnet. Feltet har vært i produksjon siden april. Odin-feltet produserer gass fra Eocene sandsteiner. Feltet er utbygd med en plattform, og er knyttet til feltsenteret på Frigg med rørledning.

Med grunnlag i den kunnskap som nå foreligger om Friggreservoarene og erfaringer med undervannsproduksjonssystemer, har operatøren utarbeidet et utbyggingskonsept for Øst-Frigg som helt er basert på undervannsproduksjon. Konseptet representerer en naturlig videreutvikling av utstyr som det allerede foreligger erfaring med. Dette sammen med gunstige reservoarforhold gjør det mulig å utvinne relativt små gassmengder på en økonomisk forsvarlig måte. Samtidig som det vinnes ytterligere verdifull erfaring med undervannsproduksjonsutstyr, vil prosjektet også gi erfaring med installasjons- og tilkoblingsoperasjoner fjernstyrt fra et fartøy på overflaten.

Også i denne beretningsperioden har direktoratet utarbeidet en perspektivanalyse. I årets analyse er det lagt spesiell vekt på å vurdere muligheten for utbygging i områdene nord for Stad. Det er videre presentert alternative utbyggingsmønstre som reflekterer usikkerheten vedrørende prisutviklingen for petroleum og markedsmulighetene for norsk gass.

Det er i løpet av 1984 gjennomført en styrking av ressursforvaltningssiden ved en omorganisering av Oljedirektoratets økonomifunksjoner.

Personellsituasjonen har i 1984 vært relativt god med færre vakante stillinger enn tidligere år. Arbeidsmengden har imidlertid økt, noe som har ført til en større arbeidsbelastning på den enkelte medarbeider. Bruken av EDB og andre tekniske hjelpemidler bidrar imidlertid til økt produktivitet.

Styret hadde i sin plan og i budsjettforslaget for 1985 foreslått at distriktskontoret i Harstad i løpet av et par år burde bringes opp til en bemanningsmessig styrke på ca 25 medarbeidere. Med Stortingets beslutning om 5 nye stillinger i 1985, antar styret at det vil ta noe tid før den planlagte målsetting kan bli nådd. Styret vurderer det som lite hensiktsmessig å opprette ytterligere distriktskontorer i de nærmeste år.

Oljedirektoratet har siden 1980 i samarbeid med NTNf og det britiske energidepartementet bygget opp en faktadatabase med opplysninger om britiske og norske offshorerelaterte forskningsprosjekter. En kopi av databasen ble høsten 1984 installert i London som et ytterligere skritt i retning av en internasjonalisering av denne tjenesten.

Fremdriften med oppførelse av nytt administrasjonsbygg følger de oppsatte planer med planlagt innflytting 1.12.85. 10.5.84 ble grunnstenen nedlagt av HKH Kronprins Harald som i den anledning også besøkte Oljedirektoratet hvor det ble gitt orienteringer om oljevirkosomheten.

I beretningsperioden har direktoratet også hatt besøk av statsminister Kåre Willoch. Det var første gang at landets statsminister besøkte direktoratet.

1 Direktoratets oppgaver, styre og administrasjon

1.1 Instruks for Oljedirektoratet

Oljedirektoratets formål og oppgaver er gitt i egen instruks. Denne ble sist endret 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 petroleumsforekomster på havbunnen eller dens undergrunn, for så vidt sakene ikke skal avgjøres av Kongen, vedkommende departement eller annen offentlig myndighet. Oljedirektoratet utøver denne myndighet i indre norske farvann, norsk sjøterritorium, og i den del av kontinentalsokkelen som er undergitt norsk statshøyhet, samt i andre områder hvor norsk jurisdiksjon følger av overenskomst med fremmed stat eller av folkeretten forøvrig. Oljedirektoratet skal dessuten håndheve sikkerhetsforskrifter og i de områder som er definert i Svalbardtraktaten av 9.2.20 art 1 og i lov om Svalbard av 27.7.25 § 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 mv, jf § 1
- b) å føre kontroll med at gjeldende sikkerhetsforskrifter følges
- c) å føre kontroll med at undersøkelse etter og utnyttelse av petroleumsforekomster ikke unødig skader eller volder ulempe for annen virksomhet
- d) å føre kontroll med at undersøkelse etter og utnyttelse av petroleumsforekomster til enhver tid er i overensstemmelse med de retningslinjer vedkommende departement fastsetter
- e) å samle inn og bearbeide geologisk, geofysisk og teknisk materiale vedrørende undersjøiske natur-

forekomster, herunder vurdere dette og de muligheter dette gir til hjelp for utformingen av den statlige oljepolitikk og forhandlingsopplegg, samt planlegge og besørge utført petroleumsgeologiske og geofysiske undersøkelser

- f) å føre løpende økonomisk kontroll med undersøkelser etter og utnyttelse av petroleumsforekomster
- g) å meddele undersøkelsestillatelser, samt etter anmodning bistå vedkommende departement ved behandlingen av søknader om andre tillatelser, utforming av forskrifter mv
- h) å holde kontakt med vitenskapelige institusjoner og sørge for at materiale blir gjort tilgjengelig for interesserte selskaper, vitenskapelige institusjoner etc i den utstrekning dette er mulig i hht de regler som gjelder for fortrolig behandling av materiale innsendt av rettighetshavere og forøvrig i henhold til 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 forsvarlig utnyttelse av petroleumsforekomster (conservation)
- l) å være rådgivende organ for departementene i spørsmål vedrørende undersøkelse etter og utnyttelse av undersjøiske naturforekomster.

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

1.2 Oljedirektoratets målsetting

Med bakgrunn i bl a ovenstående instruks er følgende målsetting for direktoratet fastsatt:

«Oljedirektoratets målsetting er å bidra aktivt til en

forsvarlig forvaltning av de norske petroleumsressurser ved en balansert avveining mellom de naturgitte, sikkerhetsmessige og økonomiske sider ved virksomheten».

1.3 Styret og administrasjon

1.3.1 Styret

Styret har i beretningsperioden bestått av:

- 1 Fylkesmann Martin Buvik, Tromsø (formann)
- 2 Direktør Andreas Lønning, Oslo
- 3 Ordfører Bjørg Simonsen, Mo i Rana
- 4 Personaldirektør Liv Hatland, Oslo
- 5 Viseadministrerende direktør Kåre D Nielsen, Oslo
- 6 Sekretær Ole Knapp, Oslo
- 7 Spesialrådgiver Øystein Kristiansen, Stavanger
- 8 Spesialrådgiver Odd Erik Hansgaard, Stavanger

Vararepresentanter:

For 1-4:

Rektor Inge Johansen, Trondheim
Formannskapssekretær Astrid Nistad, Gaular
Redaktør Marit Greve, Bærum

For 5:

Direktør Odd Henrik Robberstad, Oslo

For 6:

Advokat Bjørn Kolby, Oslo

For 7-8:

Overingeniør Kjell G Dørum, Stavanger
Førstekonsulent Angela Ebbesen, Stavanger

Ved brev fra Olje- og energidepartementet av 26.6.84 ble rektor Inge Johansen, Trondheim, fritatt fra vervet som første varamann. Dette som følge av at han hadde overtatt som formann i Statoils styre.

Spesialrådgiver Odd Erik Hansgaard sa opp sin stilling i direktoratet 21.8.84 og overingeniør Kjell G Dørum rykket dermed opp som medlem av styret.

Styret har i beretningsperioden avholdt 9 møter.

I mai besøkte styret Hydros oljedivisjon i Bergen og i oktober var styret sammen med styret i Statoil på befaringsreise til Statoils petrokjemianlegg i Bamble.

1.3.2 Organisasjon

I årsberetningen for 1983, ble det omtalt at man vurderde å overføre økonomifunksjonene fra Juridisk avdeling til Avdeling for ressursforvaltning. Etter en kortere prøveperiode ble det besluttet at fra 1.9.84 skulle Seksjon for økonomisk feltplanlegging og Seksjon for avgiftskontroll og økonomisk oppfølging plasseres i Avdeling for ressursforvaltning i en egen underavdeling for ressursøkonomi.

Med virkning fra 22.2.84 ble skrivetjenesten og opplæringsfunksjonen overført fra Administrasjonsavdelingen til de respektive avdelingene.

Med virkning fra 10.10.84 ble enkelte administrative servicefunksjoner samlet i en gruppe med benevnelsen

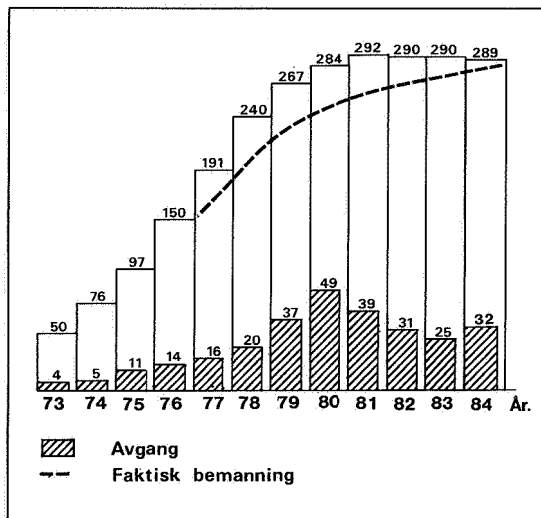
Tekst- og datagruppen. Dette for å sikre best mulig service overfor fagavdelingene, og å få til en målrettet og effektiv bruk av EDB-basert og annet kontorautomasjonsutstyr.

Spørsmålet om opprettelse av stilling som informasjonssjef ble omtalt i årsberetningen for 1983 hvor det framgikk at direktoratet ikke fikk anledning å tilsette informasjonssjef med hjemmel i særfullmaktene. Stillingen er nå vedtatt opprettet for 1985.

1.3.3 Personell

Det ble på budsjettet for 1984 opprettet 5 nye stillinger. Ved utgangen av beretningsperioden har direktoratet 289 faste stillingshjemler. I tillegg kommer 3 stillinger lønnet av direktoratet for utviklingshjelp (Norad). 286 tilsatte er i tjeneste ved utgangen av beretningsperioden, jf fig 1.3.3.a. Av medarbeiderne er 34,5 % kvinner. Figur 1.3.3.b viser andel menn/kvinner i de forskjellige stillingsgrupperinger i Oljedirektoratet.

FIG. 1.3.3.a
Stillingsoversikt 1973-1984
Faste + overgangsstillinger



8 arbeidsplasser har vært lønnet over andre etaters budsjett, enten som yrkesvalghemmede eller som arbeidssøkende ungdom. Direktoratet har avtale med Arbeidsformidlingen om arbeidsplasser for 10. klasse-elever. Ordningen går ut på at 7 elever arbeider 2 dager pr uke i direktoratet og går 3 dager på skole. To pensjonerte statstilsatte har deler av beretningsperioden arbeidet på pensjonistvilkår. I direktoratet arbeider en av Norads spesialrådgivere i oljespørsmål i utviklingsland. Arbeidsoppgavene er knyttet til prosjekt i flere land blant annet Tanzania. 2 sivile tjenesteppliktige har arbeidet med forskningsdatabasen Infoil 2.

FIG. 1.3.3.b
Stillingsgrupperinger i Oljedirektoratet pr. 31.12.84

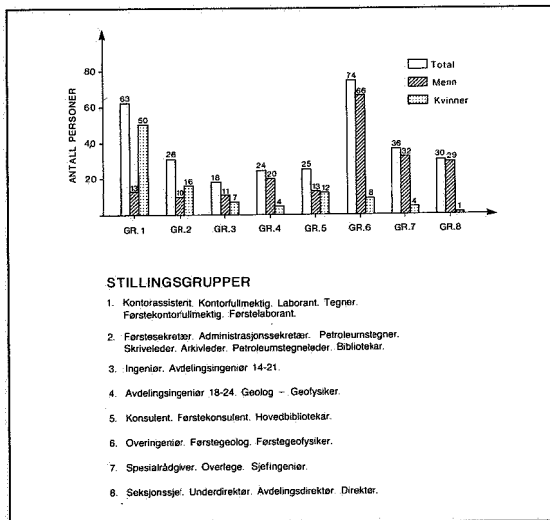
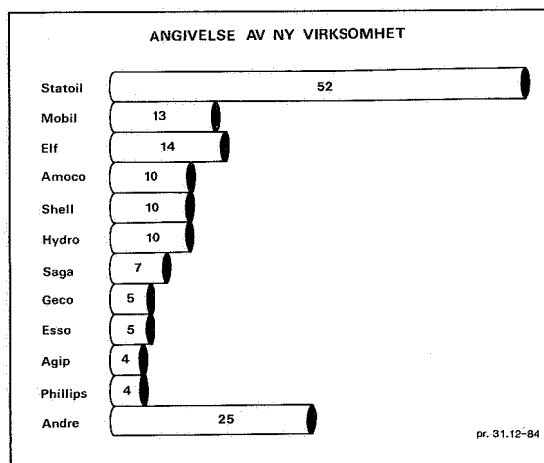


FIG. 1.3.3.c
Personellovergang fra Oljedirektoratet til oljeselskapene i perioden 1973-1984



I beretningsperioden har direktoratet tilsatt 34 nye medarbeidere. Av de nytilsatte er 10 tilflyttere. 10 av de nye medarbeiderne kommer fra oljerelatert virksomhet og 7 er nyutdannet.

Avgangen i 1984 har økt noe fra året før. 32 medarbeidere har fratrådt sine stillinger, jf tab 1.3.3.a. Dette utgjør 11 % av totale antall stillingshemler. Figur 1.3.3.c viser personellovergang fra Oljedirektoratet til ulike oljeselskap i perioden 1973 - 1984. Tabell 1.3.3.b viser avgang med angivelse av nytt arbeid. Avgangen i 1984 viser en tendens til større avgang av erfarent fag-

personell/ledere enn foregående år. Avgangen blant økonomisk fagpersonell er fortsatt høy og det har også vært avgang blant juridisk fagpersonell. Avgangen blant geopersonell er forholdsvis stabil, mens avgangen av teknisk fagpersonell har vært mindre i 1984 enn tidligere.

I beretningsperioden er det kunngjort ledig i alt 76 stillinger. Søkermassen har vært noe varierende, men det er fortsatt en tendens til større interesse for å søke ledige stillinger.

Søkermassen fordeler seg slik

Stillingskategori	Antall kunngjorte stillinger	Antall søkere totalt		Interne søkere		Eks-terne søkere	
		M	K	M	K	M	K
Lederstillinger	5	28	2	11	1	17	1
Spesialrådgivere	12	114	13	30	8	81	9
Tekniske saksbeh	22	244	25	51	16	193	9
Ikke tekn saksbeh	11	98	55	4	6	94	49
Kontorstillinger	26	69	365	10	49	59	316

Likestillingsavtale

25.10.84 ble det inngått særavtale om likestilling, iht Hovedavtalen for arbeidstakere i staten. Formålet med avtalen er å gjennomføre intensjoner i likestillingsloven samt å fastsette nærmere regler for praktiseringen av kjønnskoteringsreglene i Hovedavtalen.

Medbestemmelse

Samarbeidet med tjenestemannsorganisasjonene har stort sett skjedd etter samme mønster som i forrige beretningsperiode med månedlige møter mellom de til-litsvalgte og hovedledelsen. Det er i perioden avholdt 14 møter hvor en blant annet har behandlet følgende:

- budsjettforslag

- årsberetningen

- kontrakt mellom Oljedirektoratet og Norad for 1983

- interne organisasjonsendringer

- personalpolitiske retningslinjer

- EDB-basert personalregister

- likestillingsavtale

- arbeidsplasser for yrkeshemmede

- enkeltarbeidsplasser for arbeidsløse ungdom

- Oljedirektoratets ledelsesfilosofi

- arbeidslederstillinger

- retningslinjer for utbetaling av godtgjørelse og etter

inspeksjonsoppdrag offshore

- avgang for økonomisk fagpersonell

- personalreglement

- bruk av kredittkort

TAB 1.3.3.a

Personell sluttet ved Oljedirektoratet i 1984 med angivelse av stillingskategori

Avdeling	Ledere	Spes råd- givere	Sjef- ing	Over- ing	Første geolog/ Geolog	Avd- ing/ Ing	F.sekr./ Kons/ F.kons	Kontor- pers	Sum	Avgang i %
Ressursforvaltning	1	5	0	1	1	2	2	3	15	14,6
Sikkerhetskontroll	2	3	0	0	0	0	1	2	8	8,4
Juridisk	1	0	0	0	0	0	1	0	2	10,5
Administrasjon	0	0	0	0	0	0	0	7	7	9,8
Totalt	4	8	0	1	1	2	4	12	32	11,1

TAB 1.3.3.b

Personell sluttet ved Oljedirektoratet i 1984 med angivelse av nytt arbeid

Avdeling	Olje relatert industri	Annen privat virksomhet	Annen off virksomhet	Diverse	Utdanning	Total
Ressursforvaltning	7	3	1	3	1	15
Sikkerhetskontroll	4	1	2	1	0	8
Juridisk	2	0	0	0	0	2
Administrasjon	1	0	2	3	1	7
Totalt	14(153)	4(27)	5(43)	7(40)	2(19)	32(281)

Tallene i parentes gjelder tidsrommet 1973–1984

1.3.4 Opplæring

Budsjettet i beretningsperioden var på 2 500 000 kroner. Midlene er blitt brukt i tråd med tidligere praksis og store deler har som før gått med til reise- og oppholdsutgifter. Det har i perioden vært økning i antall medarbeidere som har deltatt i «on-the-job training» i oljeselskapene. Blant annet har 8 medarbeidere fra Avdeling for sikkerhetskontroll gjennomført opplæringsprogram i ca 6 måneder hver hos selskapene Phillips, BP, Esso, Shell, Statoil, Statpipe og Norges geotekniske institutt. Dette har, ikke minst pga at selskapene har lagt forholdene til rette for den enkelte, vært meget vellykket.

I 1984 ble det startet opp et større opplæringsprogram i prosjektledelse og kvalitetssikring på byggeverksteder for innretninger til havs. Første del av programmet er gjennomført og resten vil fortsette ut i 1985.

Direktoratet har i beretningsperioden gjennomført et lederseminar i egen regi hvor samtlige ledere deltok. Man arbeider med en rammebeskrivelse for direktoratet. Formålet med dette arbeidet er å samle direktoratet rundt en felles forståelse av direktoratets oppgaver, målsetting og arbeidsmåte for derigjennom å sikre en enhetlig og forsvarlig myndighetsutøvelse.

1.3.5 Budsjett/økonomi

Til direktoratets forskjellige oppgaver er det i 1984 totalt benyttet kr 236 369 000,-. Beløpet fordeler seg slik:

– Driftsbudsjett	kr 106 965 436,-
– Seismiske undersøkelser/ kartlegging av kontinentalsokkelen	kr 68 625 365,-
– Sikkerhets- og beredskapsforskning fra Kommunal- og arbeids- departementet	kr 2 438 776,-
– Kontrollutgifter	kr 8 090 604,-
– Opprydding av havbunnen	kr 4 270 883,-
– Prosjektering av nybygg	kr 43 200 000,-
	kr 233 591 064,-

Av driftsbudsjettet utgjør lønnsutgifter kr 58 083 924,-, bygningers drift og lokalleie kr 10 030 642,- og drift av værskipet AMI kr 3 204 309,-.

Den resterende del av driftsbudsjettet, kr 35 646 561,- dekker utgifter til eksternt bistand til forsknings- og utredningsprosjekter, reiser, opplæring, EDB-drift, nyinvesteringer i utstyr mv.

Inntekter

I tillegg til innbetalte produksjons- og arealavgifter (kap 4) har direktoratet mottatt kr 327 439 362,- i inntekter. Inntektsutviklingen 1973 – 1984 er vist i tab 1.3.5.

For 1984 fordeler inntektene seg slik (tusen kroner):

Salg av publikasjoner:	1 498 594
Salg av frigitt prøvemateriale:	72 194
Undersøkelsesgebyr:	600 000
Refusjon av kontrollutgifter:	22 531 831
Salg av seismisk undersøkelsesmateriale:	301 620 768
Diverse inntekter:	1 115 975
	<hr/>
	327 439 362

Som det fremgår fra inntektstabellen ovenfor, har direktoratet for inntektsåret 1984 fått en kraftig inntektsøkning som skyldes større salg av seismiske datapakker.

1.3.6 Informasjon

Det har også i denne beretningsperioden vært en stor pågang etter informasjon fra norske og utenlandske institusjoner, massemedia, selskaper og enkeltpersoner. Oljedirektoratet har i løpet av året hatt besøk av flere offisielle delegasjoner fra utlandet. Videre har representanter for utenlandske massemedia – enkeltvis eller i grupper – vært på besøk for å gjøre seg kjent med direktoratet og oljevirkomheten. Oljedirektoratets medarbeidere har på sin side i stor utstrekning deltatt som foredragsholdere i ulike fora.

Oljedirektoratets årsberetning har en sentral plass i direktoratets informasjonsvirksomhet. Årsberetningen for 1983 med ajourført kontinentalsokkelkart forelå i

TAB 1.3.5
Oljedirektoratets inntektsutvikling i perioden 1973–84 (tusen kroner)

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
Salg av publikasjoner	–	–	–	30	135	197	291	387	480	794	1 376	1 498
Salg av frigitt prøvemateriale	–	–	–	2	33	46	282	235	606	206	214	72
Undersøkelsesgebyr	345	340	220	210	280	380	420	400	480	320	500	600
Kontrollutgifter	5 525	16 539	19 721	26 717	42 037	45 189	47 358	33 673	26 066	26 492	23 217	22 531
Salg av datapakker	–	–	–	1 300	3 170	14 847	31 275	35 304	12 947	20 633	50 831	301 620
Diverse	–	288	463	375	76	71	–	–	–	–	765	1 115
SUM	5 860	17 177	20 404	28 634	45 731	60 730	79 626	69 999	40 579	48 445	76 903	327 436
Direktoratets samlede budsjett	28 067	45 380	61 101	79 855	101 160	123 565	123 565	125 949	123 489	126 510	147 765	190 391

mai. Samtidig ble direktoratets perspektivanalyse 1983 offentliggjort. I forbindelse med dette ble representanter for pressen invitert til å møte direktoratets hovedledelse.

Oljedirektoratet deltok med egen stand på ONS'84, som ble arrangert i Stavanger i august.

I løpet av 1984 er det sendt ut 70 pressemeldinger. De fleste av disse er sendt ut i forbindelse med nye brønner, der Oljedirektoratet søker å gi maksimal informasjon.

1.3.7 Avdelingskontor Harstad

Kontoret er Oljedirektoratets kontaktledd med regionale og lokale myndigheter og nord-norsk næringsliv.

Kontakt med fiskeriorganisasjonene er en viktig del av kontorets arbeidsfelt.

Kontoret har også representert Oljedirektoratet på styringskomitémøter for utvinningstillatelser i Nord-Norge.

På grunn av at leieavtalen av de opprinnelige kontorlokaler utløp og ikke lot seg fornye, har avdelingskontoret i beretningsperioden leid midlertidige lokaler i Norsk Hydros administrasjonsbygg i Harstad.

Det er i beretningsperioden satt i gang tiltak for å løse de praktiske oppgavene en vil stå foran i forbindelse med at avdelingskontoret i løpet av 1985 skal utvides.

1.3.8 Biblioteket

Aktiviteten i biblioteket har også i 1984 vært betydelig. Det er i forhold til tidligere år registrert en jevn økning i antall henvendelser etter lån, kopier og referanse-spørsmål. I overkant av 40 % av alle henvendelser kommer fra eksterne brukere i inn- og utland. Disse omfatter norske og utenlandske bibliotek, privatpersoner, oljeselskaper og andre firma innen petroleumssektoren.

Bibliotekpersonalet har gitt orienteringer om bibliotekets EDB-baserte katalog (ODIN) og bibliotekets tjenester til oljeselskaper, forvaltningsorganer og andre bibliotek.

Biblioteket deltar aktivt i arbeidet med utgivelsen av referatorganet Olje-indeks og litteraturløst OIL. Etterspørselen etter litteratur fra Olje-indeks og OIL er stigende.

Biblioteket har også deltatt aktivt i arbeidet og vært medlem i arbeidsgruppen angående en økning av aktiviteten i INFOIL-sekretariatet på det dokumentasjonstekniske området innen petroleumsvirksomheten.

Det har i beretningsåret vært kontakt med Norsk termbank i Bergen og med Statoil om utgivelse av en stor norsk tesaurus innen petroleumsområdet, men denne saken er ikke avklart. Samarbeidet med Statoil om fortsatt utarbeidelse og utgivelse av PETROLEUMSTESAURUS har derfor fortsatt som tidligere.

1.3.9 INFOIL-sekretariatet

Bruken av informasjonsdatabasene OIL og INFOIL 2 viser fortsatt økning.

Antall referanser i databasen OIL har passert 20 000.

Databasen INFOIL 2 inneholder ved utgangen av beretningsåret opplysninger om 1150 norske og britiske forskningsprosjekter innen petroleumsteknologi. Denne databasen er i beretningsåret også blitt installert i en egen datamaskin ved Underwater Engineering Group i London for britiske brukere.

Det arbeides fortsatt med å få Canada, Frankrike, Vest-Tyskland, Danmark og USA til å delta med innmating av prosjektdata fra disse land til databasen. En katalog i norsk og engelsk utgave som inneholder opplysninger om 500 pågående prosjekter i Norge og Storbritannia er utgitt.

Infoil-gruppen arrangerte i september konferansen Offshore Information Conference 1984 som ble avholdt i Stavanger. Den samlet 120 deltakere. The Institute of Offshore Engineering ved Heriot-Watt University sto som medarrangør.

En henvendelse fra engineeringsselskaper, oljeselskaper og oljebibliotek har ført til sonderende møter og deltakelse i en arbeidsgruppe om økning av aktiviteten i INFOIL-sekretariatet på området dokumentasjonsteknikk for petroleumstekniske oppgaver på nasjonal basis. Arbeidet har resultert i en rapport med forslag for virksomheten i et prøveår.

1.3.10 Rasjonalisering/effektivisering

Oljedirektoratet har i beretningsperioden videreført arbeidet med å utvikle bedre planleggings- og styrings-systemer. En del av tiltakene er nærmere omtalt i det følgende.

1.3.10.1 Avdeling for sikkerhetskontroll

Rapportering av boredata

Videreføringen av Avdeling for sikkerhetskontroll EDB-tjenester har særlig vært konsentrert omkring utvikling og implementering av den endelige driftsutgaven av boredatabanken (DDRS-Daily Drilling Report System).

Formålet med boredatabank-prosjektet er å bedre utnyttelsen av innkommende informasjon vedrørende boreaktiviteten på norsk sokkel. Den daglige oppfølging var tidligere en meget tidkrevende arbeidsoppgave så lenge informasjonen fra operatørselskapene kom inn via teleks.

I 1982 ble det derfor under SPO (Oljedirektoratets forskningsprogram Sikkerhet, Prosedyrer og Overvåking) utviklet en pilotutgave av en boredatabank. Denne ble samme år satt i drift i Oljedirektoratet som et pilotprosjekt for utvikling av en endelig driftsutgave. Pilotutgaven var i drift fram til ca juni måned i 1983. I denne driftsfasen ble en brønn pr operatør fulgt opp og analysert. Det ble videre knyttet nær kontakt med operatørselskapene for utveksling av synspunkter med hensyn til videre planer. Etter avsluttet prøvedrift synes det klart at mulighetene for en sikkerhetsmessig ge-

vinst, samt bedre oversikt på lang sikt ved bruk av et EDB-basert system, er store.

På denne bakgrunn utarbeidet Oljedirektoratet krav til den endelige driftsutgaven av systemet. En av de vesentligste endringene besto i å tilpasse nye rutiner for innlegging av informasjonen. Tidligere ble dette gjort manuelt, noe som viste seg å være en ganske tidkrevende prosess selv med bare en brønn pr operatør som ble lagt inn. Det ble derfor besluttet at operatørselskapene selv skulle legge inn den nødvendige informasjonen vedrørende de daglige borerapportene. Videre at dette skulle gjøres via en on-line kopling til Oljedirektoratets dataanlegg i Avdeling for sikkerhetskontroll. Dette systemet (DDRS), ble ferdig utviklet og implementert 1 april 1984. Erfaringene hittil synes å være meget gode.

Etter hvert som operatørselskapene selv utvikler og tar i bruk EDB-baserte systemer for innsamling/systematisering av de daglige borerapportene, vil Oljedirektoratet legge vekt på å tilrettelegge rutiner for «automatisk» overføring av data. En slik «automatisk» overføring av de daglige borerapportene vil skje ved at dataene først hentes ut fra operatørselskapets datasystem. Deretter vil dataene bli overført til Oljedirektoratets dataanlegg for så å bli lagt inn i direktoratets DDS-system. Fordelene med et slikt system vil være meget store. Oljedirektoratet vil kunne sikres en raskere rapportering samt bedre kvalitet på dataene og operatørselskapene vil kunne eliminere unødvendig manuell dobbeltregistrering av de daglige borerapportene. Ut fra de eksisterende planer vil muligheter for slik «automatisk» rapportering foreligge innen utgangen av 1984.

Skaderegister for strukturer, stigerør og rørledninger

Avdelingen har bygget opp et EDB-basert skaderegister for strukturer, stigerør og rørledninger for alle installasjoner som er i drift på norsk sokkel. Alle skader tilbake til 1982 er registrert, samt tidligere skader som ikke er reparert. Registeret har kryssreferanser til et dokumentasjonssystem og et system for inspeksjonsoversikt.

1.3.10.2 Avdeling for ressursforvaltning

Bruk av EDB-basert verktøy preger arbeidet i avdelingen i stadig større grad. Flere arbeidsoppgaver og en økende strøm av data fra sokkelen gjør det nødvendig å effektivisere arbeidsrutinene mest mulig for å utnytte den begrensede bemanning i avdelingen på beste måte.

Den praktiske anvendelse av Oljedirektoratets GEODATABASE videreføres kontinuerlig. Ved å utvikle generelle, brukervennlige programmer, bygges det gradvis opp hjelpemidler/verktøy slik at fagfolkene, geologer og geofysikere selv kan benytte moderne datasystemer i sitt daglige arbeid.

Det er i 1984 tatt i bruk en tolkningsstasjon for tredimensjonal seismikk. Dette representerer en vesentlig effektivisering og kvalitetsforbedring i arbeidet med å lage geologiske kart.

En database for reservoartekniske data er laget og gjort operativ i løpet av året. Rapportering av data i maskinlesbar form fra operatørene på norsk sokkel er planlagt. Det foregår en kontinuerlig utvikling av brukervennlige programmer for å gjøre dataene lett tilgjengelige for reservoarteknisk arbeid som prognoser og reservoarsimuleringer.

Det er installert flere reservoarsimuleringsmodeller. Disse blir nå brukt i større studier hvor selve data-grunnlaget er satt opp i samarbeid med eksterne konsulenter (FRANLAB, IFE) mens maskinkjøringen foregår på Oljedirektoratets eget EDB-anlegg. Dette gir store besparelser på budsjettet for ekstern bistand som derved kan brukes til flere oppgaver. I tillegg gir det verdifull erfaring til medarbeiderne i Oljedirektoratet.

Det er i 1984 tatt i bruk en avansert modell for å simulere usikkerhet i produksjonsprognoser. Under arbeid er også et bedre og mer effektivt system for å generere prognoser for olje/gass-produksjon fra norsk sokkel.

Underavdeling for ressursøkonomi har i løpet av året utvidet og effektivisert bruken av EDB. Det har vært lagt stor vekt på at medarbeidere i avdelingen skal kunne utnytte EDB-ressursene på en best mulig måte.

EDB blir brukt som hjelpemiddel til å løse både rutinemessige og analytiske oppgaver.

Det er i 1984 utviklet en del mindre program-systemer, og systemer som muliggjør kommunikasjon mellom allerede eksisterende systemer. Mest ressurser har gått med til å videreutvikle allerede eksisterende modeller for å gjøre de bedre og mer brukervennlige.

Hovedsystemene som underavdelingen bruker er en modell for felt og selskapsanalyse (Selskapsmodell), en modell for tidsfasevurderinger av felt under valgte forutsetninger (Porteføljemodell), en modell for produksjonsavgift (PABS), og en modell for produksjonsrapportering i Nordsjøen (PPRS).

Det vil i de kommende årene være nødvendig med en utvidelse av maskinkapasiteten for å kunne dekke behovet.

Det er i 1984 lagt særlig vekt på å forbedre kompetansen/programvaretilbudet innenfor feltet datagrafikk.

1.3.10.3 Administrasjonsavdelingen

Skrive- og sekretærtjenesten har i løpet av året blitt til delt større EDB-tekniske ressurser og flere dataterminaler. Ved utgangen av perioden er det meste av direktoratets skrivearbeid basert på bruk av EDB. Det arbeides med å utvide sekretærens muligheter til å benytte andre terminalbaserte EDB-systemer.

Bruken av Oljedirektoratets EDB-baserte arkivsystem har også i 1984 utviklet seg meget tilfredsstillende. Arkivets erfaringer med systemet er gjenstand for stor oppmerksomhet både fra offentlige etater og privat industri. Ved utgangen av 1984 er systemet utvidet slik at alle ansatte i direktoratet kan få tilgang til arkivets database via egne dataterminaler.

I 1984 har Oljedirektoratet tatt i bruk et terminal-

orientert budsjett- og økonomisystem. Dette har gitt direktoratet en bedre mulighet til effektiv og planmessig budsjettkontroll. Systemet har bl a gitt mulighet for vesentlige forenklinger av årlige regnskap avslutninger.

En har også i denne perioden fornyet og effektivisert bruken av kopieringsutstyr. Det er gjort endringer i maskinparken både i kontorlokalene og i det sentrale hustrykkeriet. Direktoratet har med dette fått en rask og effektiv kopieringstjeneste for både små og store dokumentvolum.

Det er igangsatt et arbeid for å oppnå en større grad av integrasjon mellom repro-, tele-, tekst- og datatjenester.

EDB-basert personalregister

For å kunne effektivisere personalforvaltningsarbeidet og for å kunne yte bedre service overfor fagavdelingene, har Personalseksjonen lagt om det interne personalregister fra et manuelt til et EDB-basert system.

Det er inngått særavtale med tjenestemannsorganisasjonene og utarbeidet instruks for dette registeret i henhold til sentral avtale om lønns- og personalregistre i staten. Særavtalen omhandler hvilke personalopplysninger som inngår i registeret og hvem som har adgang til opplysninger om den enkelte. Instruksen gjelder datasikkerhet og angir hvem som er registeransvarlig.

1.3.11 Lokaler

Kontorsituasjonen har vært tilfredsstillende i beretningsperioden. Arbeidet med nybygget går etter planene med planlagt overtakelse 1.12.85. Grunnstensnedleggelsen ble foretatt av HKH Kronprins Harald den 10.5.84 (fig 1.3.11).

FIG 1.3.11

HKH Kronprins Harald foretok grunnstensnedleggelsen på Oljedirektoratets nybygg den 10.5.84



2 Virksomheten på norsk kontinentalsokkel

2.1 Undersøkelles- og utvinningstillatelser

2.1.1 Nye utvinningstillatelser

Det ble i 1984 tildelt 15 nye utvinningstillatelser. Utvinningstillatelse nr 086-100 (tab 2.1.1.a) utgjør 8. til-

delingsrunde, med henholdsvis 5 utvinningstillatelser i Nordsjøen, 5 på Haltenbanken og 5 på Tromsøflaket. Tildelingene fordelte seg med operatøransvar til 9 norske og 6 utenlandske selskaper.

TAB 2.1.1.a

Tildelinger: 8. tildelingsrunde. Meddelt ved kgl res av 9.3.84

Utv.nr	Felt/blokk	Eier %	Operatør(0)/rettighetshaver
086	6/3,7/1	50,000	0 Den norske stats oljeselskap a.s
087	16/4	20,000	0 Norsk Hydro Produksjon a.s
088	24/6,25/4	30,000	0 Total Marine Norsk A/S
089	34/7	10,000	0 Saga Petroleum a.s
090	35/11	40,000	0 Mobil Development Norway A/S
091	6406/3	50,000	0 Den norske stats oljeselskap a.s
092	6407/6	50,000	0 Den norske stats oljeselskap a.s
093	6407/9	30,000	0 A/S Norske Shell
094	6506/12	50,000	0 Den norske stats oljeselskap a.s
095	6507/7	30,000	0 Norske Conoco A/S
096	7119/9	35,000	0 Elf Aquitaine Norge A/S
097	7120/6	20,000	0 Norsk Hydro Produksjon a.s
098	7120/10	50,000	0 Esso Exploration and Production Norway A/S
099	7121/4	50,000	0 Den norske stats oljeselskap a.s
100	7121/7	50,000	0 Den norske stats oljeselskap a.s

TAB 2.1.1.b

Utvinningsstillatelser pr 31.12.84

Meddelt med virkning fra	Utvinnings- tillatelse nr	Total areal km ²	Antall blokker
01.09.65	001-021	39 842,476	74
07.12.65	022	2 263,565	4
23.05.69	023-031	4 107,833	9
30.05.69	032-033	746,285	2
14.11.69	034-035	1 024,529	2
11.06.71	036	523,937	1
10.08.73	037	586,834	2
01.04.75	038-040,42	1 840,547	7
01.06.75	041	488,659	1
06.08.76	043	604,559	2
27.08.76	044	193,077	1
03.12.76	045-046	1 270,682	4
07.01.77	047	368,363	2
18.02.77	048	321,500	2
23.12.77	049	485,802	1
16.06.78	050	500,509	1
06.04.79	051-058	4 007,887	8
18.01.80	059-061	1 108,078	3
17.03.81	062-064	1 099,522	3
21.08.81	065-072	3 218,945	9
23.04.82	073-078	2 311,912	6
20.08.82	079	102,167	1
10.12.82	080-084	2 082,966	5
08.07.83	085	1 521,160	3
09.03.84	086-100	6 346,604	15
		76 968,398	168

2.1.2 Undersøkelsestillatelser

Det er pr 31.12.84 tildelt i alt 124 kommersielle undersøkelsestillatelser. Følgende tillatelser ble gitt i 1984:

Mobil Exploration Norway Inc	Tillatelse nr 114
Texaco Exploration Norway A/S	115
Geophysical Service Inc	116
Chevron Exploration North Sea Limited	117
Oceaneering Norway A/S	118
Norsk Agip A/S	119
Tenneco Oil Co. Norsk A/S	120
Norsk Hydro A/S	121
Racal Geophysics Limited	122
Geophysical Company of Norway A/S	123
Western Geophysical Company of America	124
Tillatelse nr 124 er gitt i 1984, men gjelder først fra 1.1.85.	

2.1.3 Andelsoverdragelser

I løpet av 1984 er følgende andelsoverdragelse godkjent i henhold til § 48 i kgl res av 8.12.72:

Utvinningsstillatelse 025

Norsk Hydro Produksjon a.s har overtatt 9,6 % fra Elf Aquitaine Norge A/S. Fordelingen i utvinningstillatelse 025 er etter dette:

TAB 2.1.1.c
Områder med utvinningstillatelser pr 31.12.84

Utvinningstillatelse tildelt	Opprinnelig km ²	Tilbakelevert areal pr. 31.12.83	Areal med utvinningstillatelse i km ²	Areal med utvinningstillatelse i prosent	Fordelt på antall blokker
1965	42 106,041	36 338,422	5 767,619	13,70	26
1969	5 878,647	3 004,025	2 874,622	48,90	13
1971	523,937	262,047	261,890	49,99	1
1973	586,834	295,157	291,677	49,70	2
1975	2 329,206	1 633,827	695,379	29,86	4
1976	2 068,318	924,825	1 143,493	55,29	5
1977	1 175,665	896,981	278,684	23,70	2
1978	500,509	—	500,509	100,00	1
1979	4 007,887	—	4 007,887	100,00	8
1980	1 108,078	—	1 108,078	100,00	3
1981	4 318,467	—	4 318,467	100,00	12
1982	4 497,045	—	4 497,045	100,00	12
1983	1 521,160	—	1 521,160	100,00	3
1984	6 346,604	—	6 346,604	100,00	15
	76 968,398	43 456,013	33 512,385	43,54	106

TAB 2.1.1.d
Tildelingsrunder. Norske og utenlandske andeler

Runde	År	Ant. blokker	Andel %		Operatør %	
			Norsk	Utenl.	Norsk	Utenl.
1	1965	78	9	91	0	100
2	1969–71	14	15	85	0	100
Statfjord	1973	2	52	48	0	100
3	1974–78	20	58	42	63	37
Gullfaks	1978	1	100	0	100	0
4	1979	8	58	42	68	32
5	1980–82	12	66	34	92	8
6	1981	9	64	36	50	50
Utv.till. 079	1982	1	100	0	100	0
7	1982	5	60	40	80	20
Utv.till. 085	1983	3	100	0	100	0
8	1984	17	60	40	60	40

Elf Aquitaine Norge A/S	34,0 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	29,2 %
Total Marine Norsk A/S	21,8 %
Lasmo Norge A/S	15,0 %

rådet Trøndelag II for oljeselskapene (vest og sør for Haltenbank-området), slik at også dette området ble dekket tilfredsstillende med seismiske linjer (fig 2.2.1.c).

2.1.4 Tilbakeleveringer

Det har i 1984 funnet sted en tilbakelevering fra utvinningstillatelse 022, hvor blokk 3/5 er tilbakelevert i sin helhet. Gulf Oil Corporation – Norway Branch var operatør.

2.2 Kartlegging og leteboring

2.2.1 Geofysiske og geologiske undersøkelser

2.2.1.1 Åpning av nye leteområder

Oljedirektoratet fikk på bakgrunn av Stortingets ønske om en opptrapping av letevirsomheten i nord, en betydelig økning i budsjettet for seismiske undersøkelser i 1984. Det ble innsamlet over 21 000 km seismikk (fig 2.2.1.a), hvilket langt oversteg prognosene. Årsaken var bl a svært gunstige isforhold i Barentshavet. Det ble skutt linjer så langt nord som 81°25'N og øst til 35°E (fig 2.2.1.b). I tillegg ble det besluttet å åpne om-

FIG 2.2.1.a
Geofysiske undersøkelser nord for Stad i Oljedirektoratets regi

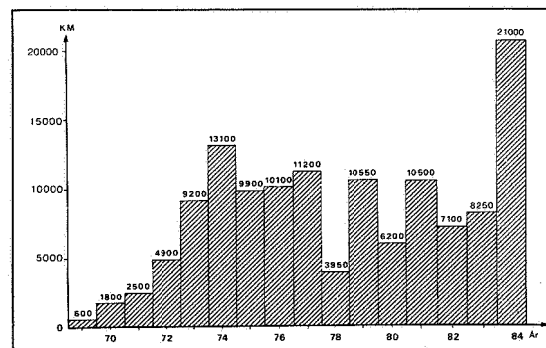
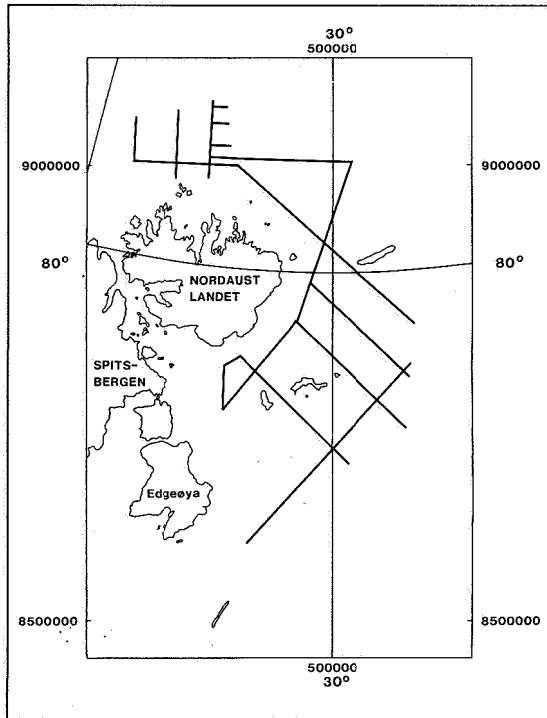


FIG 2.2.1.b
Svalbard nordøst geofysiske undersøkelser 1984



I løpet av 1984 har Oljedirektoratet klargjort 6 nye områder for videre undersøkelser, nemlig Bjørnøya Øst og Sør, Finnmark Vest, Nordland III, Trøndelag II og Møre Sør (fig 2.2.1.d). Det ble også innsamlet regional seismikk i områdene Troms III og Svalbard Nordøst (Kvitøya/Storbanken/Edgeøya).

2.2.1.2 Oljedirektoratets geofysiske undersøkelser 1984

Oljedirektoratet har i løpet av 1984 samlet inn seismiske data i 8 områder. Det ble skutt 1 987 km nordøst for Svalbard (fig 2.2.1.b), i Bjørnøya-området (sør og øst) 10 300 km, Finnmark Vest 2 359 km, Troms III 872 km (fig 2.2.1.e og f), Nordland III 1 236 km, Trøndelag II 3 025 km og Møre Sør 1 070 km (fig 2.2.1.c og g). Samtidig med de seismiske registreringene er det også samlet inn gravimetriske data. I Bjørnøya-området er det i tillegg til vanlige seismiske målinger (ned til ca 7 sekunder) også registrert ekstra dype signaler (ned til ca 15 sekunder) samt grunne data (høyfrekvente signaler) til ca 1 sekund.

Geophysical Company of Norway (Geco) har innsamlet det meste av dataene, bortsett fra linjene skutt i Møre Sør og 1 730 km i Trøndelag II. Sistnevnte ble skutt av Merlin Profilers, mens Møre Sør ble utført av Seismograph Service Limited (SSL) i England.

Prosesseringen av de innsamlede dataene ble utført av en rekke selskaper. Bjørnøya-data prosesseres hos Western Geophysical, Compagnie Generale de Geophysique (CGG) i England og Geophysical Service International (GSI) i Stavanger. Finnmark Vest-linjene

FIG 2.2.1.c
Områder åpnet for geofysiske undersøkelser i selskaperes regi mellom 62°N og 68°N

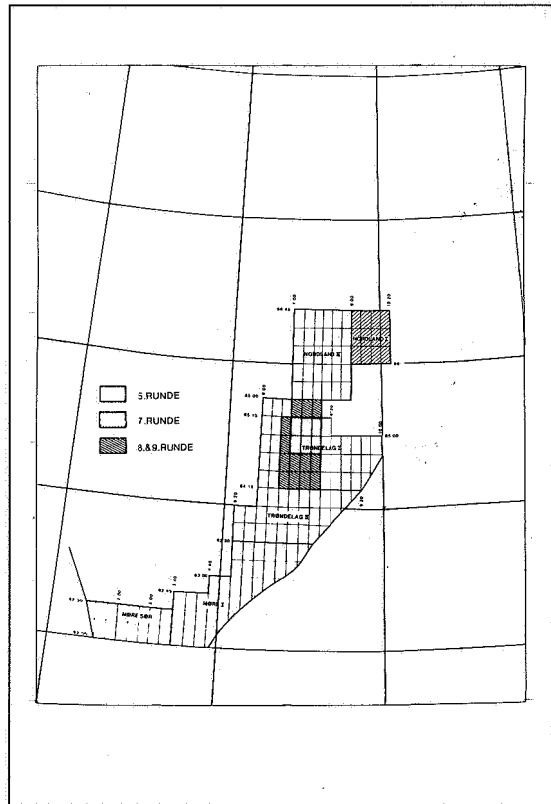


FIG 2.2.1.e
Geofysiske undersøkelser ved Troms/Finnmark/Bjørnøya

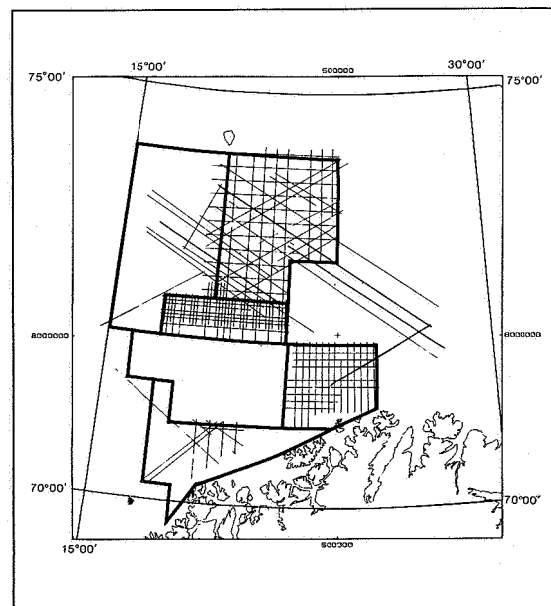
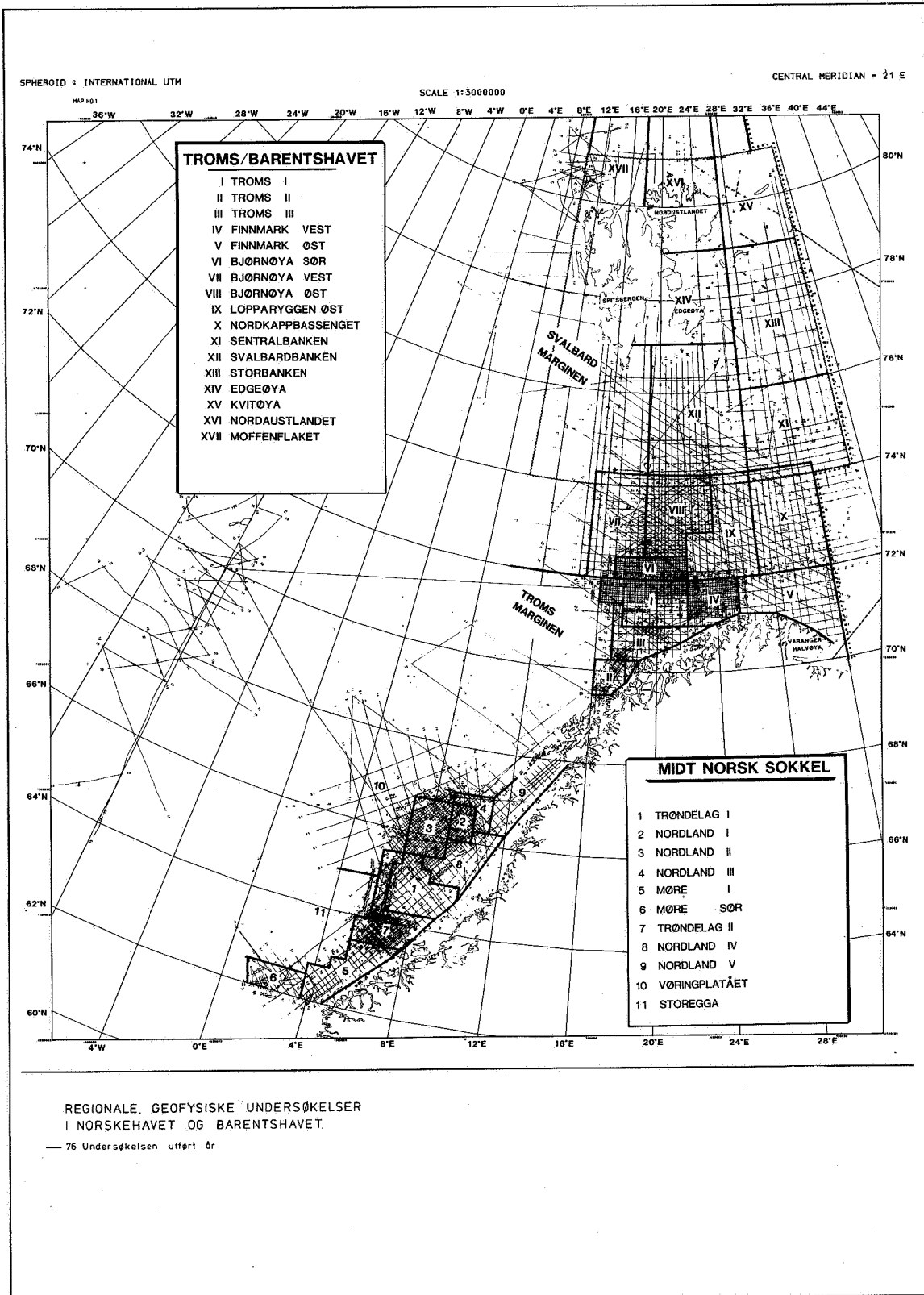


FIG 2.2.1.d
Fremtidige leteområder nord for Stad



ble som i 1983 prosessert hos GSI i England, Troms III-data (pluss 126 km fra 1983) hos CGG i England, Nordland III hos Geco i Stavanger, Trøndelag II hos Merlin Profilers i Oslo og Møre Sør hos SSL i England. Grunnseismikken i Bjørnøya-området er innsamlet og prosessert av A/S Geoteam i Norge. Gravimetriske data blir prosessert av CGG i Paris og Geco i Oslo.

I tillegg har Oljedirektoratet reprocessert 307 km seismikk fra 1974 og 1976 i Troms II-området samt 1 549 km fra 1981 på Vøringssplatået hos Horizon Exploration i England.

FIG 2.2.1.f

Områder åpnet for geofysiske undersøkelser i selskaperes regi nord for 68°N

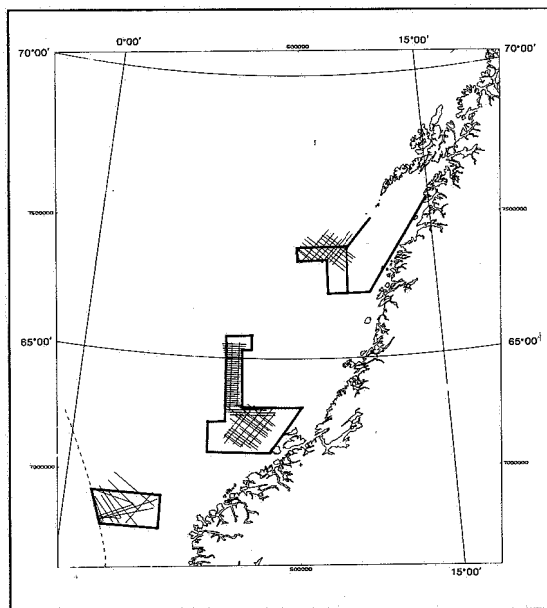


Forøvrig blir enkelte testlinjer prosessert både internt i Oljedirektoratet og ute hos diverse kontraktører. Dette gjelder data innsamlet i Møre Sør og Bjørnøya-området. Disse dataene har både spesielle signalkilder og registreringsutstyr. Blant annet er vannkanoner og digitale mottaker-kabler blitt benyttet. Dessuten planlegger enkelte selskaper også å utføre tilsvarende testundersøkelser i 1985. Oljedirektoratet vil i den anledning inngå nærmere samarbeid med disse og ser på dette arbeidet som et viktig skritt i retning av å forbedre datakvaliteten i nye/kompliserte geologiske områder.

For 1985 planlegger Oljedirektoratet å skyte seismikk i følgende områder: Nordland IV (ca 1 000 km), Troms III (ca 3 000 km), Lopparyggen Øst og Nordkappbassenget (ca 10–12 000 km) og Jan Mayen (ca 3 000 km) (fig 2.2.1.d).

FIG 2.2.1.g

Geofysiske undersøkelser på Midt Norsk Sokkel 1984



2.2.1.3 Geofysiske undersøkelser i selskaperes regi

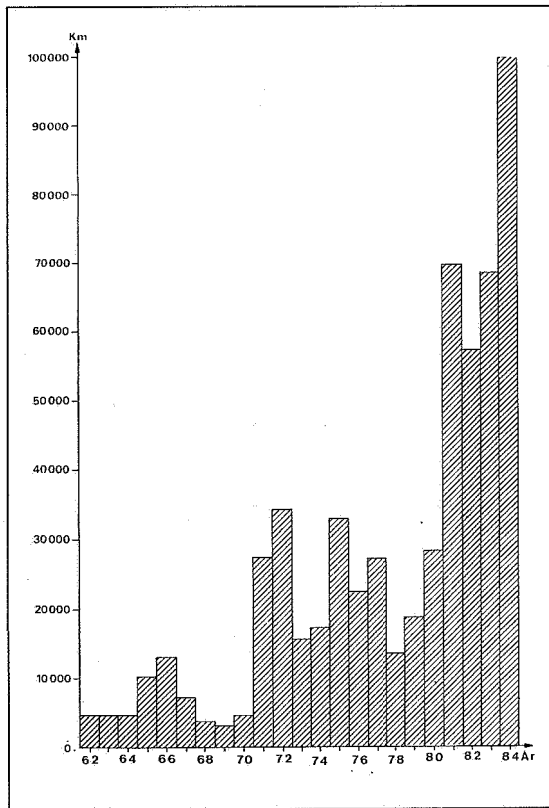
I 1984 ble det skutt totalt 78 900 km seismikk på norsk kontinentalsokkel i regi av oljeselskaper eller kontraktører. Av disse ble 45 600 km skutt i Nordsjøen og 33 300 km skutt nord for Stad i områdene Møre I, Trøndelag I og II, Nordland I og II, Troms I og II, Finnmark Vest, Bjørnøya Sør og Svalbard. Figur 2.2.1.h viser samlede geofysiske undersøkelser utført på den norske sokkel.

De tre norske selskapene Statoil, Hydro og Saga har, bl a som operatører for en gruppe av selskaper, totalt skutt 22 600 km nord for Stad og 20 500 km sør for Stad, mens de øvrige selskapene har skutt 10 700 km nord for Stad og 25 100 km sør for Stad. Blant annet har NOPEC, Geco og GSI utført 8 769 km spekulative undersøkelser nord for Stad og 15 462 km sør for Stad. I tillegg har Geco, CGG og SSL samlet inn testlinjer på Møre Sør. Av disse seismiske målinger er det utført 14 327 km 3D-undersøkelser. Denne type data samles inn i begrensede områder over felt som er påvist og vurderes utbygd. Saga registrerte 9 700 km i 34/4 og 34/7-området, Conoco 1 400 km på Murchison, GSI 350 km i blokk 34/8 og BP 2 850 km i blokk 7/12.

Som følge av de store datamengdene i forbindelse med både 3D- og 2D-undersøkelser, er det blitt et stort behov for EDB-systemer i forbindelse med tolkningsarbeidet. Oljedirektoratet har anskaffet 2 tolkningsstasjoner fra Geco, og man planlegger også å benytte eksterne anlegg, bl a hos GSI i Stavanger.

Disse tolkningsstasjonene er i stadig utvikling, og de erfaringene som er høstet, viser at slikt utstyr vil kunne bli til stor hjelp i tolkningen av disse dataene.

FIG 2.2.1.h
Geofysiske undersøkelser utført på hele den norske sokkel (inkl. nord for Stad)



2.2.1.4 Salg av seismiske data

I 1984 har Oljedirektoratet tilbudt oljeselskapene 5 nye seismiske datapakker, samt tilleggsdata til et par tidligere pakker. På grunn av den økte aktiviteten i forbindelse med 9. og 10. tildelingsrunde har salget i 1984 slått alle tidligere rekorder med nærmere 200 %. Enkelte selskap har bestilt for nærmere 20–30 mill kroner i data. Inntektene av dette salget er nå høyere enn direktoratets samlede budsjett, og inntektene forventes å bli minst like høye også i årene som kommer, avhengig av utlysningstempoet for nye områder.

Etter ønske fra selskapene vil Oljedirektoratet begrense publiseringen av hvem som har kjøpt hvilke pakker, ut i fra hensynet til letestrategi og konkurranseforhold. Imidlertid vil operatører for spekulative/gruppe-undersøkelser nord for Stad nødvendigvis måtte få kjennskap til hvem som har kjøpt Oljedirektoratets datapakker, da dette er en betingelse for deltagelse i disse undersøkelsene/kjøp av slike data.

Følgende tall gjelder for 1984

Pakkenavn	Tilbudt	Antall solgt 1984
Møre/Trøndelag:		
Regional pakke I	1978	1
Regional pakke II	1982	6
Møre/Trøndelag -83	1983	8
Nordlandsryggen:		
Regional data	1982	7
Nordland II	1983	16
Regionale data 84		
Midtnorsk sokkel	1984	11
Møre Sør -84		
Tampen Spur	1984	4
Trænabanken		
	1979	2
Troms Hovedpakken		
	1977	2
Troms I Øst		
	1978	1
Regionale data Troms Øst (inkl tilleggsdata)		
	1982/84	8
Regionale data Troms/Barentshavet (deler)		
	1978	10
Troms Nord 82/83		
Pakke I, II, III og IV		
	1983	12
Troms II		
	1984	2
Finnmark Vest -83		
	1983	7
Finnmark Vest -84		
	1984	3
Bjørnøya-83		
	1983	10

Bokførte inntekter for 1984 ble ca 280 mill kroner. Tilsvarende tall for 1983 var ca 50 mill kroner.

2.2.1.5 Frigivning av data og materiale fra sokkelen

I forbindelse med Oljedirektoratets oppfølging av oljevirksomheten på norsk kontinentalsokkel, mottar Oljedirektoratet bl a kopier av borehullslogger og kontinuerlige, representative utvalg av borekaks og borekjerne. Prøver av borekaks tas hver 10. m gjennom borehullet, og hver 3. m i formasjoner som kan inneholde hydrokarboner. For våtprøver, som skal veie minst 1/2 kg, gjelder samme prøvetakingsfrekvens.

Av borekjerner mottar Oljedirektoratet et fullstendig lengdesnitt som omfatter minst en fjerdepart av kjernen.

Oljedirektoratet har som en del av sine plikter ansvaret for å publisere data og frigi materiale i undervisnings- og forskningsøyemed.

Direktoratet frigir ikke data som er tolket av operatørene, og data eller materiale kan ikke frigis før 5 år etter at borehullet er komplettert.

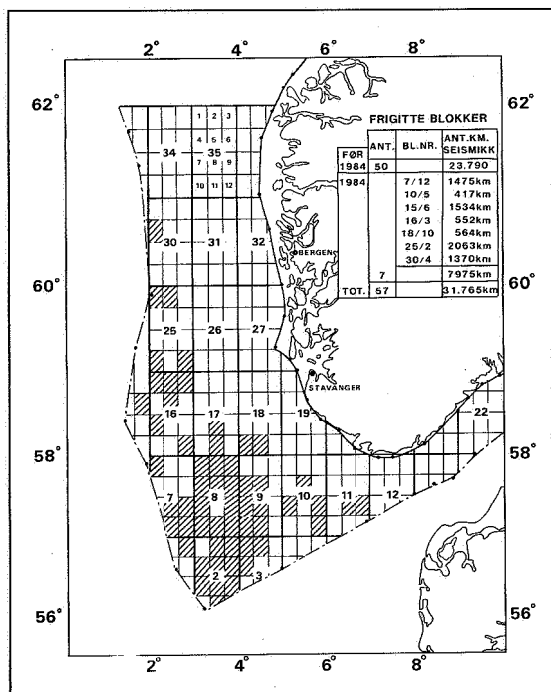
Well Data Summary Sheets (WDSS) blir publisert årlig, og gir en oversikt over borehull som er 5 år gamle. Formålet med denne serien er å vise hvilke borehull som er friggitt, og hvilket kjerne- og loggmateriale som finnes fra de forskjellige borehull. Videre gis en del tekniske data og testresultater, samt en grov skisse av litologien i de enkelte borehullene.

Seismikk frigis i pakker som omfatter 1 blokk, og kan bare frigis fra blokker som er eller har vært konsekvensbelagt, og etter at seismikken er eldre enn 5 år.

Pr 31.12.84 er 57 blokker frigitt, 7 av disse i 1984. I alt er 31 765 profilkilometer frigitt, 7 975 km i 1984.

Figur 2.2.1.i viser et oversiktskart med angivelse av hvilke blokker som det er frigitt data fra.

FIG 2.2.1.i
Blokker der seismiske data er frigitt



2.2.1.6 Vitenskapelige undersøkelser

Pr 31.12.84 er det i alt meddelt 196 tillatelser til vitenskapelige undersøkelser på den norske kontinentalsokkelen. Som det fremgår av tab 2.2.1.a er det for 1984 meddelt 18 slike tillatelser. De fleste undersøkelsene dreier seg hovedsakelig om geofysikk og noen om geologi og biologi.

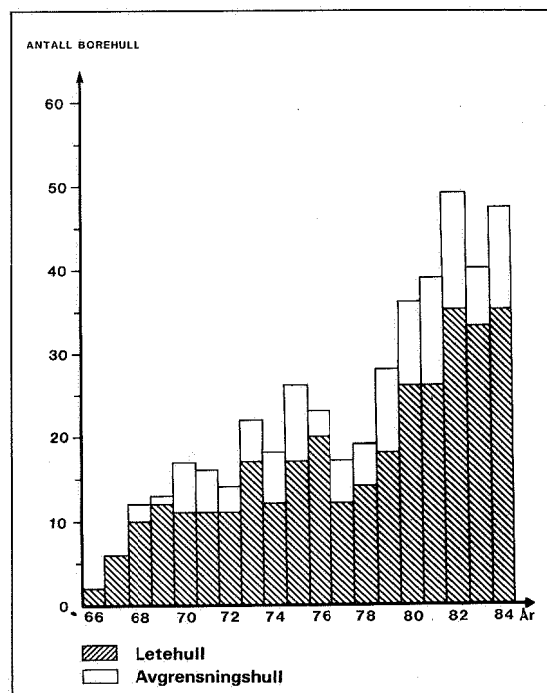
2.2.2 Lete- og avgrensningssoring

Ved årsskiftet 1983/84 var 10 lete- og avgrensningssoringborehull under boring. Alle disse er avsluttet i 1984.

Det har vært en økning i antall påbegynte undersøkelses- og avgrensningssoringhull i 1984 i forhold til 1983, og nivået ligger opp mot rekordåret 1982.

I løpet av året ble det påbegynt 47 nye borehull, fordelt på 35 undersøkelseshull og 12 avgrensningssoringhull, mot 40 hull i 1983 (fig 2.2.2.a).

FIG 2.2.2.a
Boreaktiviteten på den norske kontinentalsokkel (antall borehull påbegynt pr. år)



35 av de påbegynte hullene ble avsluttet i løpet av året. 12 hull er under boring ved årets slutt.

Totalt er følgende 14 borehull på norsk sokkel midlertidig forlatt ved årets slutt:

1/9-1	2/11-65	30/6-9	34/10-5
1/9-4	7/11-8	30/6-13	
2/7-14	15/9-17	30/9-2	
2/7-19	30/2-1	34/10-3	

Ved årsskiftet var det totalt påbegynt 447 lete- og avgrensningssoringhull på norsk sokkel. De fordeler seg med 328 letehull og 119 avgrensningssoringhull. (Tab 2.2.2.a).

Figurene 2.2.2.b, c, d og e viser borehullene i de fire områdene på norsk sokkel hvor det er åpnet for leteboring (Nordsjøen, Haltenbanken, Trænabanken, Troms I) i forhold til strukturelle hovedtrekk.

Som det framgår av disse figurene, har aktiviteten vært fordelt over hele sokkelen. Størst aktivitet har det vært syd for Stad, med omlag 62 % av de 47 borehull.

TAB 2.2.1.a

Tillatelse til vitenskapelige undersøkelser etter naturforekomster

Tillatelse	Navn	Arbeidsfelt			Område
		Geo-fysikk	Geo-logi	Bio-logi	
179	Universitetet i Bergen, Geologisk institutt, avd B		X		Kystområdene Kristiansand, Færder, Indre deler av Skagerrak
180	Institut für Meereskunde an der Universität Kiel, Forbundsrepublikken Tyskland			X	Nordlige Skagerrak
181	British Geological Survey, Marine Geophysics Research Programme, Skottland	X			Nordsjøen
182	Institutt for kontinentalsokkelundersøkelser	X	X		Norskehavet
183	DAFS, Marine Laboratory, Skottland		X	X	Nordsjøen
184	Institutt for kontinentalsokkelundersøkelser	X			Barentshavet
185	Universitetet i Bergen, Jordskjelvstasjonen	X			Skagerrak
186	Institut für Meereskunde an der Universität Kiel, Forbundsrepublikken Tyskland	X			Skagerrak
187	Universität Hamburg, Forbundsrepublikken Tyskland			X	Grønlandshavet
188	Senckenbergische Naturforschende Gesellschaft, Forbundsrepublikken Tyskland			X	Nordsjøen – Skagerrak
189	Institutt for kontinentalsokkelundersøkelser	X	X		Barentshavet
190	Institut Francais du Pétrole, Frankrike	X			Norskehavet
191	Norges geologiske undersøkelser	X			Møre og Romsdal, Sogn og Fjordane
192	Alfred-Wegener-Institute for Polar Research, Forbundsrepublikken Tyskland	X	X	X	Norskehavet, Grønlandshavet
193	Universitetet i Tromsø, Institutt for biologi og geologi	X	X		Finnmarkskysten, Bjørnøyrenna
194	Nederlands Instituut voor Onderzoek der Zee, Nederland		X		Skagerrak
195	Universitetet i Bergen, Jordskjelvstasjonen	X			Grønlandshavet
196	Universitetet i Bergen, Geologisk institutt, avd B	X	X		Nordsjøen

TAB 2.2.2.a

Påbegynte og/eller avsluttede leteborehull (U) og avgrensningshull (A) 1984

Tillatelse nr	Borehull nr	Boring påbegynt avsluttet	Operatør Rettighets-haver	Borefartøy Registrerings-land	Brønn-type	Vann-dybde	Total dybde (MSL)	Resultat
161	7/12-2 R	23.03.84 29.04.84	BP Stat/BP gr	Dyvi Alpha	U	071	3651	Olje/gass
183	7/12-4 R	16.03.84 20.03.84	BP Stat/BP gr	Dyvi Alpha	A	071	3596	Olje/gass
263	31/2-5 R2	22.03.84 22.04.84	Shell Stat/Shell/Con	Borgny Dolphin	U	333	2500	Olje/gass
359	7/11-7 R	29.09.84 08.10.84	Phillips Phillips gr	Cod Platform	U	078	4885	Olje
384	2/5-7	11.08.83 24.02.84	Shell Stat/Shell/PPCO	Neddrill Trigon	U	066	4497	Olje
385	6610/7-2	28.08.83 13.03.84	Statoil Stat/Elf/Agip	West Vanguard	U	235	4193	Tørr
388	6407/1-3	17.09.83 16.01.84	Statoil	Dyvi Delta	U	286	4440	Olje/gass
390	29/9-1	23.09.83 24.02.84	Norsk Hydro	Treasure Seeker	U	104	4678	Gass
391	31/5-2 R	11.06.84 30.08.84	Saga Stat/Hydro/Saga	Treasure Saga	U	316	2474	Olje/gass
393	31/6-2 R	31.07.84 08.09.84	Statoil Stat/Hydro/Saga	Deepsea Bergen	A	304	2212	Gass
395	34/4-5	13.11.83 06.04.84	Saga Stat/Saga/Amoco	Treasure Saga	U	379	3891	Olje

Fortsetter neste side

TAB 2.2.2.a

Fortsettelse fra foregående side

Til- latelse nr	Borehull nr	Boring påbegynt avsluttet	Operatør Rettighets- haver	Borefartøy Registrerings- land	Brønn- type	Vann- dybde	Total dybde (MSL)	Resultat
396	15/9-18	16.12.83 02.03.84	Statoil Stat/Esso/Hydro	Deepsea Bergen	U	097	3599	Olje
397	15/3-5	28.12.83 13.05.84	Elf Petronord gr	Byford Dolphin	U	135	4105	Olje
398	30/6-14	17.12.83 08.02.84	Norsk Hydro Stat/Petronord gr	Treasure Scout	U	148	2877	Olje
399	34/10-20 X	23.12.83 23.04.84	Statoil Stat/Hydro/Saga	Ross Isle	U	134	3721	Oppgitt
400	30/9-3	31.12.83 06.03.84	Norsk Hydro Stat/Hydro/Saga	Nortrym	U	111	3113	Olje/gass
401	31/2-13	02.01.84 15.03.84	Shell Stat/Shell	Borgny Dolphin	A	333	1702	Olje/gass
402	30/11-4	25.01.84 24.07.84	Shell Shell	Dyvi Delta	U	110	5226	Olje
403	31/3-2	04.03.84 30.04.84	Norsk Hydro Stat/Hydro/Saga	Treasure Seeker	A	340	2065	Olje/gass
404	7120/12-4	18.02.84 16.04.84	Norsk Hydro Stat/Con/Hydro	Treasure Scout	U	152	2176	Tørr
405	31/5-3	10.04.84 09.06.84	Saga Stat/Hydro/Saga	Treasure Saga	A	327	2227	Olje/gass
406	30/9-3 A	06.03.84 20.05.84	Norsk Hydro Stat/Hydro/Saga	Nortrym	U	111	4275 3984 TVD	Olje/gass
407	31/6-4 X	05.03.84 16.03.84	Statoil Stat/Hydro/Saga	Deepsea Bergen	A	305	797	Oppgitt
408	7120/7-3	18.03.84 09.06.84	Statoil Stat/Hydro/Saga	West Vanguard	U	258	3040	Tørr
409	31/6-5	16.03.84 21.05.84	Statoil Stat/Hydro/Saga	Deepsea Bergen	A	304	2059	Olje/gass
410	7120/9-2	18.04.84 20.10.84	Norsk Hydro Stat/Hydro/Elf	Treasure Scout	U	294	5049	Gass
411	31/2-14	23.04.84 21.06.84	Shell Shell/Stat	Borgny Dolphin	A	339	1700	Olje
412	6406/3-1	27.04.84 14.08.84	Statoil Stat/Mobil/Saga	Ross Isle	U	256	4880	Tørr
413	2/1-6	30.04.84 12.08.84	BP Stat/BP/Conoco	Dyvi Alpha	A	066	4563	Olje
414	30/6-15	02.05.84 05.09.84	Norsk Hydro Stat/Petronord	Treasure Seeker	U	107	3947 3175 TVD	Olje/gass
415	34/7-1	09.05.84 24.07.84	Saga Stat/Saga/Esso	Vildkat	U	328	2880	Olje
416	31/6-6	22.05.84 29.07.84	Statoil Stat/Hydro/Saga	Deepsea Bergen	A	313	2267	Gass
417	35/11-1	24.05.84 06.08.84	Mobil Mobil/Stat/Hydro	Nortrym	U	365	3336	Tørr
418	2/3-4	28.05.84 24.07.84	Gulf Gulf/Wintershall	Glomar Moray F.I.	U	056	3348	Tørr
419	7121/7-1	11.06.84 05.08.84	Statoil Stat/Elf/Spab	West Vanguard	U	326	2138	Gass/kond
420	25/2-8	18.06.84 01.08.84	Elf Elf/Hydro/Total	Pelerin	A	106	2368	Olje/gass
421	7119/9-1	28.06.84 25.09.84	Elf Stat/Elf/Saga	Byford Dolphin	U	201	3218	Tørr
422	6407/9-1	26.06.84 07.09.84	Shell Stat/Shell/BP	Borgny Dolphin	U	248	2475	Olje
423	16/7-5	27.06.84 03.08.84	Esso Stat/Esso/Hydro	Zapata Ugland	U	080	2875	Tørr
424	34/7-2	02.09.84 11.10.84	Saga Stat/Esso/Hyd/Saga	Treasure Saga	U	246	2449	Tørr
425	31/4-7	26.07.84 11.09.84	Norsk Hydro Stat/Esso/Hydro	Vildkat	U	136	2480	Olje/gass
426	34/10-21	26.07.84 22.10.84	Statoil Stat/Hydro/Saga	Dyvi Delta	U	136	3976	Gass/kond
427	6507/7-1	10.08.84 01.12.84	Conoco Stat/Con/Arco/Ten	Nortrym	U	371	4800	Gass
428	7121/4-1	06.08.84 27.10.84	Statoil Stat/Total/Con	West Vanguard	U	335	2565	Olje/gass
429	7120/10-1	10.08.84 08.09.84	Esso Esso/Statoil	Zapata Ugland	U	183	1975	Tørr
430	6506/12-1	16.08.84	Statoil Stat/Mobil/Agip	Ross Isle	U	250	4906	
431	2/1-7	06.09.84	BP Stat/BP/Conoco	Glomar Moray F.I.	U	68		

Tillatelse nr	Borehull nr	Boring påbegynt avsluttet	Operatør Rettighets-haver	Borefartøy Registrerings-land	Brønn-type	Vann-dybde	Total dybde (MSL)	Resultat
432	16/4-1	08.09.84 19.11.84	Norsk Hydro Stat/Shell/Hydro	Treasure Seeker	U	96	2884	Tørr
433	15/12-4	13.09.84 31.10.84	Statoil Statoil/Esso	Deepsea Bergen	U	87	3134	Olje
434	31/2-15	10.09.84 15.11.84	Shell Stat/Shell	Borgny Dolphin	A	343	1652	Olje/gass
435	1/3-5	01.10.84	Shell Shell	Neddrill Trigon	U	71		
436	34/7-3	14.09.84	Saga Stat/Esso/Hyd/Saga	Vildkat	U	303	3389	
437	6407/6-1	16.09.84 26.10.84	Statoil Stat/Mobil/Britoil	Zapata Ugland	U	227	2868	Tørr
438	31/3-3	13.10.84 17.11.84	Saga Stat/Hydro/Saga	Treasure Saga	U	332	2547	Tørr
439	6609/5-1	03.11.84	Statoil Stat/PPCO/Esso	West Vanguard	U	293		
440	34/10-22	25.10.84 05.11.84	Statoil Stat/Hyd/Saga	Dyvi Delta	A	138	550	Gass
441	6/3-1	02.11.84	Statoil Stat/Con/Hyd/Amer	Deepsea Bergen	U	086		
442	30/6-16	09.11.84	Norsk Hydro Stat/Petronord gr	Treasure Scout	U	108		
443	6407/9-2	18.11.84	Shell Stat/Shell/BP	Borgny Dolphin	A	247		
444	30/9-4	22.11.84	Norsk Hydro Stat/Hydro/Saga	Treasure Seeker	U	110		
445	34/7-4	19.11.84	Saga Stat/Esso/Hyd/Saga	Treasure Saga	U	319		
446	7/8-4	10.12.84	Conoco Stat/Con/Hydro	Nortrym	U	082		
447	30/2-2	19.12.84	Statoil Stat/Union/Ten	Dyvi Delta	U	123		

Som i 1983 har det fortsatt vært ekstra stor aktivitet på Troll-feltet hvor det er påbegynt 9 nye borehull, hvorav ett ble oppgitt grunt. På blokk 34/7 har Saga påbegynt 4 borehull.

De norske selskapene Saga, Norsk Hydro og Statoil har i 1984 hatt operatøransvaret for 31 påbegynte boringer, mens de resterende 17 fordeler seg på 6 forskjellige utenlandske selskap. Statoil har boret 15, mens Norsk Hydro boret 9 hull og Saga 6.

Siden starten i 1966 har totalt 17 forskjellige selskap vært operatør på norsk sokkel. Statoil har boret flest hull, 91, deretter følger Norsk Hydro med 58 og Phillips med 52. 57 forskjellige borefartøyer har operert på norsk kontinentalsokkel.

2.2.2.1 Fordeling på prospekttyper

Også i 1984 har leteaktiviteten nesten utelukkende vært rettet mot jurassiske sandsteinsreservoarer. 39 av de 47 påbegynte borehull har hatt som hovedmål å utforske forskjellige jurassiske sandsteinsprospekter. Flere av disse borehullene har i tillegg hatt sekundære prospekter på andre nivåer.

De øvrige 8 borehull fordeler seg med 3 på perm (2 Sentral-graben og 1 Tromsøflaket), 1 på trias (34/7-1), 2 på paleocene (16/4-1 og 16/7-5), 1 på eocene (25/2-8) og 1 på kvartær (34/10-22).

Alle de borehull som var under boring ved forrige årsskifte, og som da ikke hadde nådd ned til primærprospektnivå (10 borehull), hadde jurassiske lag som hovedmål.

2.2.2.2 Svalbard

Det har ikke vært boret etter olje eller gass på Svalbard i 1984 (fig 2.2.2.f). Derimot har det som vanlig vært gjennomført en rekke kullboringer. Tabell 2.2.2.b viser de boretillatelser som er gitt på Svalbard i forbindelse med boring etter gass og olje.

Det har vært økende interesse for kartlegging av Svalbards geologi i de siste årene. Hittil har aktiviteten stort sett begrenset seg til sommerhalvåret.

Det sovjetiske selskapet Trust Arktikugol har planer om å sette igang petroleumsboring i Vassdalen ved Van Mijen-fjorden i løpet av 1985. Også Norsk Polarinvest har planer for igangsetting av petroleumsboring.

I månedskiftet november/desember 1984 foretok Oljedirektoratet en inspeksjon av boreinnretningen som nå er under oppførelse. Inspeksjonen ble arrangert sammen med sysselmannen og bergmesteren for Svalbard. Oljedirektoratet vil foreta videre oppfølging av aktiviteten etter at boretillatelse er gitt.

FIG 2.2.2.b
Borehull 1984 i forhold til strukturelle hovedtrekk

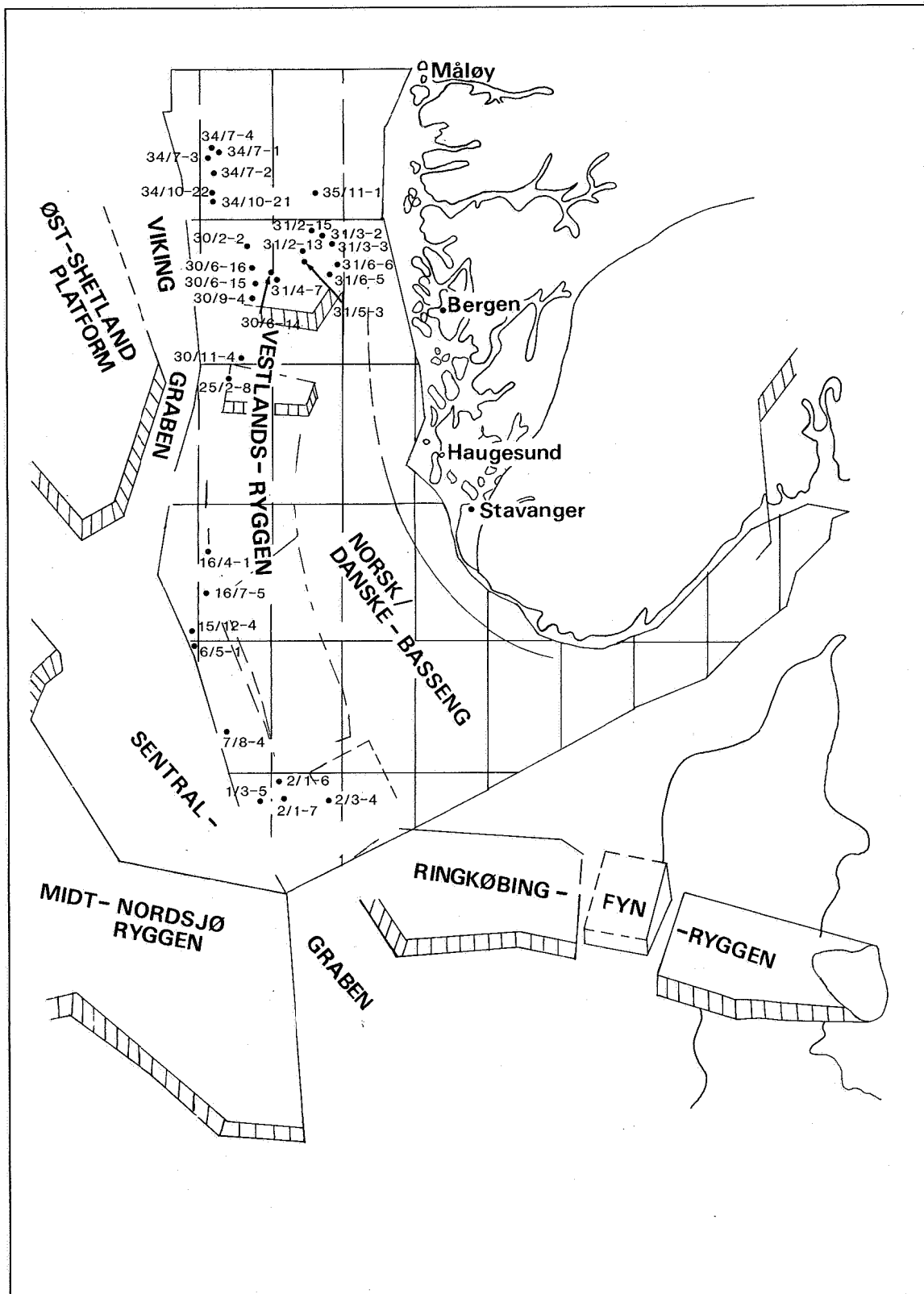


FIG 2.2.2.c
Borehull i 1984 i forhold til strukturelle hovedtrekk på Haltenbanken

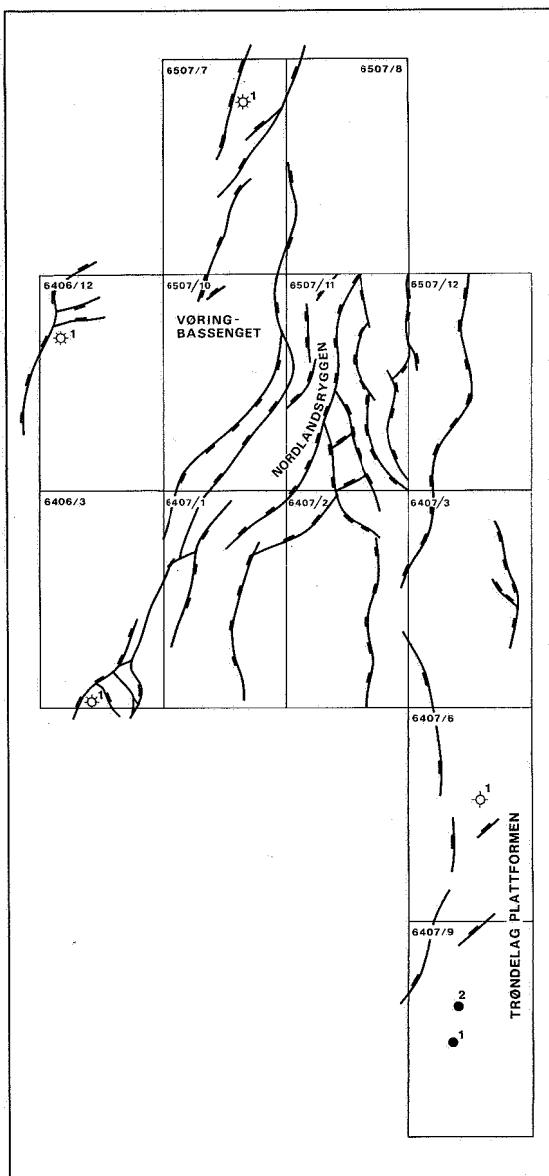


FIG 2.2.2.d
Borehull i 1984 i forhold til strukturelle hovedtrekk på Trænabanken

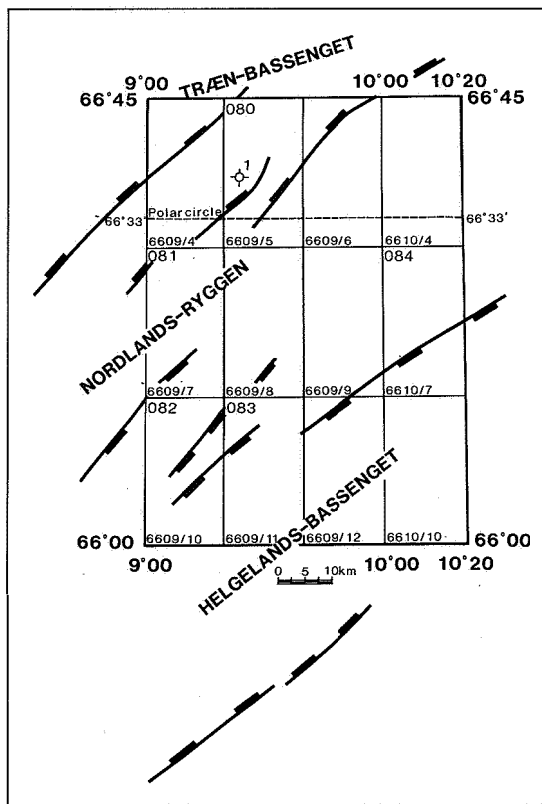
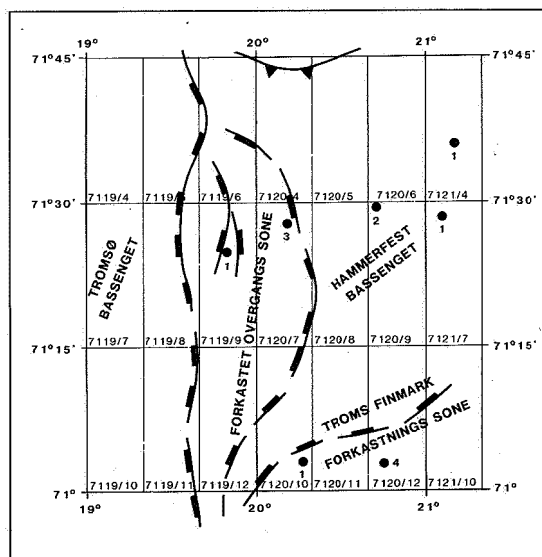


FIG 2.2.2.e.
Borehull i 1984, forhold til strukturelle hovedtrekk på Tromsøflaket



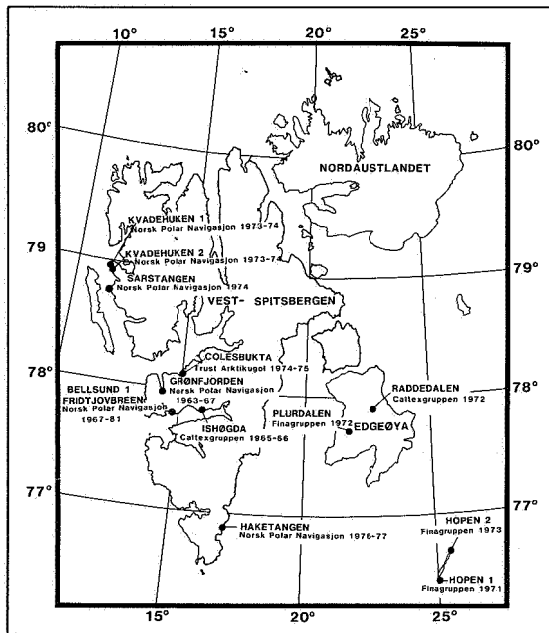
2.2.3 Funn og felt under vurdering

2.2.3.1 Funn i 1984

Det er gjort flere nye interessante funn på norsk sokkel i 1984, hvorav de mest interessante er gjort nord for Stad. Særlig oppmuntrende er Shells funn i blokk 6407/9 på Haltenbanken. Det er påvist olje i sandsteinslag av jura alder. Det er tale om et betydelig funn, og ved årsskiftet var første avgrensningshull under testing. Resultatet av dette hullet vil gi viktige opplysninger for beregning av funnets størrelse.

I 1984 gjorde også Statoil et betydelig funn på Haltenbanken. I blokk 6506/12 holder Statoil ved årsskif-

FIG 2.2.2.f
Borelokaliteter på Svalbard



tet på å avslutte et meget omfattende testeprogram. 7 intervaller vil ha vært undersøkt når testen er avsluttet. Hydrokarbon-sammensetningen er ikke fastlagt med sikkerhet ennå, men resultater så langt tyder på at det er et gass/kondensatfelt.

På Tromsøflaket har Statoil gjort et stort gassfunn i blokk 7121/4. Denne strukturen strekker seg inn i naboblokken 7120/6 og sannsynligvis også inn i blokk 7121/5 og 7120/5. Norsk Hydro skal i 1985 undersøke funnets utstrekning inn i 7120/6. Det interessante ved dette funnet er at det fra en del av reservoaret ble produsert olje. Dette er den første olje som er produsert på Tromsøflaket.

Statoil har gjennom boring i blokk 7121/7 påvist at det gassfunnet som er gjort av Norsk Hydro i blokk 7120/9-1 tidligere, strekker seg inn i denne blokken.

I Troll-området er det boret 9 nye hull. Boringene har primært vært for å avgrense Troll-feltet. Bare ett hull har vært undersøkeshull (31/3-3). Hullet var tørt. Det ble boret på en separat struktur utenfor selve Troll-feltet. I avgrensningshullene er det blitt utført spesielle tester med henblikk på å undersøke gass- og vann-gjennomslag ved produksjon fra oljesonen.

I blokk 34/7 er det påbegynt 4 borehull. Tre av hullene (34/7-1, 34/7-3 og 4) er boret på Snorre-feltet som

TAB 2.2.2.b
Boretillatelser gitt på Svalbard

Borehull (lokaltet)	Posisjon Nord Øst	Påbegynt	Avsluttet	Boretid dager	Operatør Rettighets-haver	Total dybde meter	Kb elev. over msl meter
		9.6.63	5.9.63				
Grønnfjorden 1 (Nordenskiöld land)	77°57'34"	13.6.64	26.8.64	287	Norsk Polar Navigasjon	971,6	7,5
	14°20'36"	26.6.65	8.9.65				
		26.6.67	12.8.67				
Ishøgda (Spitsbergen)	77°50'22"	1.8.65	15.3.66	277	Texaco Caltex gruppen	3 304	18
		23.8.67	2.9.67				
		29.6.68	21.8.68				
Bellsund 1 (Fridtjovsbreen)	77°47'	7.7.69	16.8.69	299*	Norsk Polar Navigasjon	405	
	14°46'	10.7.74	18.9.74				
		16.7.75	20.9.75				
		22.8.80	5.9.80				
Hopen 1 (Hopen)	76°26'57"	11.8.71	29.9.71	50	Forasol Fina gruppen	908	9,1
	25°01'45"						
Raddedalen (Edgeøya)	77°54'10"	2.4.72	12.7.72	100	Total Caltex gruppen	2 823	84
Plurdalen (Edgeøya)	77°44'33"	29.6.72	12.10.72	108	Fina Fina gruppen	2 351	144,6
Kvadehuken 1 (Brøggerhalvøya)	78°57'03"	1.9.72	10.11.72	112	Terratest A/S Norsk Polar Navig.	479	
Hopen 2 (Hopen)	11°23'33"	21.4.73	19.6.73				
Hopen 2 (Hopen)	76°41'15"	20.6.73	20.10.73	123	Westburne Int. Ltd. Fina gruppen	2 840,3	314,7
Kvadehuken 2 (Brøggerhalvøya)	78°55'32"	13.8.73	19.11.73	186	Terratest A/S Norsk Polar Navig.	394	
Sarstangen (Forlandsrevet)	11°33'11"	22.3.74	16.6.74				
Sarstangen (Forlandsrevet)	78°43'36"	15.8.74	1.12.74	109	Terratest A/S Norsk Polar Navig.	1 113,5	5
Haketangen (Tromsøbreen)	11°28'40"	11.9.76	22.9.76	109	Terratest A/S Norsk Polar Navig.	990	6,7
Colesbukta (Nordenskiöld land)	76°52'30"	13.6.77	19.9.77				
	78°07'	13.11.74	1.12.75	373	Trust Arktikugol	3 180	12
	15°02'			2 133 boredegn		19 759,4 m boret	

*Boringen er ikke endelig avsluttet

strekker seg inn i blokk 34/4 mot nord. Boreresultatene viser at feltet er delt i en østlig og en vestlig del med forskjellige olje/vann-kontakter. Boringen på Snorre-feltet har gitt positive resultater. Sør i blokken var 34/7-2 imidlertid tørt, men det er ennå for tidlig å avskrive dette området som har en meget komplisert geologi.

I Oseberg-området har Norsk Hydro påbegynt 3 nye borehull for å påvise ressurser på separate strukturer rundt hovedstrukturene på Oseberg-feltet.

Videre er det gjort mindre funn av olje i 6/3-1, 15/3-5 og 34/4-5. Gass er funnet i 29/9-1, 30/11-4 og 6507/7-1. I 30/11-4 lot gassen seg ikke produsere, og i 6507/7-1 ble det bare produsert mindre mengder gass.

Ved årsskiftet 1984/85 var 12 lete- og avgrensingshull under boring, hvorav 8 hadde nådd reservoarnivå.

Totalt ble det boret 32 nye prospekt i 1984. Det ble gjort 16 nye funn. Dette gir en funnfrekvens på 50 %, som er høyt i leteboringsammenheng.

2.2.3.2 Boring av nye strukturer

Blokk 6/3

Blokken ble tildelt sammen med blokk 7/1 i 1984 med Statoil som operatør. Begge blokker har tidligere vært tilbakelevert. 6/3-1 er boret på en struktur opp mot grenselinjen til britisk sektor. Det er gjort funn av hydrokarboner i to nivåer. Hullet var ennå ikke avsluttet ved årsskiftet, men testing var under forberedelse. Foreløpige resultater før testing antyder at det er funnet gass/kondensat i sandsteiner av under kritt alder og olje og gass i sandsteiner av jura alder.

Blokk 15/3

Blokken ble tildelt i 1969 med Elf som operatør. Det er tidligere boret et tørt hull og 3 hull med funn. 15/3-5 er boret sentralt i blokken. Det ble påvist olje i en ca 100 m tykk, silt- og sandsteinssekvens av jura alder. På grunn av innslag av skifer er netto produserbar reservoarsandstein ikke mektigere enn ca 5 m, og reservoaret ble derfor ikke testet.

Blokk 15/12

Blokken ble tildelt i 1974 med Statoil som operatør. Deler av blokken er tilbakelevert i 1980. 15/12-4 er boret på den sørligste delen av det ikke-tilbakeleverte området. Det ble påvist en oljekolonne på knapt 1 m i et sandsteinslag av jura alder. Reservoarmektigheten antas å øke høyere oppe på strukturen. Hullet ble ikke produksjonstestet, da reservoarsonen var så tynn.

Blokk 31/4

Blokken ble tildelt i 1979 med Norsk Hydro som operatør. Det er tidligere boret 3 hull med funn, 2 tørre hull og 1 hull oppgitt av tekniske årsaker før prospektet ble nådd.

31/4-7 er boret i den sørvestlige delen av blokken og påviste hydrokarboner i to nivåer i sandsteinslag av jura alder. I Staffjord-formasjonen (undre jura) ble det påvist olje i en 16 m tykk sone. En produksjonstest ga en maksimal produksjon på ca 7005 Sm³ olje pr døgn gjennom 16 mm dyseåpning med en egenvekt på 0,83

g/cc. I Heather-formasjonen (øvre jura) ble det påvist en 34 m tykk gassførende sone. Reservoaret er siltig og av dårlig kvalitet. Det ble utført en produksjonstest som på det beste ga en produksjon på ca 3000 Sm³ pr døgn gjennom 14 mm dyseåpning. Funnet gir tilleggsressurser på ca 10 % i forhold til de tidligere påviste i Brage-feltet.

Blokk 34/4

Blokken ble tildelt i 1979 med Saga som operatør. Det er tidligere boret 2 tørre hull og 2 hull med funn.

34/4-5 er boret på en separat struktur nordøst i blokken. Det ble påvist olje i et ca 40 m tykt sandsteinslag av undre jura alder. En maksimal produksjon fra denne sonen ble målt 50 Sm³ olje pr døgn gjennom en 4 mm dyseåpning med en egenvekt på 0,83 g/cc.

Blokk 34/7

Blokken ble tildelt i 1984 med Saga som operatør. Det er i løpet av 1984 påbegynt 4 hull, og to av disse er under avslutning ved årsskiftet. Resultatet har vært 1 tørt hull og 3 funn.

34/7-1 ble boret i den østlige delen av Snorre-feltet og undersøkte den sørlige utstrekning av det funnet som var gjort i blokken rett mot nord (34/4-4). Det ble påvist en ca 190 m tykk oljeførende sone i sandsteinslag av jura alder. Det ble utført produksjonstester i 3 nivåer. Den beste testen produserte 1815 Sm³ olje pr døgn gjennom 17,5 mm dyseåpning.

34/7-2 ble boret i den sørlige delen av blokken uten å påvise hydrokarboner av betydning.

34/7-3 ble boret på den sørvestlige delen av Snorre-feltet. Det ble påvist hydrokarboner i sandsteinslag av jura alder. Brønnen var under testing ved årsskiftet.

34/7-4 ble boret på nord-vest-flanken av Snorre-feltet. Det ble påvist hydrokarboner i sandsteinslag av jura alder.

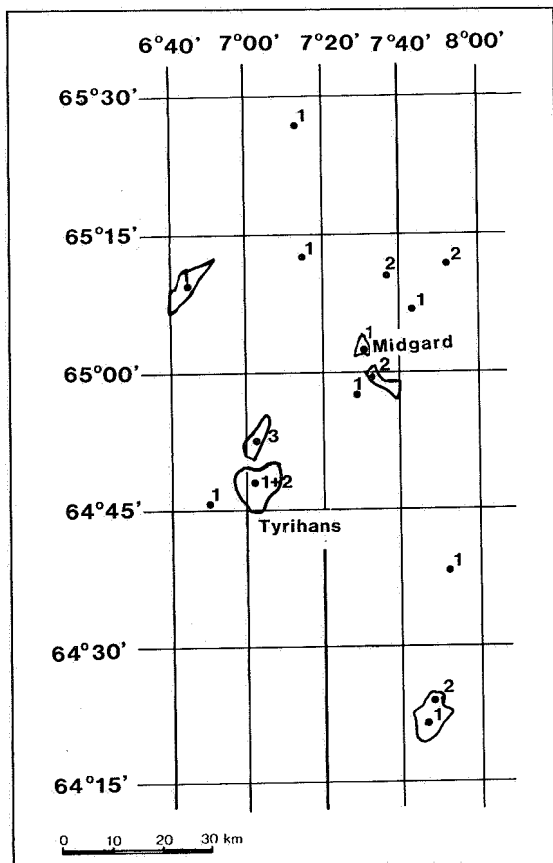
Oljedirektoratets ressursanslag for Snorre-feltet er på 99 x 10⁶Sm³ olje og 27 x 10⁹Sm³ gass.

Blokk 34/10

Blokken ble tildelt i 1978 med Statoil som operatør. Ved årsskiftet 1983/84 var 34/10-20 under boring på en separat struktur sørøst i blokken (Gamma-strukturen). Dette hull nådde aldri prospektive lag på grunn av høye trykk. 34/10-21 ble boret på en tidligere uboret del-struktur i det nordvestre hjørne av Gullfaks Sør. Det ble påvist gass i sandsteinslag fra Brent-formasjonen (midtre jura). Produksjonstest ga en strømning på opp til 1,1 mill Sm³ gass og ca 190 Sm³ kondensat pr døgn gjennom 25,4 mm dyseåpning. Videre ble det påvist spor av hydrokarboner i sandsteinslag fra Staffjord-formasjonen (undre jura). Denne strukturen er liten og har bare gitt mindre tilleggsressurser for Gullfaks Sør.

34/10-22 ble boret der hvor Gullfaks A-plattformen skal plasseres. Hullet skulle undersøke eventuelle forekomster av grunne gassførende lag. Undersøkelsen er av rent teknisk karakter og har ingen økonomisk interesse, da de grunne gassforekomster er meget små.

FIG 2.2.3.a
Haltenbankområdet



Blokk 6407/9

Blokken ble tildelt i 1984 med Shell som operatør (fig 2.2.3.a). Det er blitt boret et undersøkeshull, og et avgrensningshull er under testing ved årsskiftet.

6407/9-1 ble boret sentralt i blokken på en ganske flat struktur.

Brønnen påviste lett olje i sandsteinslag av jura alder. En produksjonstest ble utført og ga på det beste ca 1350 Sm³ olje pr døgn gjennom 51 mm dyseåpning.

Ved årsskiftet var en ved å utføre produksjonstesting på det første avgrensningshullet på dette funnet. Oljedirektoratets ressursanslag er for denne strukturen på 39 x 10⁶ Sm³ olje. Anslaget er noe usikkert, da strukturen er vanskelig å kartlegge med sikkerhet.

Funnet av en struktur med bare olje på Haltenbanken har vært av stor viktighet for den videre aktivitet i området utenfor Midt-Norge.

Blokk 6506/12 *MIDGARD*

Blokken ble tildelt i 1984 med Statoil som operatør (fig 2.2.3.a). Det første hullet var ennå ikke avsluttet ved årsskiftet. Det påviste hydrokarboner i jura-sandsteinen i et intervall på over 400 m. Reservoar-kvaliteten varierer fra god sand til skifrig sand og skifre. Testeprogrammet for hullet omfatter 7 nivåer, hvilket er det

mest omfattende hittil på norsk sokkel. Foreløpige testerresultater antyder at hydrokarbonene ligger i flere uavhengige nivåer med både gass og kondensat. Det er ennå stor usikkerhet omkring ressursanslaget. Det må ytterligere boring til før en kan si noe sikkert.

Blokk 6507/7

Blokken ble tildelt i 1984 med Conoco som operatør (fig 2.2.3.a). Det første hull ble boret nordøst i blokken. Hullet påviste gass i sandsteinslag av jura alder. Bergarten viste dårlige reservoaregenskaper, og en produksjonstest produserte bare mindre mengder gass. Videre ble det observert spor av hydrokarboner i sandsteinslag av kritt alder som ikke ble testet.

Blokk 7121/4

Blokken ble tildelt i 1984 med Statoil som operatør. Det første undersøkeshull påviste både gass og olje. Dette er den første produserbare olje på Tromsøflaket. 7121/4-1 ble boret midt i blokken.

Det ble påvist hydrokarboner på 2 ulike nivåer i sandsteinslag av undre/midtre jura alder.

Det ble utført tilsammen 4 tester: 1 i vannsonen, 1 i det nedre reservoar og 2 i det øvre.

Det nederste reservoaret produserte 508 300 Sm³ gass, 37,8 Sm³ kondensat og 289,6 Sm³ vann pr døgn gjennom 19,05 mm dyseåpning.

Størsteparten av ressursene finnes i det øverste reservoaret. Reservoaregenskapene i det øverste reservoaret varierer med de beste egenskapene i øvre del og de dårligste i nedre del. Det ble utført en test i hver av sonene. Maksimal produksjon fra den nedre sonen ble målt til 89 000 Sm³ gass og 94 Sm³ olje pr dag gjennom 12,7 mm dyseåpning. Oljens egenvekt er 0,85 g/cc (34° API). Den øvre sonen produserte på det beste 845 700 Sm³ gass og 109 Sm³ kondensat pr døgn gjennom 25,4 mm dyseåpning.

De to testene viser at det er forskjell i væskeinnhold i de to sonene. Den øvre produserte hovedsakelig gass med små mengder kondensat (GOR ca 8000 m³/m³). I den nederste sonen ble det produsert endel olje sammen med gass (GOR ca 1000 m³/m³). Denne oljen er relativt tung 0,85 g/cc. Til sammenligning har de andre gassfunnene utenfor Nord-Norge (Askeladd, 7120/9-1) et gass/oljeforhold på ca 20 000.

Denne strukturen strekker seg inn i naboblokken 7120/6 og sannsynligvis også inn i 7121/5 og 7120/5. Det er nødvendig med ytterligere boring for å kunne uttale seg med sikkerhet om strukturens størrelse.

Oljedirektoratets ressursanslag for denne strukturen er nå 114 x 10⁹ Sm³ gass.

2.2.3.3 Felt under vurdering

Tommeliten

Feltet ligger i blokk 1/9 som ble tildelt i 1976 med Statoil som operatør (fig 2.3.2.a Ekofisk-området).

Tommeliten-feltet består av to strukturer, Alfa-strukturen i sør og Gamma-strukturen i nord. I begge strukturene er det påvist gass/kondensat.

Utvinnbare reserver er anslått å være 6 x 10⁶ Sm³ olje

og $23 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass. Oljen representerer kondensat som utskilles under produksjon.

Operatørselskapet har til nå lagt fram ti utbyggingsalternativer for Tommeliten-feltet.

De fleste konsepter er basert på transport til Eldfisk og videre gjennom eksisterende rørledning til Ekofisk og inn i Emden-ledningen.

Arbeidsplanen er noe forskjøvet. 1985-programmet er avhengig av utvikling mot en salgssavtale for gass innen 1.8.85. På det nåværende tidspunkt planlegger operatør å legge fram drivverdighetserklæring 1.12.85, samt feltutviklingsplan og ilandføringsøknad i slutten av desember 1985. Dette vil medføre en produksjonsstart fra Tommeliten i 1990.

Hod

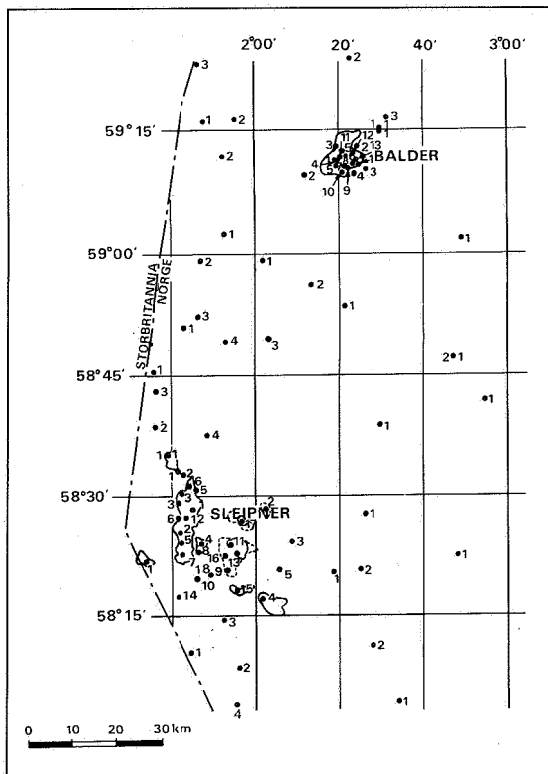
Blokk 2/11 ble tildelt i 1969 med Amoco som operatør.

Oljedirektoratets anslag for utvinnbare reserver er i 1984 redusert til $7 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje og $5 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass.

Hod-feltet består av to mindre strukturer. Disse er undersøkt ved tilsammen fem brønner, to på Vest-Hod og tre på Øst-Hod. Den siste av disse brønnene var 2/11-6.

Forut for boring av 2/11 ble feltet vurdert å være såpass lovende at det først ble plassert en brønnhode-ramme mellom de to strukturene. Brønn 2/11-6 ble avviksboret fra denne og kan senere eventuelt benyttes som produksjonsbrønn.

FIG 2.2.3.b
Sleipner- og Balderområdet



Amoco er nå i gang med en studie for å vurdere produksjon samt reevaluering av den geologiske modell for Hod-strukturene fra undervannskomplettete brønner. Denne studien er ventet ferdig i 1985. En undervannsløsning kan muligens redusere utbyggingskostnadene for Hod-feltet. Dersom studien viser at det både økonomisk og teknisk er aktuelt med prøveproduksjon fra en undervannskomplettete brønn, kan produksjonen starte tidligst høsten 1986. Produksjonen vil gå i rørledning til Valhall. Operatørselskapet beregner 1-2 års prøveproduksjon for å vinne erfaring med undervannskomplettering, før det vil bli tatt en beslutning om å utvide til produksjon fra flere brønner.

Sleipner-området

Sleipner-området omfatter blokkene 15/5, 15/6, 15/8, 15/9 og 16/7. Boringer og funn framgår av fig 2.2.3.b.

Tildelinger, utvinningstillatelse, operatøransvar er som følger:

Blokk	15/5	15/6	15/8, 15/9	16/7
Tildelingsår:	1977	1969	1970	1981
Operatør:	Hydro	Esso	Statoil	Esso
Utvinnings- tillatelse:	048	029	046	072

Det første funnet i området ble gjort av Esso i 1974 i borehull 15/6-2 på Dagny-strukturen.

Nye borehull

Det er i 1984 boret 2 hull i området.

Brønn 15/9-18 ble ferdigboret i 1984. I dette hullet ble det påvist små mengder hydrokarboner. Hullet er forlatt utestet.

Hull 16/7-5 var tørt.

Ressursanslag

Utvinnbare ressurser i Sleipner-vest som omfatter strukturene Alfa, Beta, Epsilon og Delta, er beregnet til $134,7 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass, $27,5 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje og $9,2 \times 10^6$ tonn NGL.

For Sleipner Øst (tidligere kalt Gamma) er de utvinnbare ressursene i Heimdal-formasjonen og jura/trias-reservoaret anslått til $51,4 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass, $17,2 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje og $9,7 \times 10^6$ tonn NGL. Tilstedeværende ressurser er anslått til å være $15 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass i My-strukturen og $18 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass i Tetha-strukturen.

Utbygging av Sleipner-området

Den utbyggingsløsning som er tenkt for blokkene 15/6 og 15/9 innebærer en integrert plattform på Sleipner Øst og to integrerte plattformer på Sleipner Vest. Feltutviklingsplanen vil bli utformet slik at mindre strukturer i området kan tilkoples.

Valg av transportalternativer for gass og kondensat avhenger av utfallet av forhandlinger mellom de britiske og norske myndigheter.

Balder

Blokk 25/11 ble tildelt i 1965 (utvinningstillatelse 001) med Esso som operatør. Esso ble også tildelt blokkene 25/8 og 25/10 i 1969 (utvinningstillatelse 027 og 028).

Feltet ble påvist i 1974 ved boring av 25/11-5, hvor olje ble funnet i sandstein av paleocene alder. I blokk 25/8 er det også påvist mindre mengder olje i tilsvarende sandsteinslag.

Det er ennå ikke tatt noen beslutning om utbygging av feltet. Det er ikke boret i denne blokken siden 1981.

De utvinnbare oljeressurser er nå anslått til 35×10^6 Sm³.

Ilandføringsøknad ble levert i desember 1980, men p g a en kraftig nedjustering av reservene og derav dårlig økonomi i prosjektet, ble ilandføringsøknaden trukket tilbake. Operatørselskapet har feltet under vurdering.

Troll

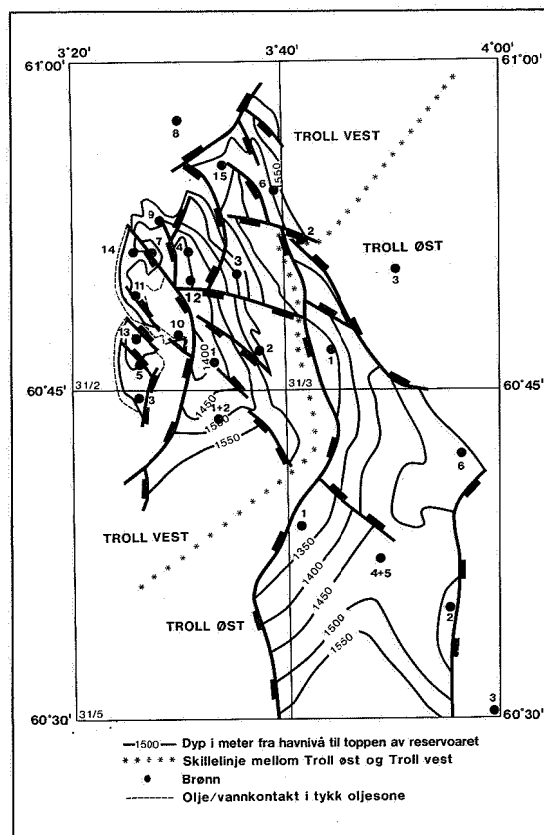
Troll-feltet dekker deler av blokkene 31/2, 31/3, 31/5 og 31/6 (fig 2.2.3.e). Tildeling av blokk 31/2 ble foretatt i 1979, mens de tre øvrige blokker ble tildelt i juli 1983. Operatøren på blokk 31/2, Norske Shell, erklærte i november 1983 den del av Troll-feltet som ligger innenfor blokk 31/2, økonomisk drivverdig. Blokk 31/2 har utvinningstillatelse nr 054. Blokkene 31/3, 31/5 og 31/6 har utvinningstillatelse nr 085. Her er operatøransvaret delt mellom Statoil, Saga og Norsk Hydro.

Reservoaret finnes i 3 geologiske formasjoner av øvre jura alder (ca 140–150 mill år gamle). Den øverste formasjonen (Sogn) domineres av middels til grovkornet sandstein med gode reservoaregenskaper. Disse egenskapene synes å være noe dårligere i Troll Øst. Denne formasjonen, som er den mest forekommende i reservoaret, går over i den underliggende midtre formasjonen (Heather) som består av silt og finkornet sandstein med et relativt høyt glimmerinnhold. Strømnings-egenskapene er derfor dårligere i denne formasjonen enn i den over. Den underste formasjonen (Fens) består av sandstein med vekslende reservoaregenskaper.

På toppen av Troll Vest i blokk 31/2 og på toppen av Troll Øst i 31/6 og 31/3 er det en gasskolonne på vel 200 m. Gasskolonnen varierer over feltet og er vesentlig mindre i de vestligste deler av Troll-feltet. Denne

FIG 2.2.3.c

Troll-feltet



vestligste delen av feltet som hovedsaklig ligger i blokk 31/2, har en oljekolonne på 22–27 m under gassen, mot 10–17 m lengre øst i blokken. I Troll Øst varierer det påviste oljelaget i tykkelse fra null til noen få meter. Troll-feltet har vært preget av meget høy aktivitet når det gjelder boring av undersøkelses- og avgrensningshull:

Brønner boret i 1984

Borehull	Status	Operatør	Gjennomboet hydrokarbonkolonne
31/2-13	Avgrensning	Shell	43 m gass over ca 24 m olje
31/2-14	Avgrensning	Shell	35 m gass over 28 m olje
31/2-15	Avgrensning	Shell	101 m hydrokarbonkolonne. De øverste 79 m var gassførende, og de nederste 15 m var oljeførende. Mellom disse en sone på 7 m hvor hydrokarabonsammensetningen er usikker
31/3-2	Avgrensning	Norsk Hydro	Minst 11 m olje
31/3-3	Undersøkelse utenfor Trollfeltet	Saga	Tørr
31/5-3	Undersøkelse	Saga	18,5 m gass over 22 m olje
31/6-2R	Avgrensning	Statoil	111 m gass
31/6-5	Avgrensning	Statoil	52 m gass over 3–4 m olje
31/6-6	Avgrensning	Statoil	13 m gass

Testresultater

Brønn	Testintervall	Dyseåpning	Rater pr døgn
31/2-13	Oljetest	14-21 mm	477-588 Sm ³ olje
31/2-14	Oljetest	38,1 mm	1335 Sm ³ olje
31/3-2	Oljetest	65 mm	1590 Sm ³ olje, 438 000 Sm ³ gass
31/5-1	Oljetest	24-44 mm	1250 Sm ³ olje
	Gasstest	44 mm	1,24 mill Sm ³ gass
31/5-3	Oljetest	31 mm	1350 Sm ³ olje
	Vannrest	45 mm	1240 Sm ³ vann
31/6-2R	Gasstest	38 mm	860 000 Sm ³ gass
31/6-5	Gasstest	38 mm	1,23 mill Sm ³ gass
31/6-6	Gasstest	25,4 mm	780 000 Sm ³ gass

Ingen av de ovenfornevnte gasstester når opp i maksimalproduksjon for Troll-feltet (31/2-12: 3,5 mill Sm³ gass pr døgn), men testresultatene må likevel vurderes som gode.

31/3-3 og 31/6-3 ble boret på separate strukturer sør-øst for Troll-feltet. Reservoarene var vannførende. Dette har imidlertid ingen konsekvenser for reservene i selve Troll-feltet.

Til denne tid er det i blokkene 31/2, 31/3, 31/5 og 31/6 boret henholdsvis 15, 3, 2 og 5 brønner. Oljedirektoratets nåværende reserveanslag på Troll-feltet er 1287 x 10⁹Sm³ utvinnbare gassmengder og 58 x 10⁶Sm³ utvinnbare oljemengder. Oljedirektoratet har foreløpig sett bort fra oljemengden i de deler av feltet som har 10-17 meters oljesone, da usikkerheten knyttet til produksjonen av denne oljen er stor på nåværende tidspunkt. Nye metoder for utvinning eller gunstigere geologiske forhold i deler av feltet som ennå ikke er boret, kan endre dette.

Utvinningsgradene for olje og gass er beheftet med en viss grad av usikkerhet, bl a vil de være avhengige av størrelsen og utstrekningen av den underliggende vannsonen. Resultater fra pågående reservoarsimuleringsarbeid vil redusere denne usikkerhet.

Basert på det tolkningsarbeidet som foreligger, har Oljedirektoratet konkludert med at det er trykk-kommunikasjon mellom de to hovedstrukturene i Troll Vest og Øst. Inntil det motsatte er bevist, er Oljedirektoratet av den oppfatning at det ved produksjon vil oppstå strømningskommunikasjon i olje, gass eller vann mellom de to strukturene. I følge «Midlertidige forskrifter for forsvarlig utnyttelse av petroleumforekomster», § 1, er derfor begge strukturene å betrakte som ett reservoar. I hht ovennevnte forskrifter og St meld nr 99 (1982-83) med tilhørende innstilling nr 145 (1982-83) må således utbyggingsplanene for begge strukturene ta hensyn til dette. Hele Troll-området må altså sees under ett før myndighetene kan ta stilling til en feltutviklingsplan.

Oljedirektoratet forutsetter at man i det videre arbeidet utreder flere alternative samordnede utbyggingsløsninger, slik at man om mulig oppnår ytterligere forbedringer i utnyttelsen av forekomstene for hele området. Direktoratet har med tilfredshet registrert at de planer som hittil er utarbeidet, innbefatter produksjon av olje fra den vestlige strukturen. Myndighetene legger stor vekt på at en samordnet plan for utbyggin-

gen gir minst like tilfredsstillende løsning for oljeproduksjon.

A/S Norske Shell har presentert et utbyggingsalternativ som medfører produksjon av olje fra vestre del av 31/2 og gassproduksjon fra områder med tynn oljesone og tykk gassone (nær brønn 31/2-4). Dette alternativet gir et stort gass/olje-forhold (platåproduksjon på 16 x 10⁹Sm³ gass pr år og 4 x 10⁶Sm³ olje pr år).

På grunn av det store vanddypet vil en utbygging på Troll-feltet bli meget komplisert og omfattende. Det medfører at en er nødt til å velge ut et fåtall konsepter som en videreutvikler fram til utbyggingsmodenhet. Et slikt arbeid pågår for tiden også i 085-lisensgruppen, og det er ventet at det blir satt opp status for arbeidet i midten av 1985. I arbeidet vil man vurdere kostnader og sikkerhet, produksjon og regularitet ved flere typer faste og flytende plattformer med ulik grad av prosessering på plattformene. Samtidig vil man vurdere havbunns-systemer både for fjernoverføring av brønnstrøm til land eller fra brønn til plattform.

Sikkerhet, beredskap og arbeidsmiljø

Oljedirektoratets vurderinger og oppfølging av utviklingen av Troll-feltet har vært konsentrert om sikkerhetsaspekter ved plattformkonsepter for Troll Vest (utvinningstillatelse nr 085).

I forbindelse med A/S Norske Shells utvikling av T-300-konseptet har Oljedirektoratet vært spesielt interessert i å følge opp den utførte risikovurdering for Troll-feltet, for å forsikre seg om at følgende forhold blir gitt en tilstrekkelig behandling.

- Plattformkonseptet avviker fra den langstrakte form som er blitt vanlig på sammenlignbare innretninger, og som Oljedirektoratet ser som et godt utgangspunkt for å oppfylle de overordnede sikkerhetsmessige akseptkriterier.
- Avstanden fra brønnhodeområdet til boligkvarter blir relativt liten.
- En løsning basert på ett betongskaff vil føre til at mangeartede funksjoner konsentreres i dette skaffet og i sammenkoplingsområdet.
- Det oppnås begrensede valgmuligheter for forlegning av kritiske komponenter, som f eks gass/stigerør.
- Kravene til adskillelse av brannpumpesystemer kan synes vanskelig å oppfylle.
- Tilgjengeligheten for eksterne beskyttelsestiltak i

ulykkessituasjoner virker redusert i forhold til det langstrakte plattformkonsept.

Den framlagte risikovurdering for Troll-feltet er utført under den forutsetning at det er montert en sikkerhetsventil i gassledningen 800 m fra innretningen, og at det installeres dobbeltveggede stigerør. Oljedirektoratet har imidlertid registrert at A/S Norske Shell i den senere tid har signalisert overfor direktoratet at det ikke er avgjort om selskapet anser det for nødvendig å anvende to barrierer for å motvirke en gasslekkasje i eksportsystemet.

Risikovurderingen indikerer en viss sannsynlighet for at det kan oppstå feil i både den indre og den ytre stigerørsvegg. Eksempelvis kan en sprekke i det indre stigerør forårsake overbelastning av den ytre vegg, eller det kan under produksjon ha oppstått felles sveise- eller materialdefekter i de to stigerørsveggene. På bakgrunn av de meget alvorlige konsekvenser ved et eventuelt stigerørsbrudd, har Oljedirektoratet derfor oppfordret A/S Norske Shell å vurdere nøye valg av barrierer til de innretninger som er tilknyttet gassledningen, ved presentasjon av utbyggingsplaner for Troll.

På grunn av de store vanddypp på Troll-feltet, har A/S Norske Shell og Statoil dette år nedsatt en arbeidsgruppe som har som oppgave å gjennomføre et studieprogram med tittel «Deep Diving and Intervention Techniques Development, Diving and Subsea Intervention Studies».

Arbeidsgruppen har i løpet av 1984 utarbeidet «Work Package No 1, Unmanned Testing of Selected Breathing Equipment», «Work Package No 2 Human Factors and Equipment Studies» og «Work Package No 3 Pipeline Repair Methods».

Oljedirektoratet har vært orientert om studiene og tatt initiativ til i alt tre møter i 1984, hvor A/S Norske Shell og Statoil har gitt situasjonsrapporter vedrørende studiene. For hver av de i alt 7 Work Packages, vil en evaluering finne sted. Denne vil bli gjort av et utenforstående selskap etter anbudsinnbydelse.

Feltet er vanskelig å kartlegge mot øst og sør-øst, og de anslåtte ressurser er noe usikre.

Operatøren anslår de utvinnbare ressursene til å være i størrelsesorden $75,2 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje og $10,5 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass for Delta Øst, fase II. Disse anslagene er beregnet etter at resultatene av 34/10-19 er kommet inn.

Gullfaks – fase II

Blokken ble tildelt i 1978 med Statoil som operatør, jf beskrivelsen av Gullfaks – fase I.

Fase II omfatter området øst for hovedforkastningen mellom borehullene 34/10-4 og -9. Vanddyppet i dette området er betydelig større enn i området som omfattes av fase I.

Det er hittil boret åtte borehull i det området av Delta-strukturen som omfattes av fase II-utbyggingen.

Avgrensningsbrønn 34/10-19 på denne del av Gullfaks-feltet viste seg å være tørr.

Ressurser

På grunn av komplisert avgrensning av feltet mot øst og sørøst, er de anslåtte ressurser forbundet med stor usikkerhet. Statoils anslag over utvinnbare ressurser i størrelsesorden $75,2 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje og $10,5 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass for Delta Øst, fase II. Disse anslagene er beregnet etter 34/10-19-brønnen.

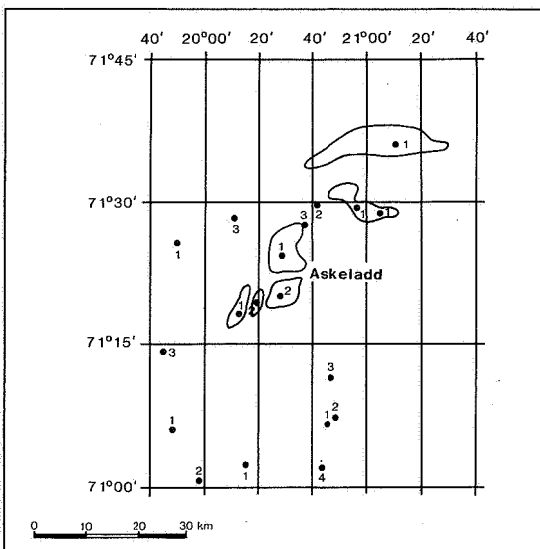
En utbygging av området må fremmes for myndighetene som egen sak. Reduksjonen av ressursene i fase II-området har ført til at utbyggingsløsningen med to plattformer er blitt endret. Flere nye løsninger vurderes, og operatøren går inn for en løsning med en fullprosessplattform nær Gullfaks A, plassert i den midtre delen av feltet, hvor vanddyppet er 220 m. Det vil bli benyttet havbunnskompletterte brønner i den grad det er nødvendig for å sikre en god drenering av reservoaret.

Operatøren vurderer å forsette utbyggingen av fase II i forhold til opprinnelige planer, som var å starte produksjon i 1995. De nåværende planene for fase II innebærer mulighet for produksjonsstart i 1990/91.

Askeladd-området

I blokkene 7120/7, 7120/8, 7120/9 og 7121/7 er det til sammen boret 9 brønner (fig 2.2.3.d). 7 av disse har påvist hydrokarboner i fem ulike strukturer. Beliggenhet og reservoarmessige likheter gjør at disse tre blokkene blir vurdert samlet.

FIG 2.2.3.d
Askeladdområdet



I tillegg har Statoil i blokk 7121/4 i 1984 gjort et betydelig funn av gass, men hvor det også har vært produsert olje.

Statoil og Norsk Hydro har utført omfattende studier for området. Ved siden av feltinstallasjonene er ilandføring, land- og offshoreterminal og transport videre til markedet blitt vurdert. I denne sammenheng kan det

nevnes at gasstransportstudiene har omfattet vurdering av rørtransport langs norskekysten gjennom Norge, samt LNG-transport til markedet. Svenskene har på sin side utredet muligheten for en gassrørledning fra Nord-Norge og gjennom Sverige.

Blokk 7120/7

Blokken ble tildelt i 1982 med Statoil som operatør. Statoil påviste gass i første hull på en struktur sentralt i blokken. Det andre hullet ble boret på en struktur på grensen inn til blokk 7120/8 (Askeladd). Også i dette hullet ble det påvist gass. I 1984 ble det boret et hull nord i blokken uten å påvise hydrokarboner.

Påviste ressurser i blokken etter det første hullet er estimert til $23 \times 10^9 \text{Sm}^3$ utvinnbar gass. I blokk 7120/7 er det fortsatt strukturer som ikke er testet, som kan gi et tillegg i blokkens ressurser.

Askeladd (blokk 7120/8)

Blokken ble tildelt i 1981 med Statoil som operatør. Det første hullet på Askeladd-strukturen ble boret sommeren 1981 og viste testresultater opp mot det beste som er oppnådd i Nordsjøen. Det andre hullet ble boret i 1982 på en sørlig forkastningsblokk på samme struktur og ligger ca 8 km lenger sør. Begge hull har påvist gass i sandsteinslag av jura alder.

En større øst-vest forkastning skiller nordlige og sørlige del av Askeladd-strukturen fra hverandre. Det synes ikke å være noen direkte forbindelse mellom de to delene på reservoarnivå, idet gass/vannkontakten ligger 16 m høyere i 7120/8-2 enn i 7120/8-1.

I 1983 er det tredje hullet blitt boret. Dette hullet skulle avgrense feltet mot nord og ble plassert NNØ for 7120/8-1. Det var forventet å treffe jura sandsteinslag på nivå med gass/vannkontakten påvist i 7120/8-1. 7120/8-3 traff jura sandstein dypere enn dette nivå. Dette betyr at hullet var tørt fordi lagene heller sterkere mot nord enn antatt.

Funnene gjort i hullene 7120/8-1, 7120/8-2 og 7120/7-2 gir et ressursanslag på $41 \times 10^9 \text{Sm}^3$ utvinnbare gassressurser.

Blokk 7120/9

Blokken ble tildelt i 1982 med Norsk Hydro som operatør. Feltet ble påvist ved første hull i blokken. Hullet er boret på en struktur nord i blokken. Reservoaret er i sandsteinslag av jura alder, og det er påvist 65 m gasskolonne. Beste produksjon ble målt til $300\,000 \text{Sm}^3$ gass og $9,5 \text{Sm}^3$ kondensat pr døgn gjennom 20,3 mm dyseåpning.

Kartlegging av feltet viser at det strekker seg inn i blokken mot nord (7120/6) og blokken mot øst (7121/7), som begge er tildelt i 1984 (8. tildelingsrunde).

Påviste utvinnbare ressurser på feltet er anslått til $35 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass. Blokken har strukturer som ikke er testet, men som vil bli testet i de kommende år.

I 1984 ble det boret et hull nordvest i blokken som skulle teste permiske reservoarbergarter. Av tekniske årsaker nådde boringen aldri inn i disse bergarter. Mot forventning ble det derimot påvist gass i hullet i sandstein av jura alder på samme nivå som i 7120/9-1. Det er tale om en liten struktur med mindre ressurser.

TAB 2.3

Produksjons- og injeksjonsbrønner

Felt	Totalt boret	Produserer	Injeksjon/ (observasjon)	Borer	Susp/ plugget kompl	På-begynt 1984
Albuskjell	23	17			6	
Cod	8	6			2	
Edda	10	7			3	
Ekofisk	51	40	5 ²		5	4
Eldfisk	40	29		1	11	2
Frigg	48 ¹	46	(1)		1	
NØ Frigg	7	6			1	
Odin	11	9		1	1	10
Statfjord	52	28	17	3	4	11
Tor	14	11			3	
Valhall	15	13		1	1	6
Vest-Ekofisk	12	8			4	
Totalt	291	220	23²	6	42	33

1) 24 på norsk side

2) 4 brønner er produksjons-/injeksjonsbrønner avhengig av gass-salg

220 hull produserer (128 olje, 31 kondensat og 61 gass)

11 hull er nedstengt

22 hull er injeksjonsbrønner

1 hull er observasjonsbrønn

6 hull borer (2/4-K-13, 33/9-A-3 S, 2/8-A-14, 30/10-A-10, 30/9-C-38 og 33/12-B-26)

1 hull er nedstengt (10/1-A-12) og boret dypere med engelsk till nr og ny betegnelse 10/1-A-25)

2 hull er suspendert etter at 508 mm foringsrør var satt (30/10-A-9 og 33/9-C-34)

1 hull er suspendert etter at 13 3/8" var satt (33/9-A-11)

1 hull er suspendert på TD (2/4-K-4)

26 hull har aldri produsert

291 hull

Blokk 7121/7

Blokken ble tildelt i 1984 med Statoil som operatør. Statoil har boret det første hull og påvist gass i den østlige forlengelsen av det funnet som Norsk Hydro har påvist i blokken mot vest (7120/9). 7121/7-1 bekrefter Norsk Hydros funn.

2.2.3.4 Felt erklært drivverdige

I løpet av 1984 er feltet Ø-Frigg erklært drivverdig.

2.3 Felt under planlegging, utbygging og i produksjon

På den norske del av kontinentalsokkelen er det nå 12 felt med faste installasjoner; Albuskjell, Cod, Edda, Ekofisk, Eldfisk, Frigg, Nord-Øst-Frigg, Odin, Statfjord, Tor, Valhall og Vest-Ekofisk.

I 1984 er det gitt 31 boretilletelser for produksjon/injeksjonsbrønner, og 29 nye brønner er påbegynt. 12 av disse er oljeproducenter, 10 er gassproducenter, 6 er vanninjeksjonsbrønner og 1 er oppgitt pga tekniske problemer.

2.3.1 Valhall

Utvinningsstillatelse 006

Rettighetshavere

Aموco Norway Oil Company	28,33 %
--------------------------	---------

Amerada Petroleum Corporation of Norway	28,33 %
Texas Eastern Norway Inc	28,33 %
Norwegian Oil Consortium A/S & Co	15,00 %

Blokk 2/8 ble tildelt i 1965 med Amoco som operatør.

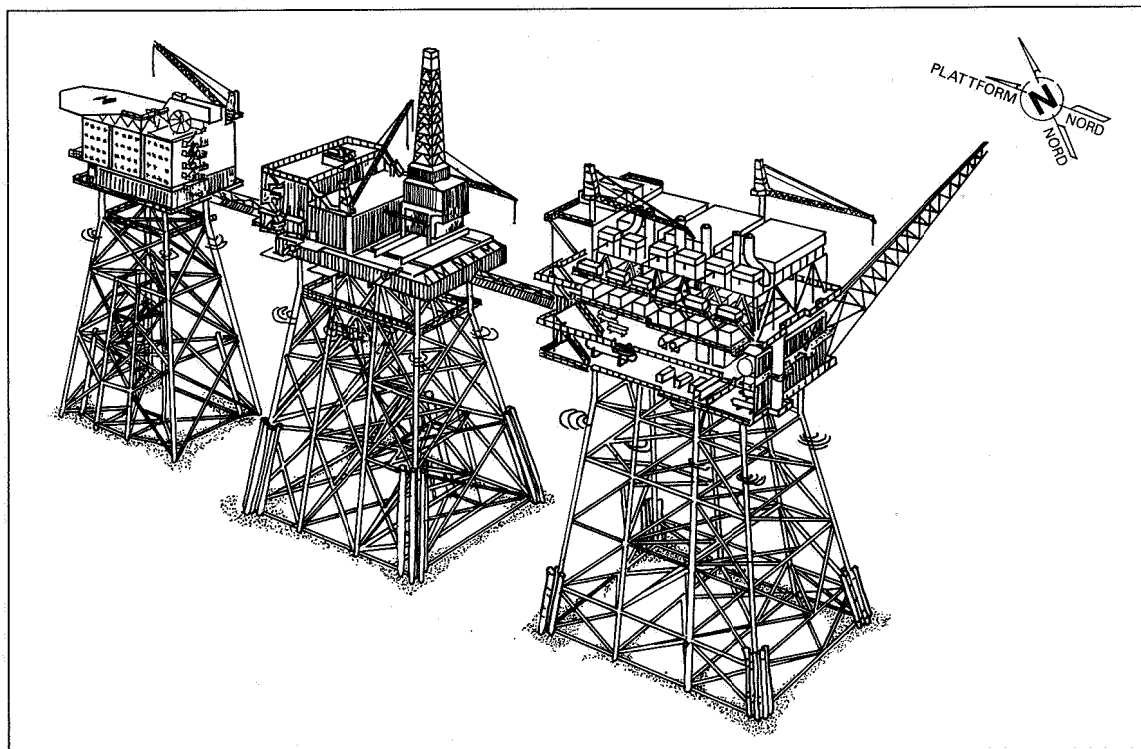
Valhall-feltet ligger hovedsaklig i blokk 2/8 (fig 2.3.2.a). Den sørlige delen av feltet strekker seg inn i blokk 2/11, utvinningsstillatelse 033. I denne utvinningsstillatelsen har hver av de ovennevnte selskaper en andel på 25 %.

Produksjonsanlegg

Utbyggingen omfatter en bolig-, en bore-, en produksjons- og en stigerørsplattform. De tre førstnevnte plattformene er plassert på Valhall-feltet og knyttet til hverandre med broforbindelse. Figur 2.3.1.a viser disse installasjonene. Stigerørsplattformen som Phillips Petroleum Company Norway har operatøransvaret for, er tilknyttet Ekofisk-tanken.

Oljen blir adskilt på Valhall ved hjelp av to separasjonsenheter før den blir pumpet til Ekofisk-anlegget, hvor den måles og ledes videre inn i Teesside-rørledningen. Gassen komprimeres, tørkes og duggpunktkontrolleres på produksjonsplattformen før den sendes i ledning til Ekofisk-anlegget, hvor den måles og sendes videre inn i Emden-ledningen. De tyngre gassfraksjonene, NGL, blir adskilt på Valhall gjennom et fraksjoneringsstårn og injiseres deretter i oljen.

FIG 2.3.2.a
Installasjoner på Valhall



Utnyttelse av forekomstene

Valhall kan, geologisk og reservoarmessig, sammenlignes med feltene i Ekofisk-området.

Oljedirektoratet regner med at anslagsvis $19 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ olje, $1,3 \times 10^6$ tonn NGL og $16 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ gass kan bli drenert fra Valhall A ved trykkavlastning.

Produksjonen fra Valhall A startet 1.10.82, og pr 31.12.84 er i alt 13 brønner koplet til produksjonsanlegget.

Produktiviteten for brønnene har vært betydelig lavere enn ventet, med en gjennomsnittsrate på ca 700 Sm^3 olje pr døgn ved årsskiftet.

I Valhall-feltet er bergartsegenskapene svært kompliserte. Dette har skapt til dels store problemer i forbindelse med produksjon fra feltet, idet kalkpartikler som følger oljestrømmen, fører til at brønner tettes igjen. Gjennom året er mye arbeid utført for å rense opp og gjenåpne disse brønnene.

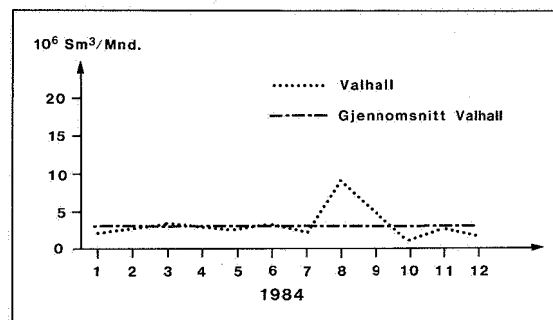
Utnyttelse av ressursene i Valhall-feltet avhenger av tidspunktet for utbygging og av utvinningsstrategi for de delene av feltet som ikke kan bli dekket av Valhall A. Konkrete planer for videre utbygging foreligger ikke.

Gassbrenning

Mengden av gass brent i 1984 på Valhall var gjennomsnittlig $0,10 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ pr døgn, tilsvarende 5,9 % av total gassproduksjon. Feltet anses i 1984 å være i vanlig driftsfase, slik at brennegrensen er senket ytterligere til $0,15 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ pr døgn. I løpet av året har det vært få prosess tekniske problemer og dermed høy prosessregularitet. Imidlertid har det oppstått problemer i gass-systemet ved veksling fra et kompressortog til et annet. Disse kompressoroppstartvanskene har ført til noe gassbrenning. Operatøren har satt ned en arbeidsgruppe som skal prøve å løse kompressorproblemene (fig 2.3.1.b, gassbrenning på Valhall 1984).

FIG 2.3.1.b

Gass brent på Valhall



Kostnader

Totale investeringskostnader antas å bli ca 6,43 mrd kroner i løpende kroneverdi og 6,38 mrd kroner i fast 1984-kroneverdi. (Ved omregning mellom løpende og fast kroneverdi har en nyttet Perspektivanalysens forutsetninger for prisstigning og investeringer).

Sikkerhet, beredskap og arbeidsmiljø

Bærende strukturer

På grunn av en sprekk som ble funnet, ble det på prosess/pumpe-innretninger utført en hyperbarisk reparasjonsveis i knutepunktforbindelse for å utbedre skaden.

Råoljepumper

Det er rapportert problemer på pakkboksene på alle råoljepumpene på Valhall. Arbeidet pågår imidlertid for å forbedre dette systemet.

Kompressorer

Unormale vibrasjoner samt instrumentfeil på alle kompressorer har forårsaket driftsforstyrrelser, bl a i form av nedstengning. Årsakssammenhengen er ennå ikke kjent.

Hjelpesfartøy/beredskap

Ut fra en totalvurdering av effektivitet og kost/nytteforhold har operatørselskapet erstattet hjelpesfartøyet med 2 stk kombinerte forsynings- og beredskapsfartøyer.

2.3.2 Ekofisk-området

Utvinningsstillatelse 018

Rettighetshavere

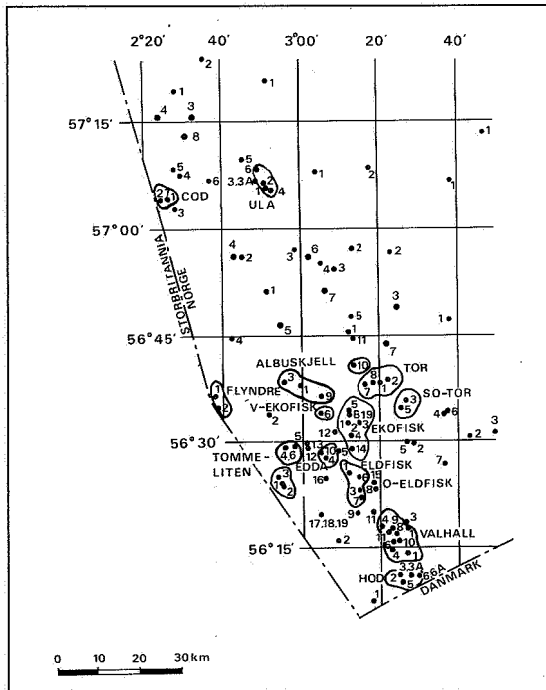
Phillips Petroleum Co Norway A/S	36,960 %
Norske Fina A/S	30,000 %
Norsk Agip A/S	13,040 %
Norsk Hydro Produksjon A/S	6,700 %
Elf Aquitaine Norge A/S	8,094 %
Total Marine Norsk A/S	4,047 %
Eurafrep Norge A/S	0,456 %
Coparex Norge A/S	0,399 %
Cofranord A/S	0,304 %

Ovennevnte selskap («Phillipsgruppen») har rettighetene til feltene Ekofisk, Vest-Ekofisk, Cod, Eldfisk og Edda (fig 2.3.2.a). De to førstnevnte feltene ligger i blokk 2/4. Cod ligger i blokk 7/11 og Eldfisk og Edda i blokk 2/7.

Albuskjell er fordelt mellom utvinningsstillatelsene 018 og 011 og Tor mellom 018 og 006. Albuskjell ligger i blokkene 1/6 og 2/4, og Tor-feltet i blokkene 2/4 og 2/5. Fordelingen er følgende:

Albuskjell:	Utvinningsstillatelse 018	
	«Phillips-gruppen»	50,00 %
	Utvinningsstillatelse 011	
	A/S Norske Shell	50,00 %
Tor:	Utvinningsstillatelse 018	
	«Phillips-gruppen»	75,36 %
	Utvinningsstillatelse 006	
	«Amoco-gruppen»	24,63 %
	Utvinningsstillatelse 006 («Amoco-gruppen») består av:	
	Amoco Norway Oil Company	28,33 %
	Amerada Petroleum Corporation	
	Norway A/S	28,33 %
	Texas Eastern Norway Inc	28,33 %
	Norwegian Oil Consortium A/S & Co	15,00 %

FIG 2.3.2.a
Ekofisk-området



Ekofisk-området består av sju felt: Ekofisk, Vest-Ekofisk, Cod, Tor, Eldfisk, Edda og Albuskjell. Det første feltet, Cod-feltet, ble oppdaget i 1968. I 1969 ble Ekofisk-feltet funnet og allerede i 1970 erklært drivverdig. I perioden 1969–72 ble de andre feltene i området oppdaget. Phillips er operatør for alle sju feltene.

Feltene er utbygget i fire faser:

- Fase 1: Prøveproduksjon på Ekofisk-feltet fra fire brønner ferdigstilt på havbunnen. Denne fase varte fra juni 1971 til mai 1974.
- Fase 2: Utbygging av plattformene på Ekofisk.
- Fase 3: Utbygging og tilknytning av feltene Vest-Ekofisk, Cod og Tor til Ekofisk Senter, samt legging av en oljerørledning til Teesside og en gassrørledning til Emden. Ledningene ble satt i drift i henholdsvis oktober 1975 og september 1977.
- Fase 4: Utbygging og tilknytning av feltene Eldfisk, Edda og Albuskjell til Ekofisk Senter.

En femte fase, som består i å installere en ny plattform for injeksjon av vann i Ekofisk-feltet, ble vedtatt i 1983. Dette er omtalt nedenfor.

Figur 2.3.2.b viser en oversikt over installasjonene i Ekofisk-området.

Transport

Ekofisk/Emden-ledningen. Innretningene B11 og H7 Utskifting av innløpsstigerøret på B11 ble utført i forbindelse med nedstengning av Ekofisk-feltet i august.

Utskiftingen ble foretatt etter pålegg fra norske og tyske myndigheter etter at man i forbindelse med fjerning av beskyttelseskappe (monel-kappe) i 1981 oppdaget dype brennmerker i stigerøret. Arbeidet ble utført uten vesentlige problemer. Samtidig ble også nød-avstengningsventilen på innløpssiden overhaldt.

Nær Emden er det fortsatt store bevegelser i sjøbunnen ved gassrørledningen. Dette fører til større eksponeringer og fare for frie spenn. Områdene er gjenstand for hyppige dykkerinspeksjoner.

Ekofisk/Teesside-ledningen. Innretningene 36/22 og 37/4

Etter lovendringer i Storbritannia har disse innretningene vært gjenstand for fellesinspeksjoner av norske og britiske myndigheter. Inspeksjoner er foretatt for å danne grunnlag for et inspeksjons/kontrollsystem for begge lands myndigheter.

For å kunne operere det foreslåtte system, må Norpipe få unntak for visse krav fra engelske myndigheter. Slike unntak er ennå ikke gitt. Operatøren har i 1984 gjennomført et ganske omfattende vedlikeholdsprogram på 37/4.

På 36/22 har det kun vært nødvendig med små justeringer i de opprinnelige inspeksjoner og vedlikeholdsprosedyrer.

Vanninjeksjonsprosjektet

På bakgrunn av resultatet fra foreliggende studier ble det i 1982 planlagt et prosjekt som innebærer vanninjeksjon i Tor-formasjonen og nedre del av Ekofisk-formasjonen, se fig 2.3.2.c. Prosjektet ble i 1983 avsluttet realisert.

Planen for prosjektet innebærer en ny innretning som knyttes til 2/4-B-innretningen. Det er anslått at en fra en slik innretning vil kunne rekke 70 % av reservoararealet med injeksjonsbrønner. Med injeksjon i Tor-formasjonen og nedre del av Ekofisk-formasjonen vil man dermed dekke 35–40 % av reservoarvolumet.

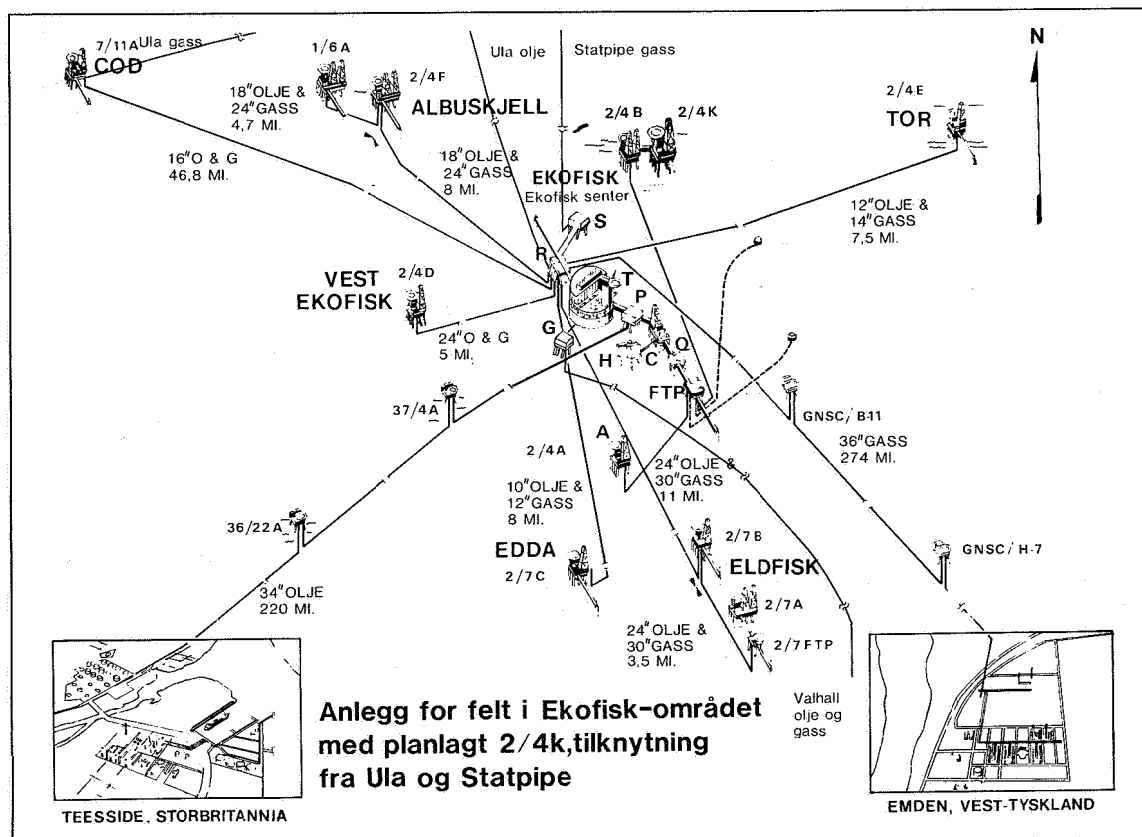
Pilotprosjektet med vanninjeksjon i Tor-formasjonen, som ble startet i mars 1981, ble avsluttet i juli 1984. Erfaringene fra dette forsøksprosjektet er overveiende positive. Det er i forsøket demonstrert at høye injeksjonsrater, over det som er planlagt pr brønn i hovedprosjektet, kan opprettholdes over lengre tid. Dessuten viste forsøket at injeksjonsvannet ikke bare strømmer i sprekksystemet, slik enkelte fryktet, men suges opp i bergarten og fortrenger en del av oljen, slik at oljeproduksjonen økes.

Det knytter seg i øyeblikket en del usikkerhet til vanninjeksjon i nedre del av Ekofisk-formasjonen. Ett av hovedproblemene er her om det er mulig å injisere høye nok vannrater og om formasjonen tåler vanninjeksjon uten å bryte sammen. For å få svar på disse spørsmålene, er det planlagt en injeksjonstest i nedre del av Ekofisk-formasjonen.

Det er også reist tvil om hvorvidt bergarten i Ekofisk-formasjonen i tilstrekkelig grad er i stand til å oppsuge injeksjonsvannet, slik at oljen blir fortrent. Olje-

FIG 2.3.2.b

Anlegg for felt i Ekofisk-området med planlagt 2/4 K, tilknytning fra Ula og Statpipe



direktoratet har derfor arbeidet med dette problemet ved et eksternt prosjekt, der kjernemålinger fra formasjonen undersøkes. Endelige konklusjoner fra dette arbeidet foreligger ennå ikke.

Utbyggingsplan

Den nye plattformen, 2/4-K, er planlagt som en integrert stålplattform hvis hovedfunksjon er boring, vanninjeksjon og vannbehandling. Plattformen vil også ha boligkvarter, fakkell og helikopterdekk. Det vil være broforbindelse over til 2/4-B (se figur 2.3.2.b)

Prosjektet vil også kreve at det gjennomføres en del modifikasjoner på eksisterende plattformer. Disse omfatter bl a installasjon av vannseparatorer og gassløft-utstyr på 2/4-B og 2/4-C. Levering av gass til sistnevnte vil foregå ved hjelp av eksisterende kompressor på 2/4-C.

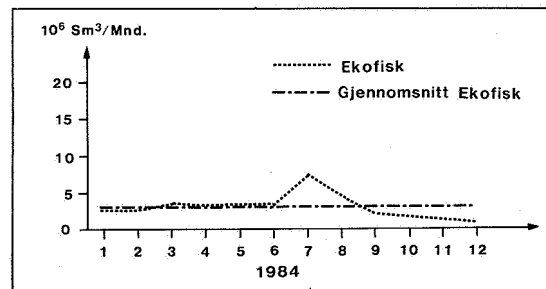
Hvis det viser seg nødvendig med behandlingsanlegg for sur olje (hydrogensulfid), vil dette bli installert på 2/4-FTP.

Brenning av gass i Ekofisk-området

I fase 1 av Ekofisk-utbyggingen fra 1971 til 1974 ble det drevet prøveproduksjon med lastning fra bøye, og all gass ble brent. Fra 1977 er gassen blitt ilandført og

solgt gjennom Emden-rørledningen, og overskuddsgass er blitt injisert i Ekofisk-feltet. Siden rørledningen til Emden ble tatt i bruk, har mengden av brennt gass blitt vesentlig redusert. Gass brent i 1984 i Ekofisk-området, var gjennomsnittlig $0,10 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ pr døgn og tilsvarte 0,3 % av total gassproduksjon fra feltene. Brennegrensen har hele året vært $0,40 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ pr døgn. 1984 har vist at brenneraten er stabil og tilfredsstillende lav, hovedsakelig grunnet høye prosessregulariteter. Mengden av gass som er blitt brent, framgår av fig 2.3.2.c.

FIG 2.3.2.c
Gass brent på Ekofisk



Målesystem

Inspeksjon av målesystemene i Ekofisk-området er blitt utført etter fastsatt skiftordning. Inspeksjoner av målesystemene på salgsstedet for gass i Emden og for olje og våtgass i Teesside er blitt utført månedlig.

Måletekniske prosedyrer i forbindelse med salg av gass i Emden har vært diskutert med tyske myndigheter. Det har i denne forbindelse vært avholdt to møter mellom tyske myndigheter og Oljedirektoratet.

Kostnader

Totale kostnader for Ekofisk-området inkl Tor/Albuskjell/Norpipe antas å bli ca 47,9 mrd kroner i løpende kroneverdi og 78,2 mrd kroner i fast 1984-kroneverdi. (For omregning, jf Valhall).

Sikkerhet, beredskap og arbeidsmiljø

Inspeksjonsprogrammet under den årlige nedstengningen av Ekofisk har ikke avslørt noen alvorlige feil. En del kraftig korrosjon under isolasjonen ble registrert, og det ble satt i gang et omfattende arbeide for å kontrollere isolasjonen. På utsatte og mistenkelige områder ble gammel isolasjon fjernet og ny pålagt. Hovedårsak til problemene var mekaniske skader på beskyttelsen av isolasjonen og dårlig utført arbeid. Dette hadde tillatt fuktighet å trenge inn i isolasjonen med påfølgende korrosjon.

Med bakgrunn i 2 eksplosjoner i akseltetningsoljesystemet på kompressorene for rekomprimering av gass, ble det satt i gang et omfattende undersøkelsesprogram for å kartlegge årsak.

Nye akseltetningssystemer er bestilt for installasjon i 1985. Innsugnings- og resirkuleringsrørene er bygget om, og kompressorene synes nå å virke tilfredsstillende.

Det er satt i gang et omfattende vedlikeholdsprogram for å oppgradere turbiner og kompressorer for å ta imot gass fra Statpipe-systemet.

Systemet som operatørselskapet har bygget opp for kontroll og oppfølging av sikkerhetsventilen i produksjonsrøret, har vist seg meget effektivt. Da det ble regist. rt problemer med fjærene, kunne en umiddelbart fastslå hvilke ventiler som hadde fjærer fra samme leveranse av feil materiale, og hvor lenge den enkelte ventil hadde stått inne. Ut fra disse opplysningene kunne det så legges opp et planlagt og kontrollert utskiftningsprogram.

Under den årlige nedstegningen ble det foretatt tilkopling av oljeledningen fra Ula og gassledningen fra Statpipe på Ekofisk-tanken. På Cod 7/11-A ble det gjort klart for tilkopling av gassledning fra Ula.

Det ble også gjort modifikasjoner på gassavbrenningssystemet for å dekke den ekstra kapasiteten som overstående tilkoplinger krever.

Under en storm i januar forårsaket en kjempebølge store ødeleggelser på 2/4-A. Vegger i kontrollrommet ble deformert, og en hydraulikkoljetank ble løftet ut av posisjon. Sikringsystemet fungerte bra og stengte produksjonen.

Mot slutten av året ble det registrert at innretningene har sunket pga sammensynking av grunnen. Oljedirektoratet nedsatte umiddelbart en tverrfaglig arbeidsgruppe for å evaluere effekten av sammensynkingen og mulige konsekvenser.

Nytt helikopterdekk på 2/4-H

Ved årsskiftet 1983/84 besluttet Phillips Petroleum Company Norway å benytte helikopteret Boing 234 LR Chinoock til 2 daglige flyvninger Forus - Ekofisk. Dette medførte utskifting av det gamle helidekk på 2/4-H, og nytt dekk av typen Safedeck ble installert høsten 1984. Inntil det nye dekket kunne tas i bruk, ble det gamle gitt en midlertidig godkjennelse etter at det var foretatt en oppgradering av rømningsveier og brann-teknisk utstyr.

Nye boligkvarter

Arbeidet med utskifting av boligkvarter er nå avsluttet. De resterende 2 av i alt 7 innretninger fikk i 1984 installert nye boligmoduler, og dermed er den planlagte utskifting som begynte i 1981, gjennomført. De totale kostnader har beløpet seg til ca 1 212 mill kroner og gir en samlet kapasitet på 674 senger. Kostnadene inkluderer også utskifting av 7 helikopterdekk, hvorav ett er av type Safedeck. Bakgrunn for utskiftingene er beskrevet i Oljedirektoratets årsberetning for 1981.

Arbeidsmiljøkartlegging blant forpleiningsansatte

Etter en inspeksjon spesielt rettet inn mot forpleiningsansattes arbeidsmiljø, gjennomført i mars 1984, påla direktoratet operatørselskapet å «sørge for at det foretas den nødvendige kartlegging av forpleiningsansattes arbeidsmiljø på Ekofisk for å sikre tilstrekkelig personelldekning til å utføre arbeidet på en fullt forsvarlig måte».

Etter en omfattende korrespondanse og kontaktsomhet mellom operatørselskap og direktoratet, tok operatørselskapet disse problemstillingene opp til drøfting med involverte forpleiningselskap. Videre begynte operatørselskapet forberedelsene til et kartleggingsarbeid rettet inn mot arbeidsmiljøforholdene for forpleiningsansatte på Ekofisk-feltet. Dette arbeid skulle omfatte ni installasjoner og dekke samtlige involverte forpleiningselskaper. Arbeidet forventes avsluttet i løpet av februar 1985.

Direktoratet har i denne forbindelse søkt å understreke at utgangspunktet for pålegget var å sikre et forsvarlig bemanningsnivå. Videre har man vært opptatt av å understreke at forhold som vil ha innflytelse på den opplevde og faktiske arbeidsbelastning, vil være mangeartet og sammensatt. Dette betyr at like sentralt som de fysiske målbare parametre som antall m², antall rom, renholdsvennlighet, tekniske hjelpemidler, støy, lys og ventilasjon, vil være forhold som kvalifikasjoner hos ledere, service- og kjøkkenarbeidere. Likeledes vil ledelse, instruksjon og jobbsikkerhet få konsekvenser for kvalitet på arbeidsmiljø.

Beredskap

For å søke optimalisering av beredskapen på Ekofisk, har Phillips påbegynt et større analysearbeid. Analysen skal omfatte de enkelte innretninger såvel som plattformkonstellasjoner og feltet totalt.

Kranuhell på 2/7-B, 2/7-T og 2/7-A

Det har i 1984 vært tre uhell ved operasjon av pidestallkranene på Ekofisk-feltet.

Det ene uhellet skjedde ved at kranbommen falt ned pga at kranen ikke var nedstengt ved sterk vind. Kranbommen falt ned på krane nr 2 og forårsaket til dels store skader på begge kranene samt mindre skader på helikopterdekket. Ved de to andre uhellene falt lasten ukontrollert pga teknisk svikt på kranene. Det ble ingen personskader ved uhellene.

For å hindre at lignende uhell skal inntreffe, er prosedyrer for nedstenging av kraner ved sterk vind innskjerpet. Videre er det utført tekniske forbedringer i inspeksjons/kontrollrutinene for kraner.

Eksplasjon på Eldfisk 2/7-B

18.2.84 var det en eksplosjon i en kjele på Eldfisk 2/7-B. Drivgass til en turbin ble p g a feil i en ventil ledet til instrumentpanelet til kjelen. Under oppstart av kjelen ble denne gassblandingen antent, og en person ble skadet. Tiltak er iverksatt for å hindre lignende ulykker.

2.3.3 Ula

Utvinningstillatelse 019 A

Rettighetshavere

BP Petroleum Development of Norway A/S	57,5 %
K/S Pelican A/S	5,0 %
Norsk Conoco A/S	10,0 %
Den norske stats oljeselskap a.s	12,5 %
Svenska Petroleum Exploration A/S	15,0 %

Conoco har overført 60 % av sin tidligere eierandel til Svenska Petroleum Exploration A/S.

Feltet ligger i blokk 7/12 ca 70 km nordvest av Ekofisk (fig 2.3.3.a). Det ble funnet i 1976 og erklært drivverdig i desember 1979. Statoil sluttet seg til erklæringen i september 1980. BP er operatør for utvinningstillatelsen.

Rettighetshaverne bestemte seg i desember 1982 for å gå i gang med prosjektet.

Utbygging

Konseptet som ligger til grunn for utbygging består av tre konvensjonelle stålplattformer (fig 2.3.3) for henholdsvis produksjon, boring og boligkvarter. Det er planlagt ni produksjonsbrønner og seks vanninjeksjonsbrønner. Tidspunkt for borestart er anslått til annet halvår 1986 og produksjonsoppstart til første halvår 1987.

FIG 2.3.3.a

Planlagte installasjoner på Ula

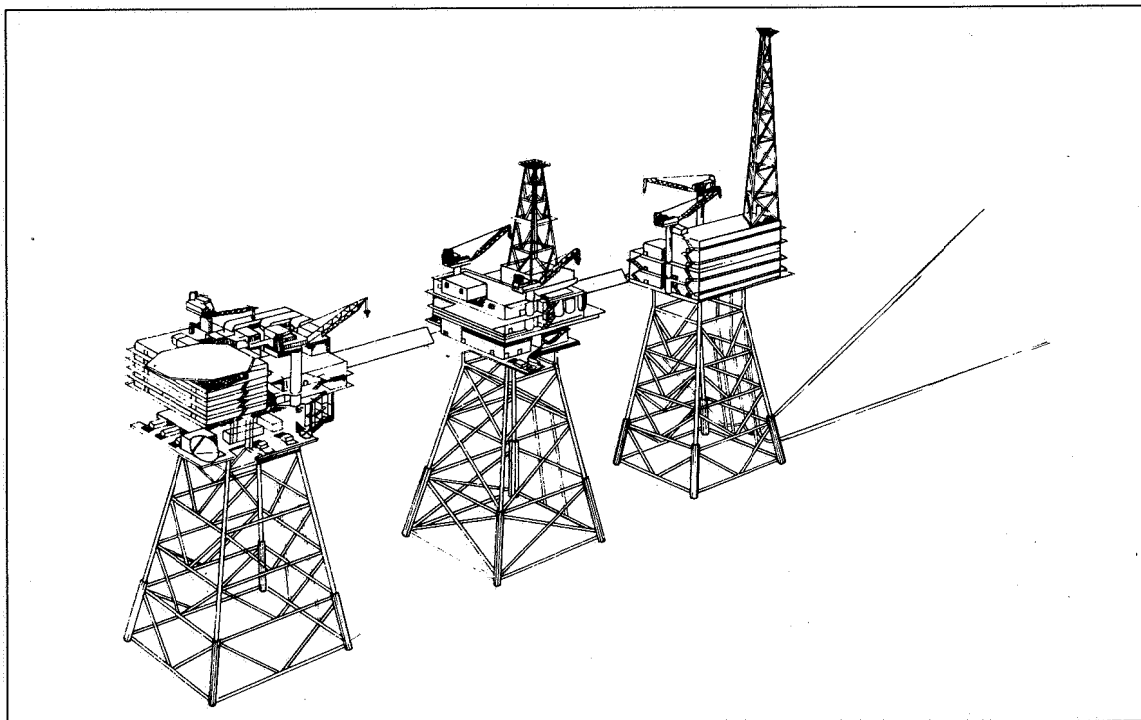
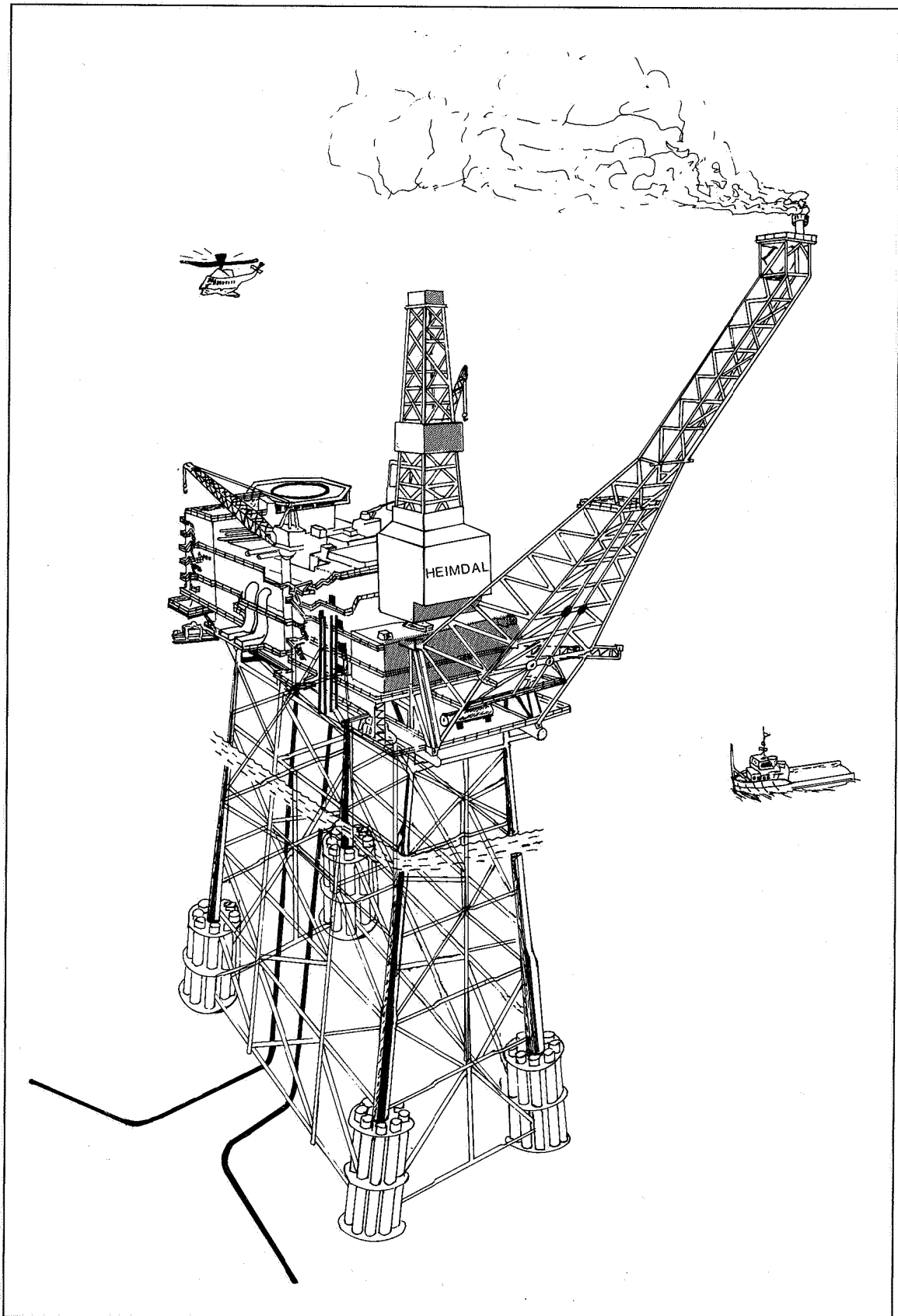


FIG 2.3.4.a
Installasjon på Heimdal



Utnyttelse av forekomstene

Oljedirektoratets anslag for utvinnbare reserver er 30 x 10⁶Sm³ olje, 1,3 x 10⁶ tonn NGL og 2 x 10⁹Sm³ gass.

Feltet vil bli produsert med trykkstøtte fra vanninjeksjon. Det er planlagt en relativt høy platåproduksjon, og de årlige uttak i prosent av utvinnbare reserver er blant de høyeste som er planlagt på norsk sokkel. Oljedirektoratet regner likevel ikke med at dette vil redusere utvinningsgraden av feltet. Det er planlagt å drenere feltet med 9 produksjonsbrønner. Trykkstøtte vil komme fra 6 injeksjonsbrønner.

Transport

Rettighetshaverne er blitt enige om å frakte oljen i rør via Ekofisk Senter til Teesside. Statoil skal bekoste og stå som operatør for ledningen.

Rørledningen ble installert på havbunnen sommeren 1984. Diameteren er 508 mm (20") og lengden er ca 70 km.

Gassen vil bli transportert i rørledning til Cod for deretter å bli ført gjennom rørledningssystemet til Emden. Stålrørene ble produsert sommeren 1984 og ble belagt med rustbeskyttelse og vektkaappe høsten 1984.

Målesystem

Tester av deler av målesystemene for olje og gass er utført hos underleverandører. Målesystemet for olje og gass blir for tiden sammenbygget hos leverandør.

Kostnader

Totale investeringskostnader antas å bli ca 8,6 mrd kroner i løpende kroneverdi og 7,9 mrd kroner i fast 1984-kroneverdi. (For omregning, jf Valhall).

2.3.4 Heimdal

Utvinningsstillatelse 036

Rettighetshavere:

Den norske stats oljeselskap a.s	40,000 %
Marathon Petroleum Norge A/S	23,798 %
Elf Aquitaine Norge A/S	9,639 %
Bow Valley Exploration Norge A/S	8,000 %
Norsk Hydro Produksjon A/S	6,228 %
Total Marine Norsk A/S	4,820 %
Sunningdale Norge A/S	3,875 %
Saga Petroleum a.s	3,471 %
A/S Uglands Rederi	0,169 %

Utvinningsstillatelse 036 ble tildelt i 1971 og omfatter blokk 25/4, som er lokalisert ca 180 km vest-nordvest for Stavanger (fig 2.3.4.a). For den delen av konsesjonen som omfatter Heimdal har Statoil fått 40 % eierandel. Elf Aquitaine Norge A/S er operatør for Heimdal.

Feltet ble oppdaget i 1972 ved boring av brønn 25/4-1 og ble erklært økonomisk drivverdig i april 1974. Drivverdighetserklæringen ble trukket tilbake i 1976 på grunn av lave gasspriser.

I løpet av 1980 endret gassmarkedet seg, og Heimdal ble sentral i diskusjonen om en ilandføringsløsning for Statfjordgassen. Søknad om ilandføring av gass til kontinentet ble levert i januar 1981 og vedtatt av Stortinget

10.6.81. Ilandføringsøknaden for kondensat ble godkjent i januar 1983.

Utbygging

Reservoaret ligger ca 2 100 m under havflaten i sand av paleocen alder. De totale utvinnbare reservene er anslått til 34 x 10⁹Sm³ gass og 3 x 10⁶Sm³ olje. Det er besluttet å bygge ut Heimdal-feltet med en integrert stålplattform med bore-, produksjon- og boligfunksjon (fig 2.3.4). Installasjonsarbeidene på feltet startet sommeren 1984, og produksjonsstart er av operatøren planlagt til sommeren 1986.

Boringen begynner i løpet av våren 1985, etter at mes-teparten av sammenkoblingsarbeidet offshore og ferdigstillingen er avsluttet.

Transport

Gassen fra Heimdal-feltet vil bli transportert i Statpipe, og rørledningen fra Heimdal tilknyttes Statpipe-systemet på stigerørplattform 1. Kondensatet vil bli ilandført via egen rørledning til Brae-feltet i britisk sektor, og videre til Cruden Bay, Skottland, gjennom Brae-Forties systemet.

Målesystem

Målesystemene for gass og kondensat er ferdig uttestet hos fabrikant. Kontroll med målesystemet for kondensat er utført i samarbeid med Department of Energy.

Kostnader

Totale kostnader for utbyggingen antas å bli ca 8,7 mrd kroner i løpende kroneverdi og 9,2 mrd kroner i fast 1984-kroneverdi. (For omregning, jf Valhall).

Sikkerhet, beredskap og arbeidsmiljø**Bærende strukturer**

I forbindelse med sveising av feltskjøter under installering av Heimdal-plattformen ble den etterfølgende sveisekontroll underkjent pga operatørselskapets manglende styring med sin underkontraktør. Dette forholdet er imidlertid utbedret.

Det er observert vibrasjoner i flammearnkonstruksjonen som reduserer utmattingslevetiden betydelig. Tiltak for utbedring av forholdet er igangsatt.

Kraner

Etter at pidestalkranene hadde vært i bruk i ca 3 mnd, besluttet operatørselskapet å stenge ned kranene. Beslutningen ble tatt pga tekniske problemer som har oppstått ved operasjon av kranene. Oljedirektoratets midlertidige tillatelse til å bruke kranene ble trukket tilbake inntil operatørselskapets rapport/anbefaling om brukstillatelse forelå.

2.3.5 Frigg-området (Frigg, NØ-Frigg og Odin)**2.3.5.1 Frigg****Rettighetshavere**

Norsk del (60,82 %) (utvinningsstillatelse 024)	
Elf Aquitaine Norge A/S	25,19 %
Norsk Hydro A/S	19,99 %
Total Marine Norsk A/S	12,60 %

Den norske stats oljeselskap a.s.	3,04 %
Britisk del (39,18 %)	
Elf Aquitaine UK Ltd	25,97 %
Total Oil Marine Ltd	12,98 %
BP Ltd	0,23 %

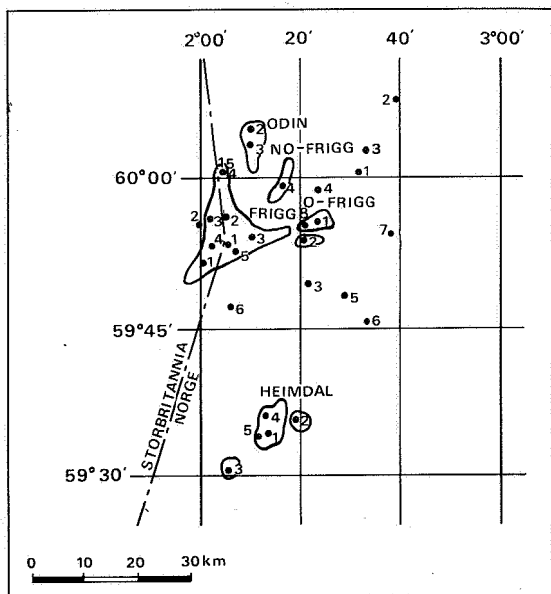
Elf Aquitaine Norge A/S er operatør for Frigg-feltet og Total Oil Marine Ltd er operatør for rørledningssystemet og St Fergus-terminalen i Skottland.

Frigg-feltet ligger i blokk 25/1 på norsk sokkel og i blokk 10/1 og 9/5 på britisk sokkel (fig 2.3.5.a). Feltet er unitisert. 60,82 % av gassreservene anses etter avtale å tilhøre de norske rettighetshaverne og de resterende 39,18 % tilhører de britiske rettighetshaverne. Avtalen om fordeling av reservene kan reforhandles hvert fjerde år (tidligst 1.1.85), eller når som helst det måtte bli påvist tilleggsreserver som anses å være i kommunikasjon med Frigg-reservoaret. I 1982 ble det enighet mellom den britiske gruppen og BP om at 0,588 % av de britiske Frigg-reservene ligger i blokk 9/5 som BP har 100 % andel i. BPs interesse i Frigg-feltet ivaretas av Total Oil Marine.

Produksjonsanlegg

Frigg-feltet ble oppdaget våren 1971 og ble erklært kommersielt 25.4.72. Feltet er bygget ut i tre faser. Fase 1 består av en produksjons- og en behandlingsplattform på britisk del av feltet samt en boligplattform (CDP1, TP1 og QP). Produksjonen fra fase 1 plattformene startet 13.9.77.

FIG 2.3.5.a
Frigg-området



Fase 2 består av en produksjons- og en behandlingsplattform plassert på norsk del av feltet (DP2 og TCP2). Produksjonen fra fase 2 plattformene startet sommeren 1978. Fig 2.3.5.b viser installasjonene på Frigg-feltet.

Fase 3 av utbyggingen omfatter installasjon av tre turbindrevne kompressorer a 38 000 HK på plattform TCP2. Kompressoranlegget er nødvendig for å kompensere redusert reservoartrykk. Anlegget kom i drift høsten 1981.

Gass fra NØ-Frigg og Odin blir behandlet og målt på Frigg. Nye moduler for behandling av gass og kondensat fra disse felt er installert på TCP2. Driftstillatelse ble gitt 18.11.83.

Transport

Gassen transporteres til St Fergus i Skottland gjennom to 813 mm rørledninger. For å øke kapasiteten til transportsystemet er det installert to turbindrevne kompressorer a 38 000 HK på pumpeplattformen MCP-01 som ligger midtveis mellom Frigg og Skottland. Kapasitetsøkningen var nødvendig for å kunne transportere gassen fra Odin-feltet. Av samme grunn er terminalen i St Fergus utvidet fra fem til seks prosesslinjer. Salg av Odin-gass startet i oktober 1983 ved forhåndslevering fra Frigg-feltet.

Utnyttelse av forekomstene

Gass/væske-kontakten i Frigg-feltet kontrolleres flere ganger pr år.

I observasjonsbrønn 25/1-A22 ga TDT (Thermal Decay Time)-logging i mars 1984 en vannstigning på 7,7 m, mens gass/olje-kontakten fremdeles var skjult av skifer/tette lag av ukjent lateral utstrekning.

For å kunne måle kontaktene under plattformen i den sørlige delen av feltet ble produksjonsbrønn 10/1-A12 på britisk side sommeren 1984 omgjort til observasjonsbrønn med benevnelse 10/1-A25. Fordypningen av denne brønnen viste at vannivået har steget ca 55 m siden produksjonsstart, noe som kan tyde på tidligere vanngjennombrudd enn hittil antatt.

For bedre bestemmelse av trykk, kontakter og geologi bores nå brønn 10/1-5 under sør-vestlig del av DP 2-plattformen.

Forskjellige muligheter synes nå å eksistere for geologien i barrieren mellom vannsonene, og også for størrelse og plassering av et «permeabilitets-vindu» i barrieresonen.

Trykkene i både Frigg- og Cod-sanden stemmer godt overens med operatørens foreløpige oppdatering av reservoarmodellen.

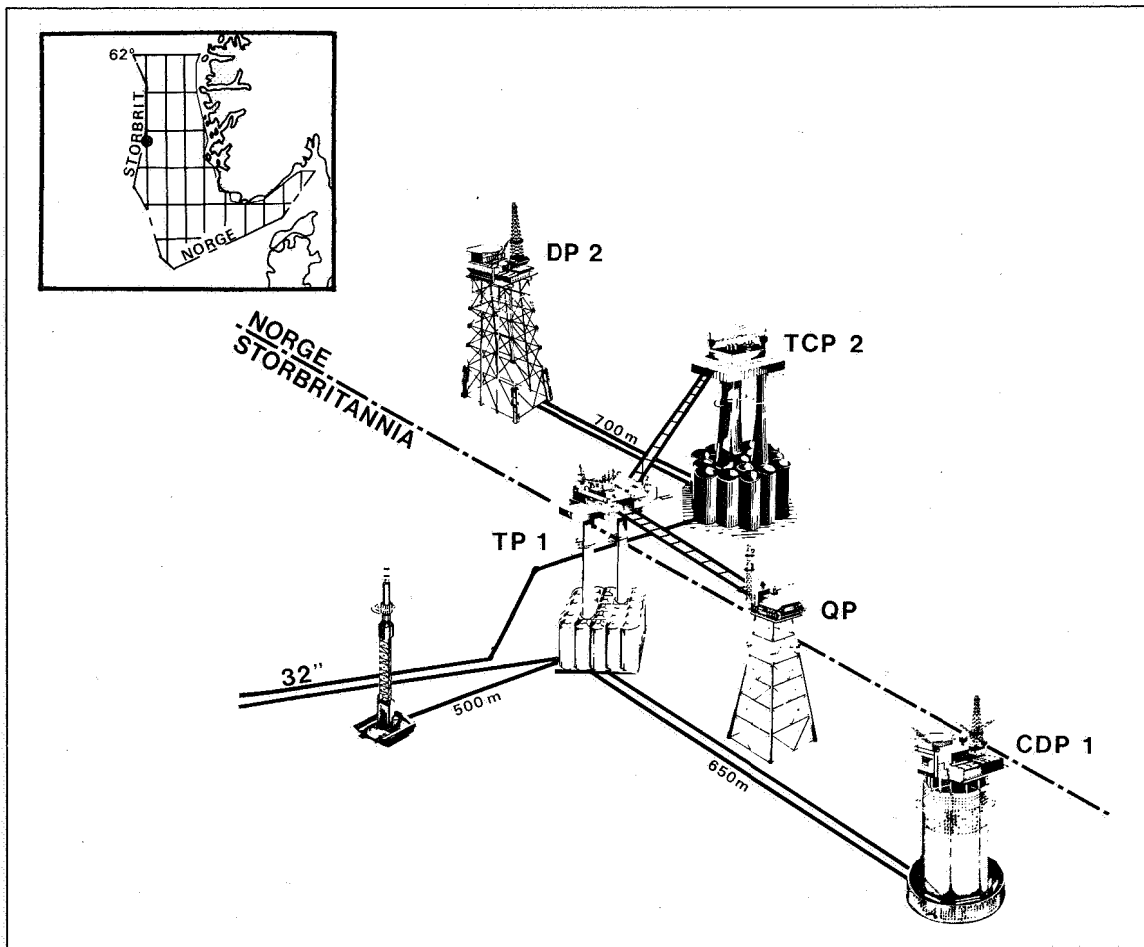
Målesystem – Frigg

Inspeksjoner av målesystemene på Frigg, MCP-01 og i St Fergus er regelmessig utført i samarbeid med Department of Energy. Department of Energy kontrollerer også de norske feltene NØ-Frigg og Odin, da summen av disse feltenes produksjon subtraheres fra samlet målt mengde inn på rørledningen til St Fergus. Dette gjøres for å fastsette Frigg-feltets bidrag.

Målesystem – Alwyn

Frigg-kommisjonen har godkjent at målesystemet for gass skal installeres på Alwyn-feltet på britisk sokkel. Gassen fra Alwyn vil bli sendt til St Fergus via Frigg-

FIG 2.3.5.b
Installasjoner på Frigg



feltet. Godkjenning er gitt under forutsetning av at Oljedirektoratets forskrift for fiskal kvantumsmåling av gass følges, samt at Oljedirektoratet gis full aksess til installasjoner på Alwyn-feltet. Kontroll med måle-systemets utførelse er allerede startet i samarbeid med Department of Energy.

Kostnader

Totale kostnader for Frigg-utbyggingen forventes å bli 22,1 mrd kroner i løpende kroneverdi og 43,2 mrd kroner i fast 1984-kroneverdi. I anslaget inngår foruten selve feltinstallasjonene: rørledningene til St Fergus, kompressorplattform, terminal og nytt utstyr på TCP2 for å ta imot gass fra Odin og NØ-Frigg. Norsk andel av investeringene vil utgjøre 13,9 mrd kroner i løpende kroneverdi og 25,9 mrd kroner i fast 1984-kroneverdi. (For omregning, jf Valhall).

Sikkerhet, beredskap og arbeidsmiljø

Kondensatnivå-reguleringstank

Også i år ble kondensatnivå-reguleringstank CV3 (Condensate Surge Tank) åpnet for inspeksjon. In-

speksjonen avdekket kun mindre feil som kan tilbakeføres til fabrikkasjonsfeil. Utbedringer er foretatt og beholderen er igjen satt i drift.

Fakkelsystem

Flere omkringliggende felter (NØ-Frigg, Odin og Alwyn) knyttes og planlegges knyttet til Frigg-feltet. Elf Aquitaine Norge A/S har derfor utført en vurdering av eksisterende fakkelsystem. Resultatene avdekket bl a behov for å se nærmere på kapasitet, temperatur og pålitelighet. I denne sammenheng har Elf Aquitaine Norge lansert nye metoder for å beskytte salgsgass samlestokk (header) mot overtrykk for derved å redusere antall sikkerhetsventiler og mengde gass til fakkelen. Av sikkerhetsmessige grunner foreslås de tradisjonelle sikkerhetsventilene erstattet av avanserte databaserte instrumenteringssystemer. Oljedirektoratet har i 1984 gitt tillatelse til at slike instrumenteringssystemer installeres. Etter en prøveperiode vil det bli vurdert om påliteligheten til disse systemene kan antas å være tilstrekkelig store til at sikkerhetsventilen kan fjernes.

Beredskap

Det ble funnet sprekkdannelser i en sveisesøm på trommelen på livbåtwinser på DP2. Metallurgisk analyse av sprekkdannelsen konkluderte med at sprekken ble dannet i den varmepåvirkende sonen i sveisen. (heat affected zone..).

Lignende sprekkdannelser ble også funnet på TCP2 og FCS på NØ-Frigg. Dette førte til at samtlige winsj-tromler på feltet ble utskiftet.

Kraner

Operatørselskapet har besluttet å stenge ned mobilkran for bruk til interne løfteoperasjoner på TCP2. Kranen vil bli erstattet med ny pidestallkran.

Nesten ulykke

Brudd på boltene på en ventil grunnet utmatningskorrosjon forårsaket gasslekkasje med påfølgende nedstengning. Ventiler av dette fabrikat var ikke klasset for denne anvendelse, og alle ventiler av denne type er provisorisk forsterket og vil bli erstattet. Hendelsen er meddelt alle operatører på norsk sokkel.

Kompressoranlegg

Det har vært vibrasjonsproblemer på kompressoranlegget på TCP2. Problemene viste seg ved nærmere undersøkelse å være forårsaket av løse deler fra innsugningsbeholderen. Etter nedstengning og mindre reparasjoner/modifikasjoner er anlegget operasjonelt.

Glykol Regenerator

Anlegget på TCP2 har tre glykol regeneratorenheter. Alle disse har hatt omfattende driftsproblemer. Årsakene har vært sprekker grunnet bl a utmatningskorrosjon. Utstyret har vært reparert en rekke ganger, og vil i nær framtid bli erstattet med nye innmater.

Borerigg/DP2

Boreriggen på DP2 vil i løpet av våren 1985 bli oppgradert for oppstart av undersøkelsesbrønn.

Strålingsuhell med radioaktive isotoper

I forbindelse med utbedring av en brannledning til helidekk på DP2, ble det foretatt fotografering av sveisesømmene med en 1,8 Curie kilde. Området var antatt avspærret på forskriftsmessig måte (varsellys, -skilte osv). Det viste seg imidlertid at det innenfor eksponeringsområdet var et kontor hvor det oppholdt seg to personer. Avstanden fra kilden til kontoret var 8 meter. Eksponeringstiden var 5 minutter. For å beregne strålingsdosen til de to personene i kontoret, ble det foretatt et nytt «skudd». Eksponeringen utenfor døren ble målt til 1 – 1,5 mR/t, mens den inne i kontoret ble målt til 0,8 mR/t. Strålingsdosen representerte således ingen alvorlig helsefare for personellet.

Operatørselskapet ble pålagt å foreta en revisjon av eksisterende prosedyrer for å hindre at tilsvarende uhell kan skje i fremtiden.

2.3.5.2 NØ-Frigg

Utvinningstillatelse 024 (blokk 25/1)

Rettighetshavere

Elf Aquitaine Norge A/S	41,42 %
Norsk Hydro A/S	32,87 %
Total Marine Norsk A/S	20,71 %
Den norske stats oljeselskap a.s	5,00 %

Utvinningstillatelse 030 (blokk 30/10)

Rettighetshavere

Esso Exploration & Production Norway Inc 100 %.
Statoil har rett til 17,5 % av netto-overskudd før skatt.

NØ-Frigg-feltet ligger i blokkene 25/1 og 30/10 (fig 2.3.5.a), og ny fordeling av gassreservene i august 1984 ga henholdsvis 42 % og 58 % i hver av blokkene. Elf Aquitaine Norge A/S er operatør for utbyggingen.

Produksjonsanlegg

Gassfeltet NØ-Frigg ble påvist i 1974. Det er en del av det samme trykksystem som Frigg-feltet. Endelig utbyggingsplan ble vedtatt i 1980. Feltet er utbygget med seks brønner ferdigstilt på havbunnen (fig 2.3.5.c). Disse er boret gjennom en rammekonstruksjon plassert på havbunnen. Denne er foruten brønnhodene og ventiltrærne også utstyrt med en manifold som skal samle gassen fra de seks brønnene. Gassen føres gjennom en 406 mm tykk rørledning til Frigg-feltet for prosessering. Hvert av de seks ventiltrærne styres via separate service- og kontroll-ledninger fra kontrollstasjonen (en leddlagret søyle) plassert 150 meter fra brønnhodene. Kontrollstasjonen ble installert i juli 1983 og fjernstyres fra Frigg-feltet.

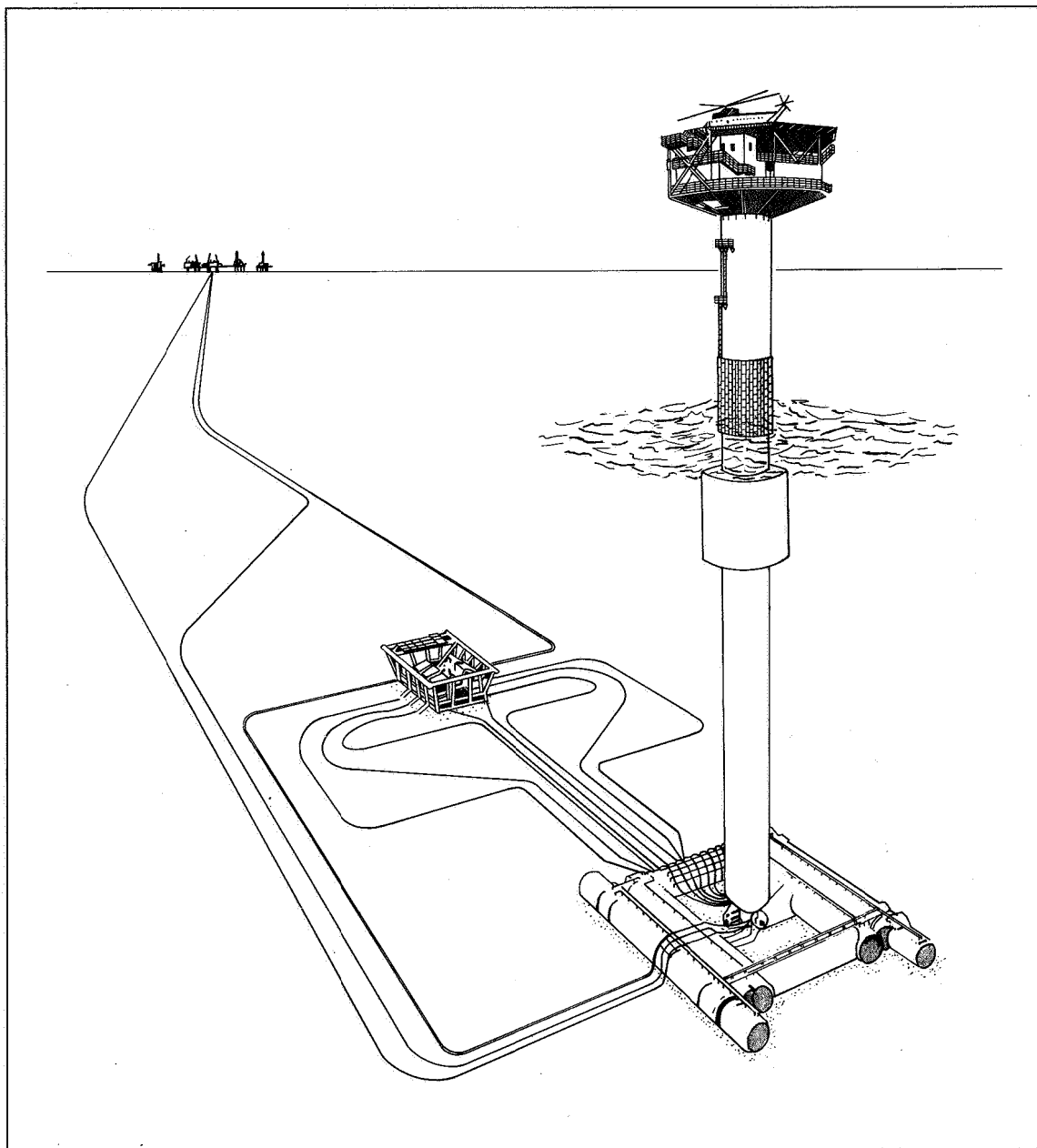
Salg av gass fra NØ-Frigg kom i gang 1.10.80, dvs før noen av produksjonsbrønnene var boret. Dette var mulig ved at Frigg-feltet leverte gass på vegne av NØ-Frigg til NØ-Frigg kom i produksjon. Frigg vil likeledes levere gass på vegne av NØ-Frigg etter at produksjonen på NØ-Frigg er stanset. «Tilbakebetalingen» skjer ved at NØ-Frigg i sin korte produksjonsperiode skal levere gass på vegne av Frigg i tillegg til NØ-Friggs kontraktskvanta. Derved oppnås en mer normal, langstrakt salgsprofil for gassen fra NØ-Frigg, selv om produksjonsperioden er kort.

Produksjonen startet 8.12.83 fra tre brønner. I løpet av 1 måned nedstengning ble de tre siste brønnene rensert i mai/juni 1984. Alle seks brønnene kom i produksjon i slutten av juli etter 1 1/2 måned oppstartingsfase med tre produserende brønner.

Utnyttelse av forekomstene

Nye seismiske data førte til at rettighetshaverne hevet reservoartoppen i nordlig del av feltet. Det ga økning av de totale reserver, og en større andel av reservene tilfalt utvinningstillatelse 030. Utvinnbare reserver er imidlertid omtrent som før på grunn av endret utvinningsgrad. Trykkmålinger foretatt før produksjonsstart viste at reservoartrykket sank som følge av kommunikasjon med Frigg-feltet gjennom sadelen mellom feltene.

FIG 2.3.5.c
Installasjoner på NØ-Frigg



Målesystem

Regelmessige inspeksjoner av målesystemet, som er installert på Frigg, er utført i samarbeid med Department of Energy. (For omregning, jf Valhall).

Kostnader

Totale kostnader for utbyggingen antas å bli ca 2,0 mrd kroner i løpende kroneverdi og 2,2 mrd kroner i fast 1984-kroneverdi.

Sikkerhet, beredskap og arbeidsmiljø

Driftstillatelse for det første undervannsproduksjons-systemet på norsk sokkel (NØ-Frigg) ble gitt 6.12.83.

Oppstart har gått uten vesentlige problemer. Tetningsflater for oppkøpling av et ventiltre hadde fått skade. Skadene ble reparert under vann ved hjelp av nyutviklet teknikk.

2.3.5.3 Odin

Utvinningsstillatelse 030

Rettighetshaver

Esso Exploration & Production Norway Inc 100 %.

Statoil har rett til 17,5 % av netto-overskudd før skatt.

Odin-feltet ligger i blokk 30/10 (fig 2.3.5.c) og Esso er operatør for utbyggingen.

Produksjonsanlegg

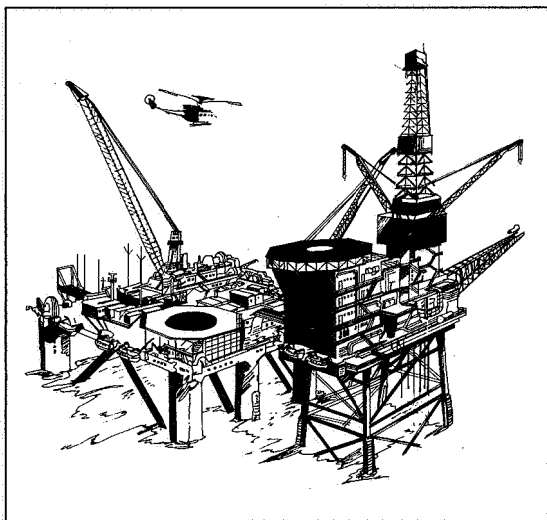
Gassfeltet Odin ble påvist i 1974 og utbyggingsplan ble vedtatt i 1980.

Utbyggingsløsningen består av en fast innretning, Odin, på stålunderstell med fire ben og integrert dekk, samt den halvt nedsenkbare norsk registrerte innretningen «Treasure Hunter», fig 2.3.5.d.

«Treasure Hunter» fungerer som en hjelpeinnretning (Tender Support Vessel, TSV) under konstruksjons- og borefasen, TSV ivaretar integrerte deler av bore-, hotell-, verksted- og lagringsfunksjonene på Odin-feltet, og er forbundet med Odin med fast gangbru.

FIG 2.3.5.d

Installasjoner på Odin



Alle modulene til plattformen var ferdig fabrikkert før sommeren 1982, og stålunderstellet ble satt på feltet 4.7. samme år. Oppkplingsarbeidet har ligget foran planlagt tidsskjema, slik at plattformen ble ferdig oppkplet allerede i 1983. Produksjonsboringen startet i desember 1983, og produksjonen startet i april 1984 fra to brønner. Full feltproduksjon fra sju brønner kom igang 1.10.84. Feltet skal utbygges med 11 produksjonsbrønner, og samtidig boring og produksjon vil foregå fram til våren 1985.

Produksjonsplattformen er kun i begrenset grad utstyrt med behandlingsutstyr da gassen sendes ubehandlet til Frigg-feltet via en 508 mm rørledning. Denne rørledningen var ferdig koplet mellom TCP2 plattformen på Frigg og Odin-plattformen i august 1983.

1.10.83 begynte forhåndsalget av gass til British Gas Corp., dvs gass fra Frigg ble solgt som om den kom fra Odin. «Tilbakebetaling» skjer nå ved at Odin leverer gass på vegne av Frigg i tillegg til egne kontraktskvanta.

Utnyttelse av forekomstene

Reserveanslaget for Odin er nå økt på grunnlag av ny kartlegging av feltet, og operatøren mener å kunne levere mer gass for salg enn den kontraktsfestede mengde. Salg av tilleggsreservene er avhengig av at det oppnås en tilfredsstillende avtale for transport- og behandlingstjenester med FNA (Frigg Norwegian Association)-gruppen. Trykkmålinger før produksjonsstart viser at reservoartrykket har sunket som følge av kommunikasjon med Frigg-feltet gjennom sadelen mellom feltene.

Målesystem

Regelmessige inspeksjoner av målesystemet, som er installert på Frigg, er utført i samarbeid med Department of Energy.

Kostnader

Totalt kostnader for utbyggingen antas å bli ca 2,75 mrd kroner i løpende kroneverdi og ca 2,73 mrd kroner i fast 1984-kroneverdi. (For omregning, jf Valhall).

Sikkerhet, beredskap og arbeidsmiljø

Oppkplingsarbeidet på Odin-innretningen var ferdig tidligere enn planlagt, og da innretningen var produksjonsklar, ble samtykke til drift gitt 28.2.84.

Driften av feltet har det første året gått uten vesentlige problemer. En del peleførere under vann er blitt fjernet ettersom det ikke var tatt tilstrekkelig hensyn til disse under prosjektering av system for katodisk korrosjonsbeskyttelse.

2.3.5.4 Ø-Frigg

Utvinningsstillatelse 024 (blokk 25/1)

Rettighetshavere

Elf Aquitaine Norge A/S	41,42 %
Norsk Hydro A/S	32,87 %
Total Marine Norsk A/S	20,71 %
Den norske stats oljeselskap a.s	5,00 %

Utvinningsstillatelse 026 (blokk 25/2)

Rettighetshavere

Samme som for utvinningsstillatelse 024

Tidligere tilbakelevert del av utvinningsstillatelse 026 (blokk 25/2)

Rettighetshavere

Elf Aquitaine Norge A/S	21,80 %
Norsk Hydro A/S	17,30 %
Total Marine Norsk A/S	10,90 %
Den norske stats oljeselskap a.s	50,00 %

Tidligere tilbakelevert del utgjør 7 % av Ø-Frigg-feltet, og totalfordelingen blir da:

Elf Aquitaine Norge A/S	40,0466 %
Norsk Hydro A/S	31,7801 %
Total Marine Norsk A/S	20,0233 %
Den norske stats oljeselskap a.s	8,1500 %

En del av blokk 25/2 som ble tilbakelevert i 1975 og 1978, synes å inneholde en liten del av Ø-Frigg-reservene. Denne delen er nå på nytt tildelt rettighetshaverne, men med en annen fordeling.

Produksjonsanlegg

Ø-Frigg-feltet består av to hovedstrukturer, tidligere kalt Ø-Frigg og SØ-Frigg, nå henholdsvis Ø-Frigg Alfa og Ø-Frigg Beta. De er en del av samme trykksystem som Frigg-feltet, og gassen vil bli solgt til BGC innenfor den eksisterende salgavtalen.

Ø-Frigg Alfa ble oppdaget i 1973 og Ø-Frigg Beta i 1974. Begge feltene strekker seg over 25/1 og 25/2, og litt inn i det tidligere tilbakeleverte området.

Feltet ble erklært kommersielt i august 1984, og ilandføringssøknaden ble behandlet av Stortinget 14.12.84. Utviklingsplanen antas å være klar i april 1985, og konstruksjonsfasen er planlagt å starte 1.5.85. Etter planen skal produksjonen begynne i oktober 1988, men forhåndssalg av gass vil trolig skje over 2 år. Utvinnbare gassreserver er anslått til 9,3 mrd Sm³ på Ø-Frigg Alfa og 3,2 mrd Sm³ på Ø-Frigg Beta, totalt 12,5 mrd Sm³.

Salgavtalen innebærer en produksjonstid på ca 13 år, men operatøren mener det er muligheter for å få denne forkortet til 5 år. Utbyggingen vil være basert på undervannsteknologi.

Det er foreløpig planlagt tre identiske undervannsproduksjonssystemer som fjernstyres fra Frigg, to av dem på Alfa og den tredje på Beta. En sentral manifold vil knytte de tre systemene sammen, og derfra vil gassen bli transportert i rørledning til TCP2. Der vil gassen bli prosessert og tilknyttet Frigg-feltets transportsystem.

Målesystem

Oljedirektoratet er blitt muntlig informert om planene for installasjon av målesystem for Ø-Frigg.

2.3.6 Gullfaks

Utvinningsstillatelse 050

Rettighetshavere

Den norske stats oljeselskap a.s	85 %
Norsk Hydro Produksjon A/S	9 %
Saga Petroleum a.s.	6 %

Statoil er operatør. Esso var teknisk assistent i letefasen. Conoco er engasjert som teknisk assistent i utbyggingfasen.

Produksjonsanlegg

Det første funnet i blokken ble gjort i 1978. Den 10.6.81 ble utbyggingen for Gullfaks Delta Øst behandlet i Stortinget og Regjeringen fikk fullmakt til å godkjenne første fase av utbyggingen etter at Oljedirektoratet og Olje- og energidepartementet hadde godkjent utbyggingen.

Fase I vil bestå av to plattformer (fig 2.3.6.a). Plattform A blir en integrert bore-, behandlings- og boligplattform med kapasitet ca 39 000 Sm³ pr døgn. Plattformen skal plasseres på den sørvestre del av strukturen hvor havdypet er ca 135 m. Plattformens understell blir en betongkonstruksjon, og det skal benyttes en T-formet dekkstramme av stål.

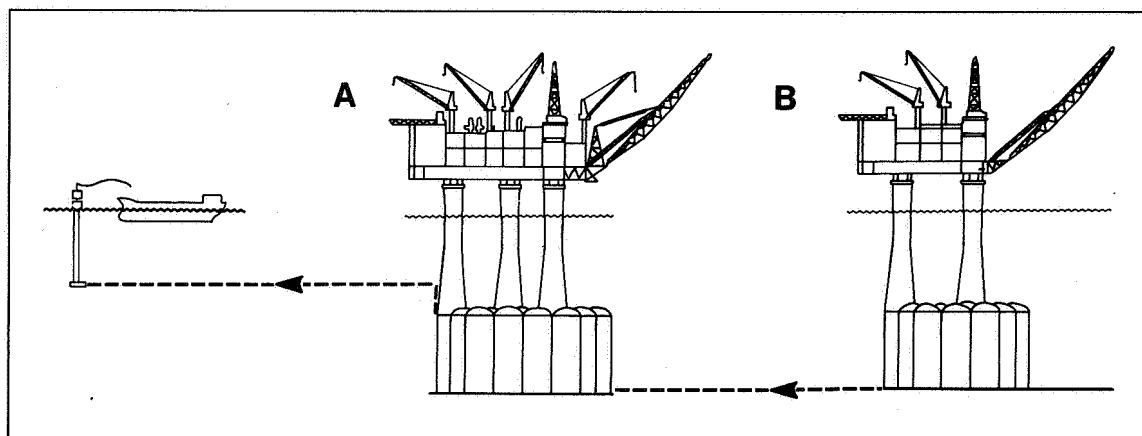
Plattform B blir en bore-, bolig- og vanninjeksjonsplattform med betongunderstell, utstyrt med begrenset prosessutstyr. Denne plattformen skal plasseres på den nord-vestre del av Delta Øst-strukturen hvor havdypet også er ca 135 m.

Olje fra feltet skal transporteres med tankbåter via lastebøyer på feltet.

Gassen fra feltet skal transporteres gjennom Statpipe-systemet via Statfjord C-plattformen.

FIG 2.3.6

Planlagte installasjoner på Gullfaks fase 1



Byggingen av betongstrukturen til A-plattformen startet i 1983, og de fleste konstruksjons- og oppkopplingskontraktene ble tildelt samme år.

Operatøren regner med at plattform A skal være klar til produksjon 1.7.87 og plattform B planlegges å komme i drift ca to år senere.

Utnyttelse av forekomstene

Feltet ligger i den nord-østlige delen av blokk 34/10 og dekker et område på omlag 200 km². De påviste reservene ligger i sin helhet innenfor blokken. Fig 2.3.7.a viser hvor feltet er plassert i Staffjord-området.

Delta-strukturen er et relativt gruntliggende felt, oppdelt av nord-sørgående forkastninger i flere skråstilte og roterte segmenter av lag av jura alder. Segmentene, eller blokkene, har varierende grad av heling med nokså konstant vestlig retning. I øst har feltet en mer uklar struktur, området er sterkt oppbrutt av forkastninger og er tildels kraftig erodert. De strukturelle forhold i det østlige området er vanskelige å kartlegge pga dårlige seismiske data. Forkastninger med mer enn 100 m høydeforskjell avgrensar feltet i sør, øst og nord-øst. Geologisk sett er Gullfaks det mest kompliserte felt som hittil har vært vurdert utbygget på norsk kontinentalsokkel. Oljedirektoratets reserveanslag fra 1981 er sannsynligvis for lavt. Inntil nye tall foreligger, vil Statoils tall på 135 x 10⁶Sm³ olje, 8 x 10⁹Sm³ gass og 1 x 10⁶ tonn NGL bli brukt.

Det er påvist olje med lite oppløst gass i tre juraførmasjoner: Brent, Cook og Staffjord. I den østligste delen av feltet er det dessuten funnet olje i lag av trias alder. Reservoarbergarten er nokså lik den vi finner i Staffjord og Murchison, dvs sandsten med høy permeabilitet og forholdsvis høy porøsitet. Under oljen finnes det en vannsone med varierende volum, som dog ikke er stor nok til å kunne opprettholde trykket i reservoaret etter hvert som olje tas ut. Det vil derfor bli nødvendig å injisere vann allerede fra produksjonsstart. Også gassinjeksjon har vært vurdert som utvinningsmåte. Dette gir imidlertid dårligere resultat enn vanninjeksjon.

Målesystem

Funksjonstester av målesystemene for olje og gass er utført, og systemene er sendt fra fabrikant.

Kostnader

Totale kostnader for utbyggingen antas å bli ca 38,4 mrd kroner i løpende kroneverdi og ca 28 mrd kroner i fast 1984-kroneverdi. Det er da ikke tatt hensyn til konsekvenser som følger av en tilkopling til eventuelt nytt oljetransportrørssystem. (For omregning, jf Valhall).

Sikkerhet, beredskap og arbeidsmiljø

For å foreta den sikkerhetsmessige kontroll av dekinstallasjonene på Gullfaks A, ble det nedsatt en intern prosjektgruppe i Oljedirektoratet. Arbeidet har vært fokusert mot kvalitetssikring i henhold til NS 5801, som Statoil har innført i dette prosjektet. Statoil synes å ha fått gjennomslag for sin filosofi overfor verksteds-

industrien både i inn- og utland, noe Oljedirektoratet synes er positivt.

Arbeidet på Gullfaks A har i 1984 i hovedsak bestått av oppfølging på byggeverkstedene. Det har vist seg mer tidkrevende å bygge opp og implementere et kvalitetssikringssystem enn man trodde i utgangspunktet. 2-5 års implementeringstid er blitt antydnet.

Som første oljefelt på norsk sokkel vil Gullfaks A bli tilknyttet fem undervannsproduksjonsbrønner. Dette er et prosjekt som krever en god del utviklingsarbeider og målet er å drive og vedlikeholde undervannssystemene uten hjelp av dykkere. En integrasjonstest over et år er planlagt for å teste ut systemet og gjøre personell kjent med de operasjoner som skal utføres.

De hydrokarbonførende rørledningene vil bli trukket gjennom J-rør på Gullfaks A-plattformen. Da produksjonsbrønnene blir liggende utenfor sikkerhetssonen for innretningen, vil det foregå fiskeriaktiviteter i området. Statoil har derfor besluttet å bygge en ramme over produksjonsbrønnene for å beskytte fiskeresskaper.

Betongstrukturen til Gullfaks A ble tauet ut av dokk i mai 1984, og ferdigstillingen av lagercellene foregår i Gandsfjorden. I begynnelsen av 1985 vil byggingen av skaftene ta til.

Statoil har lagt en 22 km's 14" gassrørledning mellom Gullfaks A og Staffjord C foruten en 36" oljerørledning mellom Gullfaks A og lastebøyen. På grunn av fare for ødeleggelse av gassrørledningen forårsaket av tråldreskap er gassrørledningen grøftet.

Gullfaks B innretningen er av Condeeptypen med betongunderstell bestående av 19 celler og 3 skaft. Dekksrammen av stål danner en T-form og vil veie 23 000 tonn under uttauing.

Gullfaks B dekket består av seks moduler i tillegg til boretårn og boligkvarter med helikopterdekk. Innretningen skal kun bore produksjonsbrønnene og behandle oljen og gassen i et ett-trinns separasjonssystem.

Delvis stabilisert råolje blir deretter overført til A-innretningen gjennom en 20" rørledning før endelig vannfjerning og stabilisering. Gassen blir utskilt i ett-trinns separator på Gullfaks B og tørkes før den forlater innretningen i en 8" rørledning som knyttes til kompressorsystemet for eksportgass på Gullfaks A.

Injeksjonsvannet vil bli overført fra Gullfaks A ferdig behandlet gjennom en 20" rørledning med fullt injeksjonstrykk.

Innretningen blir tilført elektrisk hovedkraft fra A-innretningen via kabel. Nødvendig nødkraft vil imidlertid bli installert på Gullfaks B.

De fleste byggekontrakter vil være inngått første halvår 1985.

2.3.7 Staffjord-feltet Utvinningsstillatelse 037

Rettighetshavere:

Norsk del (84,09322 %)	
Mobil Development of Norway A/S	12,61400 %

Den norske stats oljeselskap a.s	42,04661 %
Norske Conoco A/S	8,40932 %
Esso Exploration and Production Norway A/S	8,40932 %
A/S Norske Shell	8,40932 %
Saga Petroleum a.s	1,57674 %
Amoco Norway Oil Co A/S	0,87597 %
Amerada Hess Norwegian Exploration A/S	0,87597 %
Texas Eastern Norway Inc	0,87597 %
Britisk del (15,90678 %)	
Conoco North Sea Inc	5,30226 %
Britoil Ltd	5,30226 %
Gulf Oil Corporation	2,65113 %
Gulf UK Offshore Investments Ltd	2,65113 %

Den 10.8.73 fikk rettighetshaverne i Statfjord-feltet tildelt utvinningstillatelse 037. Denne omfatter blokkene 33/9 og 33/12 (fig 2.3.7.a). Mobil er operatør inntil perioden 1.1.87-1.1.89 hvor Statoil skal overta som operatør.

Selve Statfjord-feltet ble funnet våren 1974 og ble erklært drivverdig samme år. Statfjord-feltet strekker seg over på britisk side hvor Conoco er operatør. Den første feltutviklingsrapporten ble forelagt myndighetene våren 1976. Siden er flere feltutviklingsrapporter blitt framlagt. Feltet er besluttet utbygd i tre faser med fullt integrerte plattformer A, B og C (fig 2.3.7.b).

Statfjord A-plattformen er plassert sentralt i feltet, mens B er plassert i sør og C skal plasseres i nordre del av feltet.

FIG 2.3.7.a
Gullfaks-, Statfjord- og Snorre-området

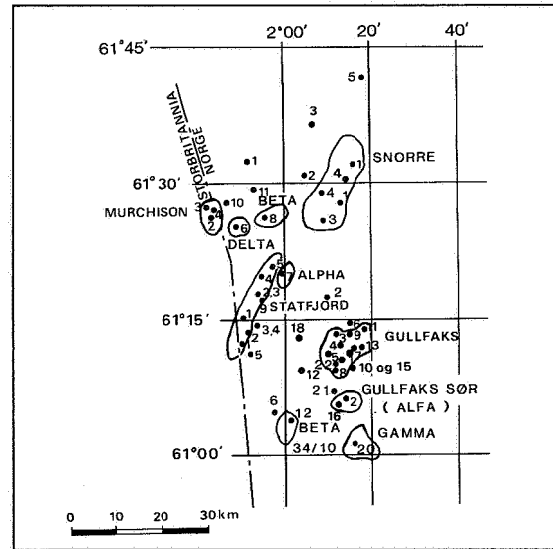
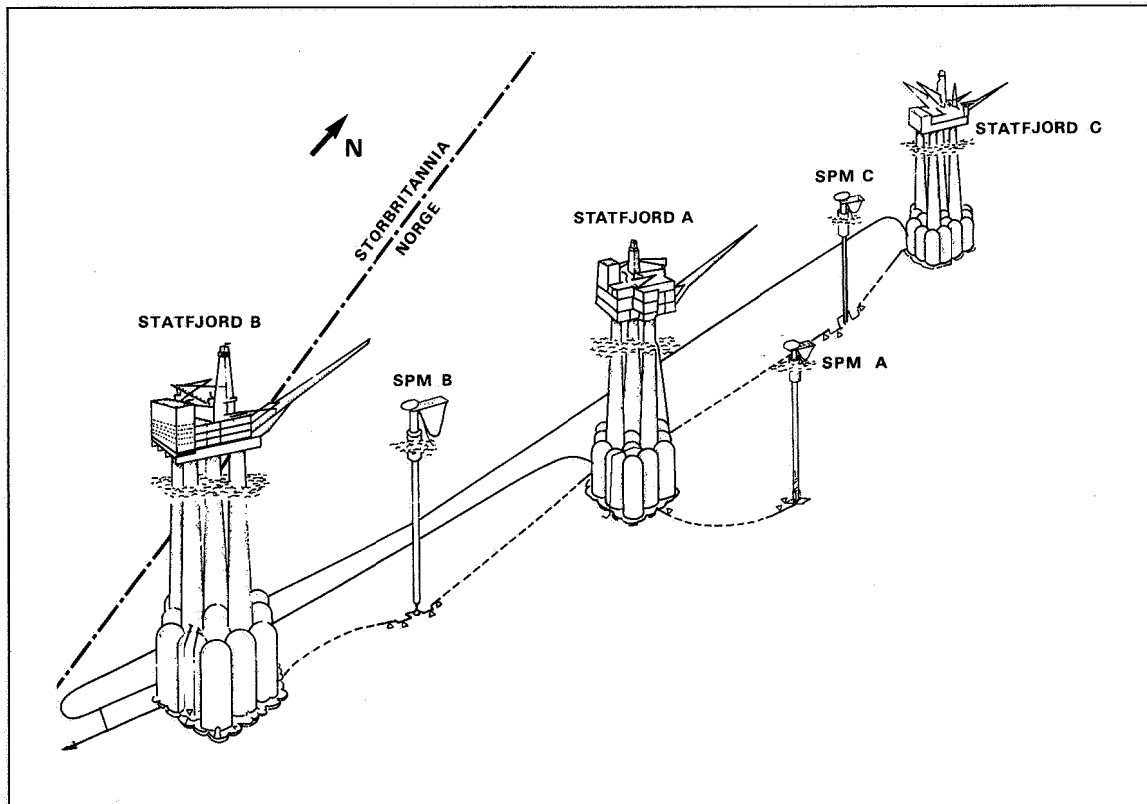


FIG 2.3.7.b
Installasjoner på Statfjord-feltet



Ved å injisere vann i Brent-reservoaret og gass i Staffjord-reservoaret regner Oljedirektoratet med å oppnå en utvinningsgrad på ca 50 %. Det vil si at de totale utvinnbare mengder olje er $333,8 \times 10^6 \text{Sm}^3$ (inkludert britisk del). Mengden utvinnbar assosiert gass er beregnet til $48,8 \times 10^9 \text{Sm}^3$ tørr gass og $12,5 \times 10^6$ tonn NGL. Fordelingen av reservene i feltet som ble godkjent av myndighetene i 1979, er 15,9068 % på britisk side og 84,0932 % på norsk side. Reservene kan bli gjenstand for refordeling med noen års mellomrom, neste gang pr 1.1.86. En av de to rettighetshavergrupper må i så fall be om refordeling innen 1.5.85.

Produksjonsanlegg

Staffjord A

Staffjord A-plattformen er plassert sentralt på feltet og har 3 skaft og 14 celler i betong. Dekket er av stål. Den nye antatte produksjonskapasiteten er på $50\,900 \text{Sm}^3$ pr døgn. Produksjonskapasiteten er siste halvår 1984 blitt oppjustert grunnet finjustering av prosessstyr. Denne finjustering har medført at plattformen nå kan behandle større petroleumsmengder. Gjennomsnittlig utnyttelse av prosessstyret høsten 1984 lå svært høyt, rundt 90 %. Plattformen kom i produksjon den 24.11.79 og vil i følge operatørens siste boreprogram få 21 produksjonsbrønner og 15 injeksjonsbrønner.

Staffjord B

Staffjord B, som er plassert i den sørlige del av feltet, har 4 skaft og 24 celler i betong. Produksjonskapasiteten er også her økt grunnet finjustering av prosessstyr. Ny maksimalkapasitet er $36\,600 \text{Sm}^3$ pr døgn. Produksjonen ble startet 5.11.82 og går nå med nær full kapasitetsutnyttelse. Plattformregularitetene var høsten 1984 også for B-plattformen svært høye, rundt 90 %.

Boreprogrammet, som består av 31 brønner totalt, vil ha følgende fordeling: 21 oljeproduserende brønner og 10 injeksjonsbrønner.

Staffjord C

Tredje og siste fase i utbyggingen av Staffjord-feltet fullføres nå med bygging av C-plattformen. Denne blir bygget som en integrert Condeep med 4 skaft, 24 celler i betong og dekk av stål. Man vil ha nødvendig utstyr som muliggjør produksjon og lagring av olje samt utstyr for gassinjeksjon, gassstørking og vanninjeksjon. Staffjord C vil ha 42 brønnsliiser, samtidig som man muliggjør framtidig tilknytning av 9 brønner ferdigstilt på havbunnen. Staffjord C ble tauet ut til feltet i juni 1984. I desember startet boring av produksjonsbrønner. Dette var to måneder foran tidsplan. Produksjonsstart vil sannsynligvis bli fremskyndet fra desember til august 1985.

Utnyttelse av forekomstene

Gassinjeksjonsanleggene er i normal drift både på A- og B-plattformen. I løpet av 1984 er 89 % av den produserte gassen ført tilbake til Staffjord-reservoaret.

Virkningen av å injisere gass i Staffjord-formasjonen

er ennå usikker. Hvis det viser seg at gass effektivt fortrenger olje, kan det fra et ressursmessig synspunkt være hensiktsmessig å fortsette gassinjeksjon også etter at gassrørledningen er operativ.

Injeksjon av vann i Brent-formasjonen startet i 1982 på A-plattformen og i 1984 på B-plattformen.

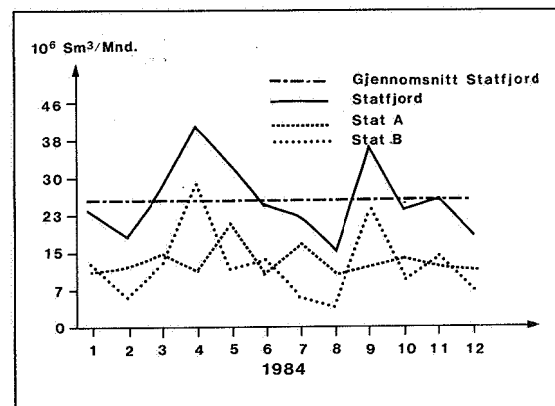
Det produseres vann i flere brønner på Staffjord-feltet. Vannproduksjonen er imidlertid redusert kraftig i noen brønner i løpet av 1984. Dette skyldes at brønnene nå produserer høyere opp i reservoaret. Samtidig er det registrert vanngjennombrudd i andre brønner. Vannproduksjonen har foreløpig ikke ført til begrensninger i oljeproduksjonen på feltet.

Brenning av gass i Staffjord-området

Mengden av gass brent i 1984 på Staffjord A var gjennomsnittlig $0,30 \times 10^6 \text{Sm}^3$ pr døgn, og tilsvarte 3,7 % av total gassproduksjon fra plattformen (fig 2.3.7.c). Staffjord A er inne i en stabil driftsfase, slik at det brennes godt under brennetillatelsen på $0,50 \times 10^6 \text{Sm}^3$ pr døgn. Hovedårsakene til gassbrenning har vært kompressor- og instrumenteringsproblemer. Videre har det vært en del brenning etter stimulering av gassinjeksjonsbrønnene.

FIG 2.3.7.c

Gass brent på Staffjord-området



På Staffjord B har det gjennomsnittlig i samme periode vært brent $0,29 \times 10^6 \text{Sm}^3$ pr døgn, tilsvarende 5,3 % av total gassproduksjon. Staffjord B regnes også å være i en stabil driftsfase. Det ble brent godt under brennetillatelsen på $0,5 \times 10^6 \text{Sm}^3$ pr døgn. Kompressorvansker har vært hovedårsaken til gassbrenning.

Målesystem

Inspeksjon av målesystemene for olje som produseres fra Staffjord A og B er blitt utført månedlig. Det gjenstår videre kontroll og uttesting av målesystemene for olje fra Staffjord C. Dette vil skje når plattformen settes i produksjon høsten 1985.

Målesystemene for gass fra Staffjord A, B og C samt målesystemet for gass som skal levers til Storbritannia er ferdig uttestet hos fabrikant.

Kontroll og inspeksjoner er utført i samarbeid med Department of Energy.

Kostnader

Totale investeringskostnader for Statfjord-utbyggingen antas å bli ca 49,0 mrd kroner i løpende kroneverdi og 54,7 mrd kroner i fast 1984-kroneverdi. Norsk andel av dette utgjør henholdsvis 41,2 og 46,0 mrd kroner. (For omregning, jf Valhall).

Sikkerhet, beredskap og arbeidsmiljø

Undervannsarbeid

For å kunne levere Statfjord-gass til Statpipe-systemet våren 1985, har Mobil Exploration Norway Inc utført omfattende undervannsarbeid på Statfjord-feltet i 1984. Etter å ha lagt de nødvendige rørledninger i 1983 er det i beretningsperioden utført arbeid med sammensveising av undervannsrørledninger, installering av beskyttelsestak over ventilene samt grøfting av deler av ledningene.

Hensikten med installeringen av nødavstengnings-ventilene er at ved et eventuelt brudd i en av gassledningene nær en innretning skal disse beskytte innretningene mot ødeleggelse.

Beskyttelsestak over ventilene blir installert for at det skal tråles over ventilene og for å beskytte ventilene mot fiskeriaktivitet. Grøfting av deler av rørledningene blir utført for å beskytte ledningene mot ankerkjettinger.

Den britiske gassen på Statfjord-feltet vil bli transportert til de britiske gassrørssystemer. Conoco som operatør har derfor konstruert og lagt en 12" rørledning fra Statfjord-feltet til gassrørledningssystemet Northern Leg Gas Pipeline.

Statfjord A – lastebøye

På grunn av defekter i hovedoppdriftstanken samt unormalt stor bevegelse i universalledforbindelsen på Statfjord A – lastebøye, besluttet Mobil Exploration Norway Inc å taue lastebøyen innaskjærs for reparasjon/modifikasjon. Lastebøyen vil bli installert på feltet igjen innen utgangen av mai 1985.

Dekk/skaftforbindelsen

Det er oppdaget sprekkindikasjoner i de såkalte overgangsringer mellom dekk og skafter både på Statfjord A og B. Det er likeledes oppdaget sprekker i betongdelen i enkelte av disse områdene på Statfjord A.

Beredskap

Oljedirektoratet ga ved godkjenning av plattformkonsepter for Statfjord-feltet operatørselskapet et pålegg om utvikling av tilfredsstillende opplegg for evakuering. Mobil Exploration Norway Inc har som følge av Oljedirektoratets pålegg, arbeidet med å oppgradere evakueringsystemene.

Ved gjennomgang av aktuelle evakueringskonsepter har Mobil Exploration Norway Inc igangsatt utvikling av et gondolsystem for tørrevakuering fra plattform til beredskapsfartøyer. En prototype er under oppbygging og vil bli utprøvet på feltet våren 1985.

Blant annet for å tilrettelegge og effektivisere mot-tak av evakueringsenheter samt oppgradering og styrking av beredskapen på feltet, har operatørselskapet chartret 2 nye flerfunksjonsfartøyer. Det første fartøyet vil ventelig være operativt i løpet av mai 1985.

På Statfjord-feltet er det også stasjonert eget redningshelikopter.

Boliginnetninger

I 1984 har flyttbare boliginnetninger vært tilknyttet samtlige tre produksjonsinnretninger på feltet. Boligstandarder er blitt forbedret ved at Statfjord A har fått plassert den nye spesialbygde boliginnetningen «Poly-crown». Ved Statfjord B er «Safe Gothia» utskiftet med nysertifiserte/oppgraderte «Polymariner». Videre er Statfjord C tilknyttet den nye flyttbare boliginnetningen «Kosmos».

Gasstransport, Statpipe

Gasstransportssystemet Statpipe er dannet med følgende interessenter:

Den norske stats oljeselskap a.s	60 %
Elf Aquitaine Norge A/S	10 %
Norsk Hydro Produksjon A/S	8 %
Mobil Development Norway A/S	7 %
Esso Exploration and Production A/S	5 %
A/S Norske Shell	5 %
Total Marine Norsk A/S	3 %
Saga Petroleum a.s	2 %

Statoil er operatør for bygging og drift av systemet.

Transportsystemet vil omfatte:

- en rørgassrørledning fra Statfjord til Kårstø
- separasjons- og fraksjoneringsanlegg på Kårstø, samt lager og lasteanlegg
- tørrgassrørledning fra Heimdal og tørrgassrørledning fra Kårstø til en stigerørsplattform i blokk 16/11, og en rørledning til stigerørsplattform ved Ekofisk Senter.

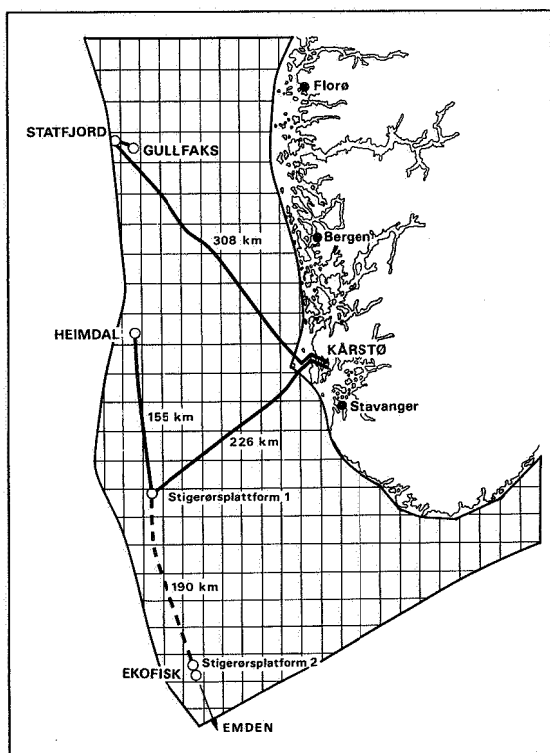
Arbeidet med legging av rørledningene til havs startet våren 1983. Kryssing av norskerenna, med største vanddypp for rørledningen på 300 m, forløp uten større problemer, bortsett fra at en i påsken 1984 fikk en ukens stopp i arbeidet. Denne stoppen skyldes et minifelt fra 1. verdenskrig. Det ble nødvendig å foreta en del oppryddings- og sprengningsarbeid før en kunne fortsette. Rørledningsarbeidene ble avsluttet på forsommere 1984.

I 1984 ble dekkstrammene og utstyrmodulene montert på stigerørsplattformene. Boligkvarteret på 16/11-S ble tatt i bruk i desember.

Den totale framdrift for prosjektet var ved årsskiftet i henhold til tidsplanen. Tømming og tørking av rørledningene starter i mars 1985. Systemet vil bli gradvis operativt i 1985. Fra 1.1.86 starter gass-salgavtalen med levering av gass til kontinentet.

En skisse av Statpipe er vist i fig 2.3.7.d med lengde på rørledningene.

FIG 2.3.7.d
Statpipe-systemet



Transportkapasiteten fra Staffjord til Kårstø er $9 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ pr år og fra Kårstø til stigerørplattformen sør for Heimdal ca $7 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ pr år. Rørledningene mellom Heimdal og stigerørplattform og mellom de to stigerørplattformer har maksimalt en transportkapasitet på henholdsvis 14 og $20 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ pr år. Dette overskrider kapasitetsbehovet for Staffjord, Gullfaks og Heimdal og er gjort for at en senere skal kunne tilknytte andre felt. Dersom en ønsker å øke transportkapasitet i Statpipe-systemet, må en bygge en ny kompressorplattform ved siden av stigerørplattformen i blokk 16/11.

Det er inngått rammeavtale med Norpipe a/s og Phillips-gruppen om bruk av Ekofisk Senter og rørledning til Emden, og med terminalsekskapet i Emden. Rettighetshaverne på Staffjord, Heimdal og Gullfaks har videre inngått salgssavtaler for gassen med kjøpere på kontinentet.

2.3.7.1 Statpipe/Kårstø

Målesystem

Kontroll med utførelse og utsjekking av målesystemene for LPG på Kårstø pågår. Målesystemene for gass er levert til Kårstø. LPG målesystemene er forsinket pga tekniske vansker ved fabrikasjoner av rørnorralene.

Kostnader

Transportsystemet er planlagt å være driftsklart høsten 1985. Salgsgass skal sendes til Emden fra 1.1.86. An-

slaget for de totale investeringer inkludert terminalanleggene er 17,0 mrd kroner i løpende priser.

2.3.8 Murchison

Rettighetshavere:

Britisk del (74,94 %)	
Conoco North Sea, Inc	24,98 %
Britoil Ltd	24,98 %
Gulf Oil Corporation	12,49 %
Gulf Offshore Investment Ltd	12,49 %

Norsk del (25,06 %)

(Utvinningstillatelse 037)

Mobil Development Norway A/S	3,16 %
Den norske stats oljeselskap a.s	10,45 %
Norske Conoco A/S	2,11 %
Esso Exploration and Production Norway A/S	2,11 %
A/S Norske Shell	2,11 %
Saga Petroleum A/S	0,40 %
Amoco Norway Oil Co A/S	0,22 %
Amerada Hess Norwegian Exploration A/S	0,22 %
Texas Eastern Norway Inc	0,22 %

Ovennevnte rettighetshavere er de samme som for Staffjord-feltet. Murchison-feltet ble funnet i august 1975. Feltet ligger i blokk 211/19 på britisk side og i blokk 33/9 på norsk side (fig 2.3.8.a). Utbygging av Murchison-feltet ble igangsatt i 1976 av de britiske rettighetshaverne. 037-gruppen erklærte feltet drivverdig sommeren 1977, og Statoil tiltrådte erklæringen sommeren 1978.

Det er nå startet nye refordelingsforhandlinger. Disse skal være avsluttet sommeren/høsten 1985. Det er ikke antatt at disse vil bety større endringer i norsk andel. Tilbakebetalingen fra siste reforhandling blir for oljen avsluttet i april 1985, gassen var tilbakebetalt mai 1984. De utvinnbare reservene for hele feltet er $53 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ olje og $2 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ gass.

Produksjonsanlegg

Feltet er bygget ut med en integrert plattform av stål med produksjonskapasitet på $26\,200 \text{ Sm}^3$ pr døgn (fig 2.3.8.a). Produksjonen ble startet 28.9.80 fra to undervannskompletterte brønner. Nåværende plattformproduksjon ligger rundt $17\,640 \text{ Sm}^3$ pr døgn.

Boreprogrammet består av 27 brønner totalt. Hittil er 26 brønner komplettert til følgende: 13 oljeproduksjonsbrønner, 2 satellitt produksjonsbrønner, 9 vanninjeksjonsbrønner og 2 gassinjeksjonsbrønner.

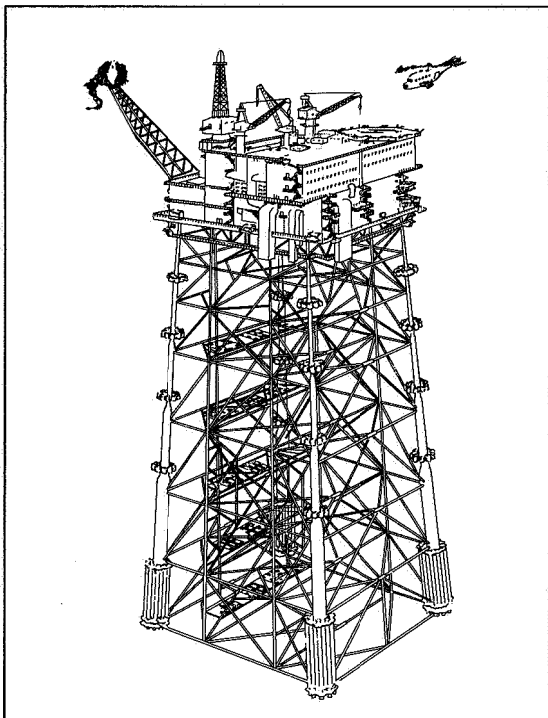
Utnyttelse av forekomstene

Boring av brønner har gått raskt på Murchison. Feltet har derfor produsert opp mot maksimal behandlingkapasitet siden 1981. 1984 er siste året med plattformproduksjon, vannproduksjonen har steget til 17 %. Som en følge av dette er vanninjeksjonskapasiteten økt til $25\,500 \text{ Sm}^3$ pr døgn. Det er planlagt ytterligere økning.

Regjeringen ga ved kgl res av 24.9.82 samtykke til ilandføring av den norske del av Murchison-gassen via rørledning NLGP (Northern Leg Gas Pipeline) til

Brent-feltet på britisk side, og videre til St Fergus i Skottland via rørledning FLAGS (Far North Liquefied and Associated Gas Gathering System). Gassleveransene gjennom NLGP startet 20.7.83.

FIG 2.3.8.a
Installasjon på Murchison



Oljen fra Murchison sendes i rørledning til Sullom Voe på Shetland. Fraksjoneringsanlegget for våtgass i Sullom Voe ble tatt i bruk våren 1982.

Målesystem

Driftskontroll blir nå foretatt årlig i samarbeid med Department of Energy.

Kostnader

Totale kostnader for utbyggingen antas å bli ca 8,9 mrd kroner i løpende kroneverdi og 14,2 mrd kroner i fast 1984 kroneverdi. Norsk andel av dette utgjør henholdsvis 2,2 mrd kroner og 3,6 mrd kroner. (For omregning, jf Valhall).

Brenning av gass

Gjennomsnittlig er det i 1984 brent $0,21 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ pr døgn tilsvarende 12,2 % av total gassproduksjon (fig 2.3.8.b). Regulariteten i gass-systemet var 86,8 % og skyldes vesentlig problemene med gasskompressorene.

2.3.9 Oseberg

Oseberg-feltet strekker seg inn i to utvinningstillatelser, blokken 30/6 utvinningstillatelse 053 som ble tildelt i 1979 og blokken 30/9 utvinningstillatelse 079 som ble tildelt i 1982 (fig 2.3.9).

Rettighetshavere

Utvinningstillatelse 053

Statoil	50 %
Elf Aquitaine Norge A/S	13 1/3 %
Total Marine Norge	6 2/3 %
Norsk Hydro Produksjon A/S	12,5 %
Mobil Exploration Norge	10 %
Saga Petroleum a.s.	7,5 %

Statoil var operatør fra starten, men operatøransvaret ble overført til Norsk Hydro i april 1982. Elf Aquitaine Norge er teknisk assistent.

Utvinningstillatelse 079

Statoil	73,5 %
Norsk Hydro Produksjon A/S	16,0 %
Saga Petroleum A/S	10,5 %

Norsk Hydro er operatør med Elf Aquitaine Norge som teknisk assistent.

Eierfordeling etter utøvelse av glideskala.

FIG 2.3.8.b
Gass brent på Murchison

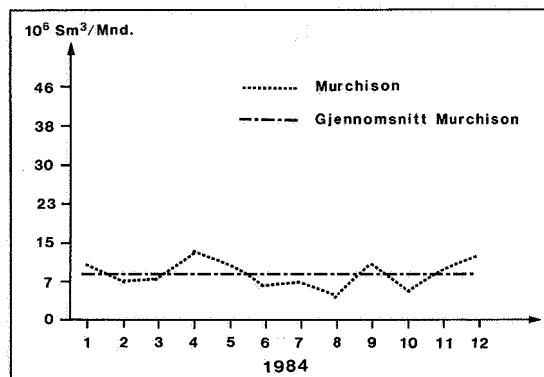
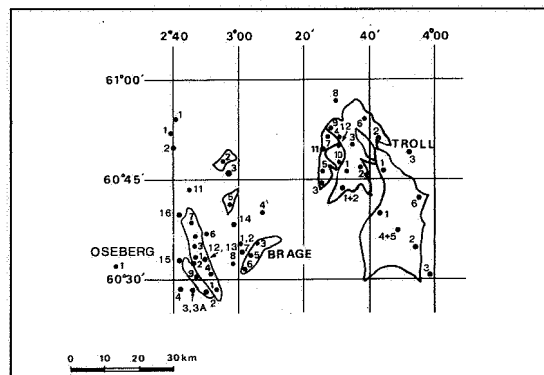


FIG 2.3.9
Oseberg- og Troll-området



Rettighetshaverne har antatt en foreløpig fordeling av reservene i Oseberg-feltet med 60 % i blokk 30/6 og

40 % i blokk 30/9. Statoils eierandel er nå økt til 63,24 % på Oseberg-feltet etter at glideskalaen er utøvet overfor bare de utenlandske selskapene. Eierinteressen i det nåværende Oseberg-feltet ser nå slik ut:

Statoil	63,24 %
Elf Aquitaine Norge A/S	6,40 %
Total Marine Norge	3,20 %
Mobil Exploration Norge	4,80 %
Norsk Hydro produksjon A/S	13,75 %
Saga Petroleum A/S	8,61 %

Felthistorie

Det første funnet ble gjort i 1979, det ble da påvist gass. Senere funn viser at det i reservoaret er et oljeførende lag med gasskappe. Drivverdighetserklæringen ble lagt fram i juni 1983. Stortinget behandlet utbyggingsøknaden i vårsesjonen 1984.

Utbyggingsløsning

Feltet skal utbygges trinnvis med tre plattformer. To av disse, en bolig- og prosessplattform i betong og en bore- og injeksjonsplattform i stål utgjør feltsenteret som blir plassert sør på feltet. Dette feltsenteret har kapasitet til å prosessere produksjon fra hele feltet. Den tredje plattformen er en satellittplattform med utstyr for begrenset prosessering som skal plasseres i den nordlige del av feltet. Midtområdet skal utvikles ved hjelp av undervannskompletterte brønner.

Feltsenteret skal være produksjonsklart våren 1989.

Transportsystemer

Det skal bygges en transportledning for stabilisert olje fra Oseberg til en terminal på Sture i Øygarden. Rørledningen er planlagt med en kapasitet som gjør det mulig å knytte til andre felt i området for ilandføring av olje. Et interessent-selskap som skal eie, bygge og drive transportsystemet er opprettet, deltakerne er rettighetshavere i Oseberg-feltet.

For gass vurderes tre alternative transportløsninger:

- Våtgass i Statpipe til Kårstø
- Tørrgass via Heimdal til Statpipe
- Rørledning til Frigg, og transport gjennom Frigg-rørledningen

Oseberg-prosjektet er nå inne i detaljengineering fasen. Det hele går stort sett etter tidsplanen.

Produksjonsboring – Reserver – Produksjon

Produksjonsboring

Boring av de første produksjonsbrønnene begynner mot slutten av 1985. 5 produksjonsbrønner og 5 injeksjonsbrønner vil stå klare når produksjonen fra feltsenteret starter.

Reserver

Oljedirektoratets reserveanslag er 172,4 x 10⁶Sm³ olje og 70,9 x 10⁹Sm³ gass, dette er noe høyere reservean-

slag enn det operatøren regner med. Dette skriver seg fra at Oljedirektoratet har inkludert reservene i alle de tre formasjonene reservoaret består av i sine tall, mens operatøren ikke har gjort dette.

I Oseberg-området er det gjort funn i flere strukturer i løpet av våren/sommeren også i front-blokken vest for Oseberg. De siste funnene har økt forventningen til de resterende front-blokkene, og det foreligger planer for boring av disse. For flere av disse mulige prospektene vil tilknytning til Oseberg være mulig. Oseberg-feltsenteret vil ha ledig kapasitet fra omkring år 2000.

Produksjon

De større reserver fører til at Oljedirektoratet har en noe lengre produksjonsperiode enn operatøren. Platåproduksjonen er begrenset av prosesskapasiteten og blir altså ikke endret.

All gass produsert sammen med oljen vil bli injisert i en av strukturene. Denne gassen blir produsert sammen med gasskappen etter at olje er ferdigprodusert.

Målesystem

Kontroll med oljemålesystemets utførelse på Oseberg-feltet startet opp sommeren 1984. Spesifikasjonene for målesystemet ble ferdig utarbeidet for innhenting av anbud høsten 1984.

Målesystemet for lastemålestasjonen på Sture er i planleggingsfasen.

Kostnader

Totale kostnader er av Oljedirektoratet estimert til ca 34,3 mrd 1984 kroner. (For omregning, jf Valhall).

Sikkerhet, beredskap og arbeidsmiljø

Oljedirektoratet har overfor operatøren gitt uttrykk for at de fremlagte planer for boligkvarteret på Oseberg synes å representere en klar positiv utvikling i boligstandard på utvinningsinnretningen.

Det er blitt holdt flere møter med ledelsen i Oseberg-prosjektet, hvor direktoratet er blitt informert om prosjektarbeidet og har kommet med synspunkter.

Ut fra en total vurdering av framlagt dokumentasjon synes operatørens valg av konsept å tilfredsstille direktoratets akseptkriterier, og samarbeidet mellom myndigheter og selskap har vært konstruktivt.

2.3.10 Forskrifter for olje- og gassmåling

Oljedirektoratets forskrifter for fiskal kvantumsmåling av olje og gass, trådte i kraft 2.4.84. Formålet med forskriftene er å sikre at nøyaktige målinger legges til grunn for beregning av avgifter og skatter ved å sette tekniske krav til måleutstyret og fastlegge godkjeningsprosedyrer. Forskriftene kommer til anvendelse på de kvantumsmålinger som er nødvendige for å beregne statens avgifter og rettighetshavers inntekt. Forskriftene kommer til anvendelse på alle nye anlegg, men deler av forskriftene kan også anvendes på eksisterende anlegg.

2.4 Petroleumsressurser

2.4.1 Ressursregnskapet

Petroleumsressurser tilhører gruppen av ikke-fornybare energiresurser, og omfatter alle teknisk utvinnbare olje- og gassmengder. Utnyttelsen av disse er bestemt av bedriftsøkonomiske og/eller samfunnsøkonomiske forutsetninger.

Petroleumsressurser klassifiseres etter sikkerhet i ressursanlagene og sikkerhet for driverdighet (fig 2.4.1.a). Sikkerhet i ressursanlagene bestemmes av geologisk kontroll (horisontal akse). For uoppdagede ressurser vil graden av seismisk kontroll og kjennskap til geologien ligge til grunn for inndelingen. For oppdagede ressurser vil graden av brønnkontroll avgjøre klassifiseringen. I driverdighetskriteriet inngår pris- og kostnadsberegninger for en ressursmengde for å avgjøre om ressursen er utbyggbar (vertikal akse). For ressurser som er erklært økonomisk utbyggbare vil framdriften for prosjektet være avgjørende for klassifiseringen.

Petroleumsreserver er den delen av de påviste ressurser som er utvinnbare ved gitte teknisk/økonomiske forutsetninger, og som rettighetshaverne har erklært utbyggbare. Dette er en innsnevring av reservebegrepet i forhold til årsmeldingen 1983, slik at påviste reserver sør for Stad avtar fra 3,4 mill t.o.e. til 2,2 mill t.o.e. uten at dette får konsekvenser for påviste ressurser. Det totale ressursregnskap for norsk kontinental-sokkel er framstilt i fig 2.4.1.b.

For presentasjonsformål i årsberetningen er ressursene på norsk kontinental-sokkel framstilt i tre tabeller.

- I Reserver knyttet til utbyggingsprosjekter som er vedtatt igangsatt, under utbygging eller i produksjon (tab 2.4.2).
- II Øvrige ressurser sør for Stad (tab 2.4.3).
- III Ressurser nord for Stad (tab 2.4.4).

2.4.2 Reservegrunnlaget for besluttede felt

Pr 31.12.84 er det tatt beslutning om å gjennomføre 18 utbyggingsprosjekter på norsk kontinental-sokkel. Petroleumsmengdene som disse utbyggingene represente-

Fig 2.4.1.a
Klassifisering av petroleumsressurser (10^9 t.o.e.)

		OPPDAGET			UOPPDAGET	
		BEVIST	SIKRE	MINDRE SIKRE	HYPOTETISK	Spekulativ
Fremdrift	I PRODUKSJON	RESERVER				
	BESLUTTET UTBYGG					
	PLANLAGT UTBYGG					
TEKNISK ØKONOMISK SIKKERHET	MULIG UTBYGGBART					
	UNDER VURDERING					
	SUB-MARGINALT					
		PROD. BRØNNER	AVGR. BRØNNER	LETE BRØNNER	DEFINERTE PROSP.	UDEFIN. PROSP.
		AVTAGENDE BRØNNKONTROLL			AVTAGENDE SEIS. KONT.	
		AVTAGENDE GEOLOGISK KONTROLL				
PRODUSERT						

Fig 2.4.1.b
Ressursregnskap for norsk kontinental-sokkel

		OPPDAGET						UOPPDAGET	
		BEVIST		SIKRE		MINDRE SIKRE		HYPOTETISK	Spekulativ
Fremdrift	MILL Sm ³ OLJE/NGL								
	MRD Sm ³ GASS								
	I PRODUKSJON	450	271						
TEKNISK ØKONOMISK SIKKERHET	BESLUTTET UTBYGG			346	128				
	PLANLAGT UTBYGG			141	648				
	MULIG UTBYGGBART			212	1081	279	421		
	UNDER VURDERING								
	SUB-MARGINALT			17	41	20	23		
		PROD. BRØNNER	AVGR. BRØNNER	LETE BRØNNER	DEFINERTE PROSP.	UDEFIN. PROSP.			
		AVTAGENDE BRØNNKONTROLL				AVTAGENDE SEIS. KONT.			
		AVTAGENDE GEOLOGISK KONTROLL							
PRODUSERT		260 X 10 ⁶ Sm ³ olje inkl NGL 158 X 10 ⁹ Sm ³ gass							

rer, er gitt i tab 2.4.1. Alle reservetall er Oljedirektoratets anslag så langt annet ikke er nevnt spesielt. Operatørselskapene kan ha andre anslag for reservene på de enkelte felt. Totalt er det fram til 1.12.84 produsert $0,37 \times 10^9$ t.o.e.

2.4.3 Øvrige ressurser sør for Stad

Tabell 2.4.3 viser øvrige ressurser som er påvist sør for Stad. Av disse er feltene Sleipner/Gamma og Troll Vest erklært økonomisk utvinnbare. Ressursmengden i disse to feltene utgjør tilsammen $0,76 \times 10^9$ t.o.e. Oljedirektoratet regner med at også en rekke av de øvrige funn vil bli bygget ut, både på grunn av størrelse og beliggenhet i forhold til andre felt. I tillegg er det påvist hydrokarboner i 1/3-3, 2/1-5, 2/2-1, 2/6-2, 2/7-11, 7/12-6, 18/10, 34/10-Beta og frontstrukturene vest for Oseberg i blokk 30/6 og 30/9.

2.4.4 Funn nord for Stad

Foreløpig er det påvist $0,44 \times 10^9$ t.o.e. ved boring nord for Stad. Av dette ligger $0,23 \times 10^9$ t.o.e. på Haltenbanken og $0,21 \times 10^9$ t.o.e. utenfor Troms. I tillegg er det gjort et større gassfunn i blokk 6506/12 med assosiert olje.

2.4.5 Oppdateringer av ressursanslag fra forrige årsberetning

Felt besluttet utbygd

For Albuskjell, Cod, Edda, Ekofisk, Eldfisk, Tor, Vest Ekofisk og Statfjord er det foretatt mindre prognose-endringer som følge av små endringer i produksjonshistorien.

Frigg

Kondensatet fra Frigg-gassen har en egenvekt på 0,85, og er i 1983 feilaktig plassert som NGL i ressurstabellen.

Gullfaks fase 1

Oljedirektoratets ressursanslag på Gullfaks fase 1 er foreddet. Nye brønner har vist at ressursene er større

Tab 2.4.2
Påviste petroleumsreserver i felt besluttet utbygd

	OPPRINNELIG SALGBAR			RESTERENDE		
	OLJE 10 ⁶ Sm ³	GASS 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn	OLJE 10 ⁶ Sm ³	GASS 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn
Albuskjell	8,0	16,0	1,0	2,6	6,7	0,4
Cod	2,5	6,2	0,4	0,6	2,1	0,1
Edda	3,7	1,9	0,2	0,8	0,4	0,1
Ekofisk	193,0	129,0	8,0	72,8	86,2	5,0
Eldfisk	48,0	31,0	2,2	24,9	23,6	1,4
Frigg ²⁾	1,0	127,0		0,7	64,8	
Gullfaks f.1 ¹⁾	135,0	8,0	1,2	135,0	8,0	1,2
Heimdal	3,0	34,0		3,0	34,0	
Murchison ³⁾	13,0	0,3	0,5	7,9	0,2	0,3
Nord-øst Frigg	0,1	8,0		0,1	5,4	
Odin	0,1	22,0		0,1	18,9	
Oseberg ⁴⁾	173,0	71,0		173,0	71,0	
Statfjord ⁵⁾	341,0	41,0	10,5	280,7	41,0	10,5
Tor	17,0	10,0	1,0	2,6	2,8	0,3
Ula	30,0	2,0	1,3	30,0	2,0	1,3
Valhall A	19,0	16,0	1,3	15,6	15,5	1,2
Vest Ekofisk	11,0	21,0	1,0	1,2	3,7	0,3
Øst-Frigg		13,0			13,0	
Sum	998,4	557,4	28,6	751,6	399,3	22,1

1) Operatørens anslag

2) Dette er norsk andel: 60,82 %

3) Dette er norsk andel: 25,1 %

4) Omfatter Alfa, Alfa Nord og Gamma strukturen

5) Dette er norsk andel: 84,09 %

Tab 2.4.3
Påviste petroleumsressurser sør for Stad som ikke er besluttet utbygd

	Olje 10 ⁹ Sm ³	Gass 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ t.
Balder	35,0		
Brage	29,0	6,0	
Gullfaks fase 2 ¹⁾	75,0	9,1	
Gullfaks Sør	37,0	93,0	
Hild		51,0	
Hod	7,2	5,4	
Huldra ¹⁾		18,0	
Sleipner + Gamma ²⁾	45,0	186,0	19,0
Sleipner satellitter ³⁾	0,5	32,0	
Snorre ⁴⁾	99,0	27,0	
SØ-Tor	4,0	3,0	
Tommeliten	6,0	23,0	
Troll Vest	58,0	463,0	
Troll Øst		825,0	
Veslefrikk	24,0	8,0	
Valhall rest	14,5	12,0	
2/1	18,0	2,0	
15/3-1,3	2,0	29,0	
15/3-4	12,0	5,0	
15/5-1	1,0	4,0	
16/7-4	1,4	9,0	
24/9	3,0		
25/2-4	4,0	12,0	
30/6, Beta ¹⁾	20,0		
33/9, Alfa	19,0	2,5	
33/9, Beta	39,0	2,0	
34/4-1	3,0		
35/8	1,0	10,0	
Total	557,6	1 837,0	19,0

1) Operatørens anslag

2) Omfatter Alfa, Beta, Epsilon, Delta, Gamma tertær og Gamma jura

3) Omfatter 15/8 Alfa, 15/9 My og 15/9 Theta

4) Omfatter Epsilon-strukturen i blokk 34/7 og 34/4

Tab 2.4.4
Påviste petroleumsressurser nord for Stad

	Olje 10 ⁹ Sm ³	Gass 10 ⁹ Sm ³
<i>Haltenbanken</i>		
Midgard	22,0	103,0
Tyrhans	12,0	51,0
6407/09	39,0	
<i>Troms</i>		
Askeladd		41,0
7119/12 ¹⁾		3,6
7120/07		23,0
7120/09		35,0
7120/12		16,0
7121/04		114,0
Total	73,0	386,6

1) Operatørens anslag

enn Oljedirektoratets gamle anslag. Operatørens anslag er benyttet i ressursoversikten.

Øst Frigg

Ressursanslaget omfatter to mindre strukturer som tidligere er benevnt Ø-Frigg og SØ-Frigg. Ny boring og kartlegging har vist at ressursene er større enn tidligere antatt.

Andre funn

Gullfaks fase 2

Ny brønninformasjon har vist at funnet er mindre enn antatt. Oljedirektoratet har ikke hatt kapasitet til å reevaluere ressursanslagene, slik at operatørens anslag er benyttet i tabellen.

Gullfaks Sør

Oljedirektoratet har foretatt en ny kartlegging av strukturen som har ført til en økning av ressursene.

Hod

Ny kartlegging og ressursberegning er foretatt, og viser en nedgang i ressursgrunnlaget.

Sleipner + Gamma

Nye prognoser er foretatt, og Gamma jura ressursene er inkludert i ressuroverslaget. Ressursene er splittet opp i gass, assosiert olje og NGL, og viser en økning i forhold til 1983.

Sleipner satellitter

En mindre prognosejustering er foretatt. Assosiert olje er skilt ut som egen fase.

Snorre

Dette er et nytt funn påvist ved boring av 34/4-4 og 34/7-1,3. Ressursanslaget omfatter hele strukturen både i 34/4 og 34/7.

16/7-4

Anslaget er operatørens. Ressursgrunnlaget har tidligere ikke vært tallfestet i årsberetningen.

Midgard

Ny brønn og ny seismisk tolkning har vist at funnet er større enn tidligere antatt. Assosiert olje er skilt ut som egen fase.

Tyrihans

Ny ressursberegning omfatter både den nordlige og sørlige del. I årsberetningen fra 1983 var kun den sørlige delen tatt med.

6407/09

Nytt funn påvist ved brønn 6407/09-1. Ressursanslaget er svært usikkert, og bør ikke brukes ukritisk før ny brønn er boret.

Askeladd

Ny ressursberegning har gitt en svak nedjustering av ressursgrunnlaget.

7119/12

Mindre funn som tidligere ikke har vært med i årsberetningen. Anslaget er operatørens.

7120/12

Ny ressursberegning er foretatt og har ført til en mindre oppjustering av ressursene.

7121/04

Nytt funn påvist ved brønn 7121/04-1. I tillegg til gass er det påvist små mengder olje i en tynn sone med sand. Det er mulig at oljesonen fortsetter inn i hovedreservoaret. Ny brønn vil bekrefte eller avkrefte om det finnes olje i vesentlige mengder i strukturen.

Tab 2.4.5**Endringer i ressursanslag i Årsberetningene 83-84**

	Årsberetning 83			Årsberetning 84		
	Olje 10 ⁹ Sm ³	Gass 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn	Olje 10 ⁹ Sm ³	Gass 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn
Felt besluttet utbygd						
Albuskjell	9,0	16,0	1,0	8,0	16,0	1,0
Cod	3,0	6,0	0,4	2,5	6,2	0,4
Edda	3,0	2,0	0,2	3,7	1,9	0,2
Ekofisk	192,0	125,0	8,0	193,0	129,0	8,0
Eldfisk	44,0	31,0	1,9	48,0	31,0	2,2
Frigg		127,0	0,8	1,0	127,0	
Gullfaks fase 1	91,0	6,0	1,1	135,0	8,0	1,2
Statfjord	341,0	40,0	13,0	341,0	41,0	10,5
Tor	17,0	11,0	1,0	17,0	10,0	1,0
Vest Ekofisk	10,0	22,0	1,0	11,0	21,0	1,0
Andre felt						
Gullfaks fase 2	102,0	12,0		75,0	9,1	
Gullfaks Sør	19,0	77,0		37,0	93,0	
Hod	9,0	7,0		7,2	5,4	
Sleipner + Gamma	27,0	179,0		45,0	186,0	19,0
Sleipner sat.		34,0		0,5	32,0	
Snorre				99,0	27,0	
Øst Frigg		5,0			13,0	
16/7-4				1,4	9,0	
Midgard		40,0		22,0	103,0	
Tyrihans	7,0	23,0		12,0	51,0	
6407/09				39,0		
Askeladd		46,0			41,0	
7119/12					3,6	
7120/12		12,0			16,0	
7121/04					114,0	

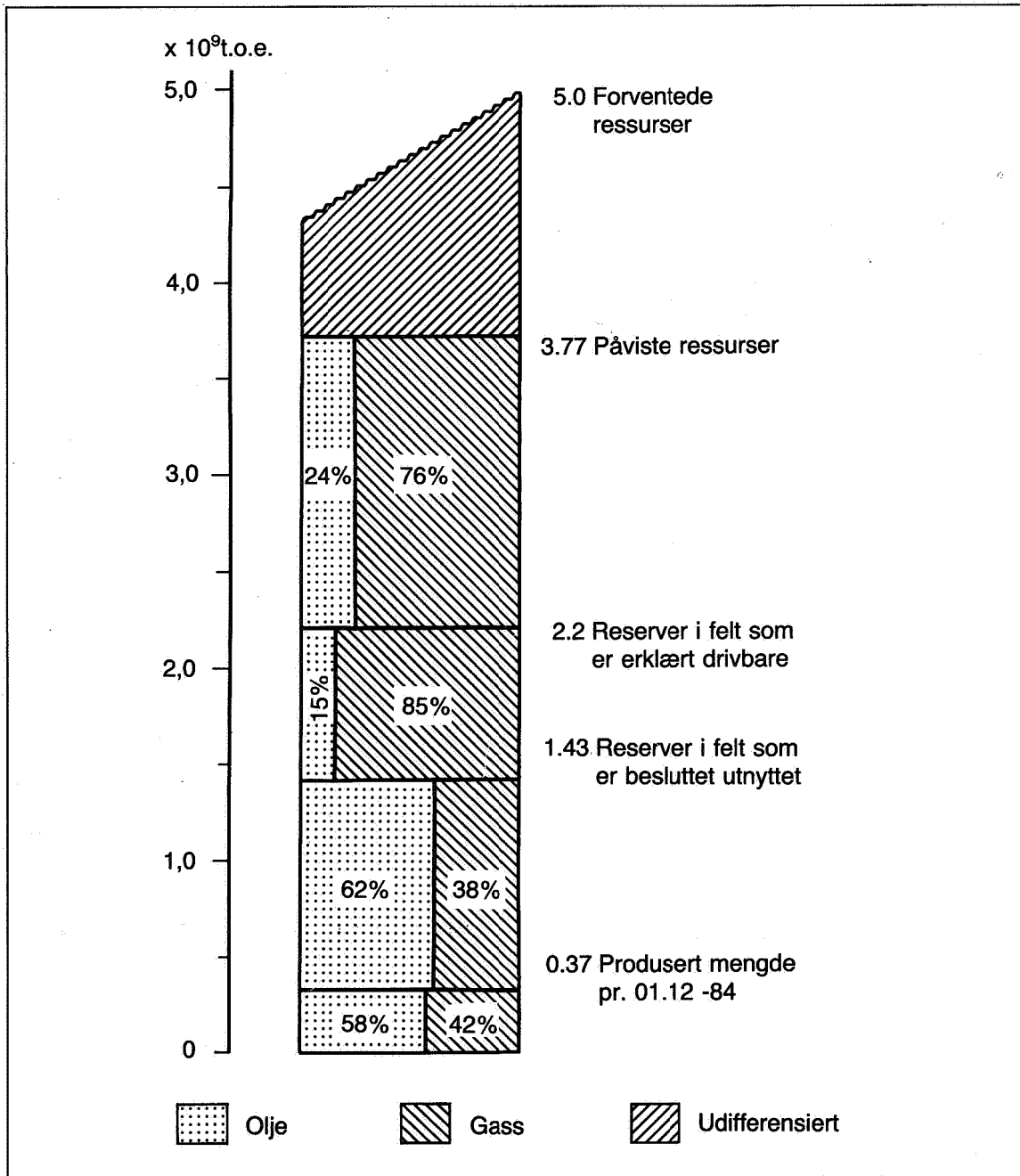
2.4.6 Ressurspotensialet sør for Stad

Oljedirektoratet har anslått det forventede utvinnbare ressurspotensialet sør for Stad til ca 5×10^9 t.o.e. (fig 2.4.6). Til nå er ca $3,8 \times 10^9$ t.o.e. påvist ved boring. I uborede strukturer er det beregnet et hypotetisk res-

surspotensial på $1,2 \times 10^9$ t.o.e. I tillegg til de hypotetiske ressurser kan det være en del spekulative ressurser. I den siste kategorien vil f eks dyptliggende prospekter i Perm komme inn.

Fig 2.4.6

Forventede totale utvinnbare ressurser sør for Stad



3 Sikkerhetskontroll

Oljedirektoratet har innenfor sikkerhetsområdet hatt en rekke store oppgaver og utfordringer i 1984. Resultatene fra siste års arbeid har i særlig grad reflektert den store utvikling Oljedirektoratet har vært gjennom de siste årene på dette området.

Det har i beretningsperioden vært gjennomført en rekke systemrevisjoner av alle operatørselskaper. Under revisjonene ble det avdekket større eller mindre avvik i forhold til norske myndigheters intensjoner nedlagt i lover, forskrifter og retningslinjer. I denne forbindelse er det fra operatørselskapenes side igangsatt en rekke korrigerende tiltak. Dette har Oljedirektoratet spesielt tatt hensyn til i forbindelse med de anbefalinger direktoratet har gitt til Kommunal- og arbeidsdepartementet og Olje- og energidepartementet i forbindelse med 9. tildelingsrunde.

Oljedirektoratets oppfølging av reders internkontroll-systemer har i beretningsperioden vært begrenset til de revisjoner Oljedirektoratet har foretatt overfor operatørselskapene i forbindelse med borevirksomheten.

Det synes å være stor forskjell mellom de forskjellige redere mht hvor langt de er kommet i utvikling av sine internkontrollsystemer og mye er fortsatt ugjort. Manglene i reders kvalitetssikringssystemer skal imidlertid ivaretas ved at operatørselskap må kompensere for mangler i underentreprenørs kvalitetssikringssystem.

Oljedirektoratet har også et kontrollansvar under sjødyktighetsloven overfor norskregistrerte boreinnretninger på utenlandsk sokkel hva angår boreteknisk utstyr. Oljedirektoratets krav til internkontroll er også gjort gjeldene her. Her kan imidlertid Oljedirektoratet ikke stille krav til at operatørselskap skal kompensere for eventuelle mangler.

Den utbyggingsstruktur med tilhørende transportløsninger som er etablert og planlagt har etter hvert ført til at produksjonen fra enkelte felt blir stadig mer sårbar med hensyn til driftstans forårsaket av svikt i transportsystemer og innretninger i forbindelse med disse. Oljedirektoratet har nedsatt en arbeidsgruppe som har som mål å fremskaffe en modell som myndighetene kan benytte under vurdering av utbygginger og nye transportløsninger, og av tiltak for å redusere sårbarheten av eksisterende innretninger.

Oljedirektoratet som mottaker av informasjon fra alle felt på norsk sokkel bidrar i dag til en nyttig overføring av erfaringer mellom operatørselskapene og fra eksisterende felt til nye. Dette skjer ved den oppdatering av forskrifter og retningslinjer som foretas, og gjennom den løpende kontakt Oljedirektoratet har med operatørselskapene, både i utbyggingsfasen og driftsfasen.

Det er imidlertid ønskelig å styrke denne del av Oljedirektoratets virksomhet, ikke bare ut fra sikkerhetsmessige hensyn, men også ved å supplere operatørselskapene med data som kan bidra til valg av utstyr som krever mindre vedlikehold og gir bedre totaløkonomi og driftstilgjengelighet. Hvorledes dette best kan ivaretas med Oljedirektoratets tilgjengelige ressurser er under vurdering.

FORSKRIFTER OG RETNINGSLINJER

Oljedirektoratets «Forskrifter for bemannede undervannsoperasjoner» som skal erstatte nåværende «Midlertidige forskrifter for dykking» forutsettes å bli utgitt i første halvdel av 1985.

I samarbeid med Department of Energy har Oljedirektoratet utarbeidet «Forslag til retningslinjer for minimumskrav til yteevne for pusteapparater til bruk under vann og standard prosedyrer for ubemannet testing av slike pusteapparater». Utkastet er sendt ut med oppfordring til brukere å informere Oljedirektoratet om erfaringer som vinnes ved bruk.

Arbeidsmiljølovens § 21 stiller krav til arbeidsgivers melding av arbeidsulykker og yrkesbetingete sykdommer. Paragraf 22 i samme lov pålegger lege å melde sykdommer som kan være forårsaket av arbeidet eller forholdene på arbeidsplassen. Oljedirektoratet utarbeider nærmere regelverk til § 21 «Arbeidsgiverens meldeplikt» og til § 22 «Leges meldeplikt». Regelverket til «Leges meldeplikt» vil bli samordnet med Direktoratet for arbeidstilsynet.

I «Forskrift om kvalifikasjoner for borepersonell», § 10 er rapporteringskravet frafalt. Den siste setningen er sløyfet, slik at ordlyden nå er: «Dersom rettighets-haver planlegger å benytte borepersonell som ikke har gjennomgått utdanning som omtalt under § 8, skal selskapet foreta en samlet vurdering av vedkommendes

faglige praksis og teoretiske utdannelse for å sikre seg at kvalifikasjonskravene er innfridd».

Oljedirektoratet har utarbeidet «Forskrifter om støy mv i forbindelse med petroleumsvirksomheten». Forskriften har ivaretatt de tidligere utarbeidede retningslinjers anbefalinger om økt innsats for reduksjon av støy i samsvar med den teknologiske og sosiale utvikling i samfunnet. Forskriften, samt en veiledning som beskriver måleprinsipper/-metoder osv, er bygget opp slik at bl a direktoratet hensiktsmessig kan utøve sin kontrollfunksjon. Forskriften beregnes å bli fastsatt i begynnelsen av 1985.

Oljedirektoratet utførte i 1983 en sikkerhetsvurdering av behov, nytte mv av sikkerhetssoner. Vurderingen ble igangsatt på bakgrunn av at utkast til ny petroleumslov legger opp til opphevelse av kgl res av 8.12.72, som bl a fastsetter bestemmelser av sikkerhetssoners utstrekning. Dette uten at det i lovutkast eller forskriftsutkast er foreslått nye konkrete bestemmelser om fastsettelse av sikkerhetssoners utstrekning mv. Ut fra en totalvurdering av sikkerhetsmessige forhold mv, fant en det formålstjenlig at det ble utarbeidet generelle forskrifter vedrørende sikkerhetssoner såvel som begrensningssoner for fiske, oppankring og annen aktivitet. Forskriftsarbeidet vil ventelig være sluttført medio 1985.

Etter mange års studier og utviklingsarbeide er det nå en rekke undervannsproduksjonsanlegg som forberedes på norsk sokkel (Øst Frigg, Gullfaks A, Oseberg bl a). Det meste av det utstyr som er nødvendig for slike anlegg dekkes av eksisterende forskrifter og retningslinjer. Industrien har imidlertid gitt klare signaler om at det er ønskelig at Oljedirektoratet klart tilkjenner sine synspunkt på forhold som er spesielle for undervannsproduksjonsanlegg. Det er utarbeidet utkast til «Retningslinjer for undervannsproduksjonsanlegg» hvor det refereres til de eksisterende forskrifter som er relevante, og hvor Oljedirektoratets holdning til f eks risikoevalueringer, utprøving og overvåking av anlegg etc er beskrevet. Utkastet forventes å bli sendt til ekstern høring i løpet av første kvartal 1985.

«Forskrifter for produksjons- og hjelpesystemer på produksjonsanlegg mv» er under revisjon, og beregnes ferdig i 1985.

«Forskrifter for boring mv etter petroleumsforekomster i indre norske farvann, norsk sjøterritorium og den del av kontinentalsokkelen som er undergitt norsk statshøyhet», beregnes å utkomme i revidert utgave i 1985.

«Midlertidige sikkerhetsforskrifter mv for undersøkelser og boring etter petroleumsforekomster o l på Svalbard», er under revisjon.

Utarbeidelse av forskrifter og retningslinjer for undervannsrørledninger og stigerør, har vært mere tidkrevende enn forventet, men beregnes avsluttet i løpet av 1985. Forskriftene blir endret en del, slik at de tilpasses prinsippet om internkontroll samt den nye petroleumsloven.

Revisjon av «Forskriftene for faste bærende kon-

struksjoner» er foretatt og den reviderte forskrift ble fastsatt 29.10.84 med titelen «Forskrift for bærende konstruksjoner til bruk for utvinning eller utnyttelse av petroleumsforekomster». Arbeidet med de tilhørende retningslinjer pågår og ventes fullført i 1985.

I 1983 ble arbeidet med oppdatering av «Forskrifter for sikkerhetsmessig evaluering av plattformkonsepter» igangsatt for å få disse i overensstemmelse med den kommende petroleumslov. Arbeidet vil bli avsluttet når petroleumsloven og delegasjonsvedtaket foreligger.

I 1984 ble utkast til ny «Forskrift for innsamling og bearbeiding av miljødata» utarbeidet. Det videre arbeid med denne forskrift vil bli tatt opp når petroleumsloven og delegasjonsvedtaket foreligger.

VÆRSKIPET «AMI» – INNSAMLING AV MILJØDATA

I forbindelse med planlagt boreaktivitet på Tromsøflaket, ble det i Oljedirektoratets regi i 1976 startet et omfattende datainnsamlingsprosjekt. Bakgrunnen for prosjektet var å få kjennskap til de meteorologiske og oseanografiske forhold før prøveboring startet. Videre ønsket man å få så lange måleserier at man med rimelig nøyaktighet kunne beregne ekstremverdier.

Værskipet «AMI» ble leiet fra Kåre Misje Co Rederi A/S, Bergen. Dette skipet har ligget fast i posisjon 71° 30' Nord, 19°Ø fra september 1976 og utført målinger og passet på instrumenter utsatt i sjøen. Skipet har forlatt posisjonen kun en gang pr mnd for mannskapskifte og vedlikehold av instrumenter.

Driften av båten og analysene av de innsamlede data har vært 100 % finansiert av Oljedirektoratet i de første årene. I en periode (1981 – 1983) utførte Statoil en del undersøkelser fra «AMI», og støttet da driften med 1 mill kroner pr år. Siden 1983 har ODAP-prosjektet (Oceanografisk Data innsamlings Prosjekt) støttet driften av «AMI» med 50 % av kostnadene.

Flere norske institusjoner har deltatt i prosjektet:

- Norsk Hydrodynamiske Laboratoriet har utført bølge- og strømmålinger og har hatt ansvar for prosjektkoordinering og rapportering.
- Det Norske Meteorologiske Institutt har hatt ansvar for de meteorologiske målinger, som utføres hver 3. time og rapporteres til land.
- Havforskningsinstituttet i Bergen har stått for hydrografiske målinger (temperatur og saltinnhold) og biologiske målinger.

Foruten disse faste aktiviteter, har fartøyet vært brukt av flere andre institusjoner, eksempelvis i forbindelse med korrosjonsmålinger, ising, oljedrift, satellittfjernmålinger, osv.

Data fra dette prosjektet, som er fritt tilgjengelig brukes nå av alle som opererer i de nordlige farvann i forbindelse med oljeaktiviteter. Et stort antall forskningsprosjekter har benyttet og benytter disse data.

I tillegg sendes det værtelegrammer til Værvarslingen i Tromsø hver tredje time. Disse har dannet en del av grunnlaget for den daglige værvarslingen for Finnmark, Troms og havstrøkene omkring.

I slutten av beretningsperioden ble det besluttet at målestasjonen på Tromsøflaket skulle flyttes noe nord-østover. Det ble da mulig å plassere databøyen innenfor sikkerhetssonen til en borerigg, og det var ikke lenger behov for å ha et skip liggende ved bøyen. Målingene på Tromsøflaket forventes å vare i enda noen år.

INNSAMLING AV MILJØDATA I BARENTSHAVET

Oljedirektoratet har i forbindelse med statsbudsjettet for 1985, søkt om midler til å drive innsamling av data i Barentshavet. I det nye måleprogrammet vil det i tillegg til bøyen på Tromsøflaket inngå en bøye ved Bjørnøya, samt et værskip med databøye på Sentralbanken. Det arbeides med å komme i gang med dette måleprosjektet tidlig i 1985.

Direktoratet ser det som svært viktig å komme i gang med målinger i Barentshavet snarest mulig, da det er av vesentlig betydning for sikkerheten at man har en viss kjennskap til havmiljøet, før området åpnes for leteboring.

KONSTRUKSJONSSTÅL

I årsberetningen for 1983 ble nevnt at utviklingen av nye konstruksjonsstål hadde gitt starten til ny forskning på stålområdet. Det tenkes her på det forhold at de nye mikrolegerte lavkarbonstål under visse forutsetninger viser sprøe partier i den varmepåvirkede sone inntil sveisen.

Det bør her nevnes at dette forskningsarbeid har gitt impuls til ny og mer inngående materialforskning både innenlands og utenlands.

KORROSJON

Omfanget av registrerte groptæringer på stålstrukturer i Nordsjøen har økt de senere år. Årsaken til angrepene er fremdeles ikke helt klarlagt, men antas å være forårsaket av:

- utilstekkelige dimensjoneringskriterier for katodisk beskyttelse
- bakteriekorrosjon.

Arbeidet pågår for å klarlegge årsaken og å vurdere angrepenes styrkemessige betydning.

SYSTEMREVISJONER INNEN BOREVIRKSOMHETEN

Oljedirektoratet utførte i tiden 1.5. - 1.11.84 systemrevisjoner av de ulike operatørselskapene på norsk kontinentalsokkel. Dette ble gjort for å kunne evaluere selskapenes kontrollsystem med særlig vekt på leteboringsvirksomheten ut fra Oljedirektoratets forskrifter, retningslinjer og enkeltvedtak. Kravene som operatørselskapene stiller til seg selv i sine overordnede system for kvalitetssikring, ble også lagt til grunn for å se om hovedtrekkene i disse kravene var gjort gjeldende i de underliggende systemer for boreaktiviteten.

Systemrevisjonene ble gjennomført nedover i organisasjonen ved møte med hoved-, operasjons- og plattformledelsen. En representant fra det aktuelle selskapet var med under alle møtene slik at selskapet skulle kunne evaluere sin egen organisasjon og egne system for boreaktiviteten. Dette for å sette i verk konkrete tiltak.

Rapportene som er utarbeidet på grunnlag av systemrevisjonene, viser i hvor stor grad selskapene har levd opp til krav og forventninger fra Oljedirektoratet og seg selv, og er således nyttige for direktoratet ved at de viser hvor en del av ressursene våre bør settes inn.

UNDERVANNSPRODUKSJONSSYSTEMER

For Oljedirektoratet representerer undervannsproduksjonssystemer en interessant utvikling og en spesiell utfordring.

Etter de senere års utvikling har det utfelt seg visse grupper av utbyggingskonsept og produksjonsutstyr. For Oljedirektoratets vedkommende er det således blitt mulig å utarbeide en mer konkret sikkerhetsfilosofi og bedre rutiner for behandling av undervannskonsept.

Med undervannsteknologiens relativt raske utvikling og stadige knoppskyting inn i nye fagfelt, f.eks. fiberoptikk, avansert metallurgi etc, er det en spesiell utfordring for Oljedirektoratet å opparbeide og å utvikle tilstrekkelig faglig kompetanse innen de nødvendige spesialfelt.

FLYTENDE PRODUKSJONSINNRETNINGER

Petroleumsindustrien har i 1984 vært sterkt engasjert i utviklingen av flytende produksjonsinnretninger. Dette er registrert i Oljedirektoratet gjennom alle henvendelsene fra rederi, bore- og operatørselskaper. Henvendelsene har vært vanskelige å besvare pga at der ikke er noe forskriftsverk som spesielt dekker slike innretninger. At den nye petroleumsloven ikke er trådt i kraft gjør det også vanskelig å kunne gi noen presise svar.

Oseberg-prosjektet ønsker å anvende en slik innretning til langtidstesting av en brønn. Innretningen er under bygging i Japan, og Norsk Hydro arbeider intenst for å evaluere den for sin anvendelse.

Dette forhold har gjort det nødvendig for Oljedirektoratet å anvende de eksisterende lover, resolusjoner og regelverk på denne innretningen.

Denne prosessen har avklart at det er et stort behov for bedre å få tilpasset våre forskrifter for denne type aktiviteter.

- I denne forbindelse har endel områder pekt seg ut:
- krav til strukturer (skrog), særskilt innenfor utmatningsfasthet
 - laste- og tilkoppingssystemer for tankbåter (olje og gass)
 - prosessutstyr så som separatorer, kolonner og gass-avbrenningssystem
 - posisjonerings- og forankringssystemer
 - produksjonsrør/stigerør (riser) mellom havbunn og innretning

- framdriftsmaskineri anvendt som energikilde til produksjon og kraftgenerering
- områdeklassifisering
- brannbeskyttelse
- nedstengingssystemer
- situasjonsbetingelser for frakopling fra brønn og avbrytelse av lasting
- definisjon av aktiviteten med tanke på kravet til barrierer ved samtlige aktiviteter.

Dette arbeidet vil bli igangsatt i 1985.

PROSESSUTSTYR, ELEKTRISK UTSTYR OG SIKRINGSSYSTEMER

Kvalitetskontrollen av prosessutstyr under fabrikkasjons- og oppstarting er tilfredsstillende. De rutiner operatørselskapene nå har etablert for å følge opp dette i henhold til internkontrollprinsippet ser ut til å fungere bra.

Tilstandskontrollen av prosessutstyr under drift er akseptabel for de fleste operatørselskapers vedkommende. Mange av dagens problemer kan tilbakeføres til uheldig valg av utstyr eller materialer i konstruksjonsfasen, og at utilstrekkelige eller feilaktige data er lagt til grunn for utstyrsspesifikasjonene.

Skader, særlig forårsaket av korrosjon, på elektrisk anlegg har ført til at det er blitt foretatt betydelige utbedringer av anleggene.

DYKKING

Dykkeaktiviteten på den norske kontinentsokkel har i beretningsperioden vært konsentrert om rørlegging for Statpipe- og Ula-prosjektene, samt vedlikeholdsarbeider og inspeksjon av de enkelte innretninger på norsk sokkel. Totalt ble det gjennomført 1946 overflateorienterte dykk og 386 136 manntimer i metning. For overflateorientert dykking er dette 19,5 % nedgang og for metningsdykking 44 % økning i aktiviteten i forhold til 1983.

Under legging av rørledningen fra Kårstø til Statfjord ble det gjennomført operasjonell dykking til ca 250 meter. Dette er største dybde som det hittil har vært utført operasjonell dykking til på den norske kontinentsokkel.

Som et ledd i planleggingen av denne dykkeoperasjon ble det ved Norges Undervannstekniske Institutt i Bergen, utført et dykk til 350 meter. Hensikten med dykket var under kontrollerte forhold å evaluere utstyr, prosedyrer og personell som skulle brukes i en eventuell operasjon. For å få verifisert de erfaringene som ble gjort under dette forsøksdykket, ble det så foretatt et kvalifikasjonsdykk til 300 meter i skjermet farvann. Dokumentasjon fra disse prøvedykkene har dannet bakgrunnsmaterieell for planleggingen av det operasjonelle dykket, og har vært av avgjørende betydning ved Oljedirektoratets vurdering av operatørselskapers planer for gjennomføringen av et dykk til de dybder det her var snakk om.

Det påfølgende arbeid etter den tragiske ulykken om bord i Byford Dolphin, hvor 5 personer omkom og 1

person ble hardt skadet, har vært meget ressurskrevende. Kommisjonen som ble nedsatt etter ulykken, har i sin rapport (NOU 1984:11), vurdert en del tiltak som kan bidra til å hindre lignende ulykker i fremtiden.

Dykkepersonells kjennskap til eksisterende prosedyrer og betjening av dykkesystemet har stor betydning for en sikker gjennomføring av en dykkeoperasjon. Oljedirektoratet har tatt initiativ til at det er blitt dannet en arbeidsgruppe bestående av representanter fra organisasjoner for arbeidstakere, dykkekontraktører, operatørselskaper og utdannings-sektoren. Gruppen skal vurdere tiltak for systematisk opplæring og vedlikehold av kunnskaper og ferdigheter for personell som er knyttet til dykkeoperasjonen.

I de nye forskriftene var det lagt opp til en permanent ordning hvor Oljedirektoratet på vegne av Sjøfartsdirektoratet skulle utføre hoveddelen av den offentlige kontroll med dykkesystemer hjemlet i sjødyktighetsloven. Bakgrunnen for dette var ønske om at samme institusjon ivaretok myndighetenes ansvar for kontroll av dykkesystem og operasjon. Det er senere besluttet at den gamle ordningen med delvis dobbelkontroll skal beholdes. Dette har ført til at etter 1.6.84 opphørte Oljedirektoratets ansvar for inspeksjon av de dykkesystemer som faller inn under sjødyktighetsloven.

Oljedirektoratet har etablert en ordning med separate månedlige møter med operatørselskap som har eller planlegger igangsetting av undervannsoperasjoner. Møtene har vært av gjensidig nytte for informasjon og avklaring av aktuelle problemstillinger.

Oljedirektoratets forslag til nye forskrifter for bemannede undervannsoperasjoner som ble sendt på høring på vårtiden, forårsaket kommentarer av en slik karakter at det ble nødvendig med ytterligere arbeid. Det største problemet har vært begrensnig av den tid dykkere tilbringer under trykk. Gjeldende forskrifter gir følgende begrensninger: «Normalt ikke overstige 16 døgn. Oljedirektoratet kan, når involverte parter er enige gi samtykke til perioder opp til 24 døgn, unntaksvis 32 døgn».

I det nye utkastet var det kun satt en øvre begrensnig på 30 døgn. Det var en forutsetning at involverte parter skulle bli enige om lengden innen den absolutte ramme på samme måte som tidligere.

På norsk sokkel har det de siste fire år vært vanlig med perioder under trykk på mellom 16 og 24 døgn med hovedvekten opp mot 24 døgn. Kun i få og helt spesielle tilfeller er det gitt tillatelse til å gå utover 24 døgn. Enkeltelte operatører forbereder i dag mulig dykking ned mot 390 meter i forbindelse med utbygging av Oseberg og Troll.

Ved dykking ned mot 390 meter regner man at det vil ta 2-3 døgn å bringe dykker ned til dybden og 14-16 døgn tilbake til overflaten. Det blir hevdet at dersom man i forskriften skal sette noen absolutt øvre grense bør denne settes til 30 døgn. Det har vært avholdt møter med representanter for dykkernes organisasjoner, dykkeentreprenørene, operatørselskapene og me-

disinsk sakkyndige for om mulig å komme fram til akseptable begrensninger.

BEREDSKAPSOVELSER

I løpet av året har seks operatørselskaper gjennomført øvelser hvor Oljedirektoratet har deltatt. Gjennomgående har øvelsene i 1984 gitt positive inntrykk og operatørselskapene er bedt om å melde inn alle øvelser som er planlagt for 1985.

GRUNNLEGGENDE SIKKERHETS-/BEREDSKAPSOPLÆRING

I løpet av året har direktoratet i brev til operatørselskapene presisert at personell som faller inn under Oljedirektoratets regelverk skal ha tilfredsstillende sikkerhet og beredskapsopplæring. I prinsippet skal den generelle del av opplæringen være gjennomført før første utreise. Det kan unntaksvis oppstå situasjoner da personell må oppholde seg på innretninger i Nordsjøen uten gjennomført sikkerhetsopplæring. I slike tilfeller skal det gis en grundig innføring i beredskap og sikkerhetstiltak, med særlig vekt på rømmingsveier, evakueringsmidler osv på innretningen. Operatørselskapet er ansvarlig for konstant følge med personell som kan yte bistand i en eventuell ulykkesituasjon.

INNFØRING AV MARITIM VHF RADIO

Oljedirektoratet har overfor operatørselskaper påpekt at maritim VHF-radio i transporthelikopter vil ha en stor betydning i en redningsaksjon. Ved utgangen av beretningsperioden vil alle aktuelle transporthelikoptere ha fått installert slikt utstyr om bord.

FORSØPLING OG FORURENSING FRA PETROLEUMSVIRKSOMHETEN

Kontroll med operatørselskapenes etterlevelse av disse forskrifter er trappet opp i 1984. Dette har ført til at noen selskaper har utarbeidet – andre er i ferd med å utarbeide – detaljerte prosedyrer for sikker avfallsbehandling.

Den stadig sterkere fokusering omkring «helsefarlige stoffer» gjør at Oljedirektoratet har prioritert kontrollen med de samme stoffer som avfall.

Oljedirektoratet har i samarbeid med andre kontrollmyndigheter bidratt til at det nå er opprettet flere mottakstasjoner for «farlig avfall» på basene. Autoriserte firmaer sørger for at offshore avfall som er ilandført får riktig behandling når det gjelder lagring, transport, destruering eller gjenvinning.

Det er innarbeidet rutiner for at operatørselskapene pr teleks innrapporterer:

- melding om hefte (skrot)
- melding om opprydding.

Disse meldingene går også til Norges sjøkartverk som gjennom «Etterretninger til sjøfarende» offentliggjør heftene inntil disse igjen er fjernet.

SIKKERHETSMESSIG KONTROLL MED UTENLANDSK REGISTRERTE SERVICEFARTØY, KONSTRUKSJONSFARTØY OG RØRLEGGINGSFARTØY MV

Som en videreføring av Kommunal- og arbeidsdepartementets delegasjonsvedtak av 5.10.83 om sikkerhetsmessig kontroll med utenlandsk registrerte fartøy, (se Oljedirektoratets årsberetning for 1983) har Oljedirektoratet i samarbeid med Sjøfartsdirektoratet utarbeidet en prosedyre for den praktiske kontroll.

MARITIME OPERASJONER PÅ NORSK SOKKEL

Sommersesongen 1984 medførte til dels høy aktivitet på sokkelen, noe som involverte en lang rekke utenlandsk registrerte fartøyer.

Uttauing og plassering av Staffjord C var vel den aller største maritime operasjon. Av andre aktiviteter kan nevnes rørlegging, grøfting, dykking, vedlikehold, inspeksjon, kranløft, seismiske undersøkelser, slep og ankerhåndtering, samt at ytterligere 3 floteller ble tatt i bruk for underbringelse av personell.

For utførelse av ovennevnte aktiviteter ble det i tillegg til norsk registrerte fartøyer benyttet fartøyer registrert i USA, Storbritannia, Panama, Frankrike, Sverige, Bahama, Nederland og Tyskland.

YRKESHYGIENE

Merkeforskriftene

«Forskrifter om merking, omsetning mv av kjemiske stoffer og produkter som kan medføre helsefare» og «Forskrifter om merking av brannfarlige og eksplosive varer», som er utarbeidet av Miljøverndepartementet og Kommunal- og arbeidsdepartementet, er iverksatt også for petroleumsvirksomheten. Forskriftene ble iverksatt 1.3.84.

Oljedirektoratets generelle inntrykk er at merkeregulene hovedsakelig blir fulgt.

Forbud mot bruk av helsefarlige produkter

Arbeidsmiljøloven gir Oljedirektoratet fullmakt til å forby at helsefarlige stoffer/produkter brukes eller oppbevares på innretningene, samt at direktoratet kan sette nærmere vilkår for at et stoff kan tas i bruk eller produseres.

På bakgrunn av de yrkesmedisinske erfaringer som er gjort ved eksponering for fiberholdige asbestmaterialer nedla Oljedirektoratet 27.3.84 et generelt forbud mot bruk av asbest og asbestholdige materialer.

Etter oppdrag fra Oljedirektoratet har Yrkeshygienisk Institutt utført en litteraturgransking av helserisiko til attapulgitt (palygorskitt) og sepiolitt. Dette er fiberformige leirpartikler som blir brukt i visse typer boreslam.

Yrkeshygienisk Institutt konkluderte med at inntil mer utfyllende resultater fra arbeidsplassundersøkelser foreligger, bør attapulgitt og sepiolitt fra et helsemessig synspunkt betraktes og behandles tilsvarende asbest.

Konklusjonen medfører at Oljedirektoratet vil forby bruk av attapulgitt og sepiolitt på norsk kontinental-sokkel.

Tiltak mot eksponering av boreslam

Oljedirektoratet har registrert en positiv tendens vedrørende tiltak som næringen setter i verk for å oppnå en sikrere bruk av boreslam og de kjemikalier som blir benyttet. Enkelte konsepter for nye produksjonsinnretninger baseres på lukking av slamprosessen samt lukkede datastyrte doseringssystemer for kjemikalier i boreslam.

FORPLEININGSANSATTES ARBEIDSMILJØ

Inspeksjonsvirksomhet

I løpet av første halvår 1984 ble det foretatt inspeksjoner rettet mot forpleiningsvirksomheten på alle felt i Nordsjøen. Inspeksjonsvirksomheten bekreftet at denne arbeidstakergruppen synes å ha en betydelig arbeidsbelastning som forsterkes av mangel på jobbsikkerhet og for lav bemanning på en rekke installasjoner.

Veiledning for drift av forpleiningsvirksomheten

I overensstemmelse med departementets anbefaling, foretok direktoratet en vurdering av behovet for å utarbeide nærmere kriterier for kvalitet på arbeidsmiljøfaktorer innen forpleiningsvirksomheten. På denne bakgrunn fremmet Oljedirektoratet i mai 1984 et forslag for Kommunal- og arbeidsdepartementet om utarbeiding av veiledning for drift av forpleiningsvirksomheten. Målsettingen med et slikt arbeid skulle bl a være å beskrive kriterier som kan legges til grunn for kvalitetsvurderinger innen forpleiningsvirksomheten. Videre skulle veiledningen inneholde beskrivelser av ulike metoder for å kartlegge eller «måle» om kvalitet var oppnådd og vedlikeholdt.

Det er ikke foretatt en endelig beslutning fra departementets side om hvorvidt et slikt arbeid vil bli anbefalt iverksatt. I første omgang ønsker departementet å vurdere de oppfølgings tiltak som forventes iverksatt av operatørselskapene som følger av kontakt mellom departement og Norske Operatørselskapers Arbeidsgiverforening i løpet av 1984.

DET ORGANISERTE VERNE- OG MILJØARBEID

Oljedirektoratets tilsyn med aktiviteten som foregår i regi av det organiserte verne- og miljøarbeid på innretninger i Nordsjøen, har vist at de forpliktelser, krav og anbefalinger som det er redegjort for i arbeidsmiljøloven og forskrifter som følger av denne, ikke har fått den ønskede oppfølging innenfor områder knyttet til handlingsprogram, arbeidsmiljøkartlegginger og oppfølging av psykososiale arbeidsmiljøforhold.

Årsrapporter fra arbeidsmiljøutvalg tilknyttet produksjonsaktiviteten på norsk kontinental sokkel

Oljedirektoratet er opptatt av å fokusere kvaliteten av den virksomhet som betegnes som «det organiserte

verne- og miljøarbeid». Rapporteringsmaterialet for 1983-aktiviteten i utvalgene vil kun gi en viss indikasjon på aktivitetsnivå og kvalitet på virksomheten. Allerede i rapporteringen fra 1982-aktiviteten fant Arbeidsforskningsinstituttene en rekke forhold som ga grunn til å hevde at virksomheten ikke oppfyller krav til kvalitet.

Oljedirektoratet etablerte på denne bakgrunn et prosjektsamarbeid med Rogalandforskning for å få systematisert og analysert innholdet i rapporteringsmaterialet fra de mange arbeidsmiljøutvalg som har tilknytning til virksomheten underlagt direktoratets tilsynsområde. Man ønsket videre at analysen av rapportene skulle kunne ut i en håndbok for handlingsprogram for å sikre et systematisk arbeid innen dette området.

Drøftinger omkring etablering av integrert arbeidsmiljøutvalgsordning på felt på norsk sokkel

Med bakgrunn i Kommunal- og arbeidsdepartementets anmodning, arbeidet direktoratet i 1984 videre for å fremskaffe vurderinger, synspunkter og erfaringer fra involverte parter i næringen om behovet for å opprette feltarbeidsmiljøutvalg for å kunne fremlegge en skisse for hvordan slike eventuelle utvalg bør organiseres.

På denne bakgrunn fulgte man opp møtevirksomheten med arbeidstakersammenslutningene OFS og LO's Oljekartell med å tilskrive Norske Operatørselskapers Arbeidsgiverforening for å innhente arbeidsgiversidens vurdering og eventuelle forslag til løsning. I brev av 19.1.84 ble følgende status oppsummert av direktoratet:

- «- Vernesamarbeidet på produksjonsfeltene i Nordsjøen har en varierende kvalitet i forhold til de krav som stilles i Lov om arbeidervern og arbeidsmiljø.
- Korrigerende/utbedrende tiltak bør kunne iverksettes uten for store konsekvenser for de etablerte ordninger».

Følgende hovedprinsipp ble anbefalt lagt til grunn for de videre drøftinger partene imellom:

- «- Man søker å komme fram til en løsning på vernesamarbeidet som sikrer alle arbeidstakergrupperinger en reell mulighet til deltakelse og innflytelse i forhold til verne- og miljøarbeidet på det enkelte felt. Dette forhold skal ivaretas uavhengig av ansettelsesforhold i eller utenfor operatørselskap».

På grunn av sakens kompleksitet og de betydelige motforestillinger som var framsatt fra enkelte av de operatørsansattes organisasjoner til å etablere en ordning hvor kontraktor- og operatørpersonell er representert i samme utvalg, aksepterte direktoratet Norske Operatørselskapers Arbeidsgiverforeningens anmodning om å utsette oppfølgingen av saken til etter at tarifforhandlingene var sluttført. På bakgrunn av de vurderinger og synspunkter som er framkommet i saken fra arbeidstakersiden og avslutningsvis fra arbeidsgiverhold, vil direktoratet i løpet av første kvartal 1985 framsette en oppsummering, vurdering og eventuell anbefaling for departementet.

BOLIGKVARTER PÅ PRODUKSJONSANLEGG

I årene etter at de midlertidige forskrifter for boligkvarter på produksjonsanlegg mv ble fastsatt av Oljedirektoratet 2.4.79, synes utviklingen av bostandard og bomiljøene på innretningene i Nordsjøen på mange måter å ha foregått uavhengig av et mer omfattende engasjement fra myndighetssiden. På denne bakgrunn fant direktoratet det nyttig og interessant å få bidra til gjennomføringen av en konferanse arrangert av Norsk Ingeniør Forening hvor nettopp disse forhold ble drøftet av planleggere, designere, brukere og myndigheter. Konferansen ble gjennomført i mai 1984.

Etterhvert som en har opparbeidet større innsikt i hvilke forhold som bidrar til trivsel, sikring av ergonomiske og renholdstekniske krav i boligmiljøer, viser det seg at forskrifter med detaljkrav nødvendigvis ikke bidrar til å gi det resultat en kunne ønske.

Oljedirektoratet er opptatt av å arbeide seg bort fra detaljkravene henimot mer funksjonelle krav som kan sikre en mer tidsmessig forskrift. Oljedirektoratet har i inneværende år gjennomført en aktivitet for å få fram synspunkter som kan klargjøre behovet for en forskriftsrevisjon. Dette arbeidet er oppsummert i egen rapport ved bruk av ekstern konsulentbistand.

HELIKOPTERTRANSPORT

Oljedirektoratet deltok også i 1984 i det tverrfaglige arbeid initiert av Norsk Industriforening for Operatørselskaper, gruppe for transport og kommunikasjon som har vært rettet mot mulige problemområder i Nordsjøen. Gruppen, som har hatt bidragsyttere fra operatørselskaper, arbeidstakere, forskningsmiljø og myndigheter, har samarbeidet med Agderforskning omkring gjennomføring av en intervjuundersøkelse blant helikopterreisende i Nordsjøen. Dette arbeidet er oppsummert av Agderforskning og gruppen har benyttet dette som en del av grunnlaget for de endelige anbefalinger til Norsk Industriforening for Operatørselskaper ved gruppen for transport og kommunikasjon med hensyn til mulige utbedrende tiltak.

HELSETJENESTE

Oljedirektoratet har i 1984 skaffet tilveie en oversikt over de helsetjenesteordninger som i dag eksisterer for ansatte i petroleumsvirksomheten til havs både hva angår operatør og kontraktorselskapenes helsetjenester.

Dette kartleggingsarbeidet vil utgjøre et bidrag til direktoratets oppfølging av arbeidsmiljølovens § 30, som bl a pålegger arbeidsgiver å ha verne- og helsepersonell når det er nødvendig å gjennomføre særlig overvåking av arbeidsmiljøet. Aktiviteten må ses i sammenheng med den informasjon som ble innhentet i 1983 vedrørende arbeidsgivers ansvar for yrkeshemmede arbeidstakere i henhold til arbeidsmiljølovens § 13.

BRANNSKADER 1984

I det følgende gjengis en oversikt over brannskader på faste produksjonsinnretninger i 1984, i henhold til operatørselskapenes rapportering til Oljedirektoratet.

Skader som følge av brann	Konstr. fasen	Driftsfasen		
		A	B	C
Personskader og store materielle skader				
Personskader og mindre eller ingen materielle skader	1			
Ingen personskade, men større materielle skader		2		
Ingen personskade og minimale eller ingen materielle skader	1	15	16	1
Totale branner	2	17	16	1

A – Brannårsak: Som følge av drift/driftsuhell

B – Brannårsak: Konstruksjonsarbeidet

C – Brannårsak: Andre årsaker

Oljedirektoratet har registrert totalt 36 branner i 1984 mot 30 i 1983.

Ingen av brannene har påført innretningene betydelige skader.

ARBEIDSULYKKER

Oljedirektoratets personskadeoversikter omfatter skader som har funnet sted på produksjonsinnretninger, samt i forbindelse med dykkeaktiviteter på den norske kontinentalsokkelen.

Skadestatistikken for 1984

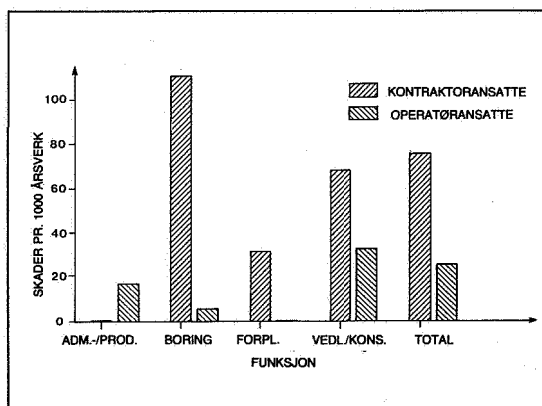
Oljedirektoratets skadestatistikk er basert på rapporterte skader som oppfyller disse kriteriene: Død, arbeidsfravær inn i neste 12 timers skift eller skader som har medført medisinsk behandling. Med medisinsk behandling menes at en lege direkte eller indirekte har deltatt i behandling av skaden.

Disse kriterier for rapportering av yrkesskader medfører at tallmaterialet ikke direkte kan sammenholdes med tilsvarende oppgaver fra annen virksomhet da virksomheten på kontinentalsokkelen er pålagt andre og tildels strengere melderegler.

Tabell 3 a viser bl a en oversikt over skadede og døde pr 1000 årsverk i tidsrommet 1976–84 på produksjonsinnretninger, eksklusiv dykkeaktiviteter.

FIG 3.a

Skadefrekvens 1979–1984 operatør-/kontraktorsatte



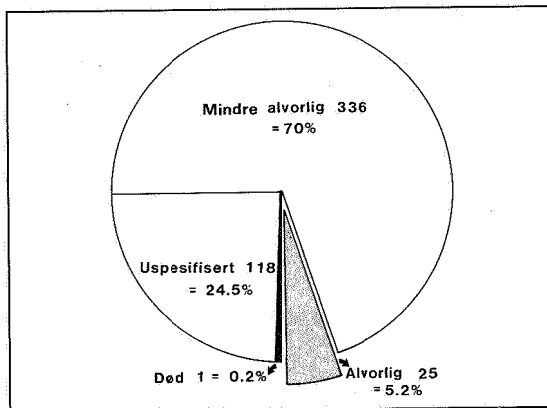
Tabellen viser en økning i skadefrekvensen i 1984 i forhold til 1983, fra 51,0 til 58,3 skader pr 1000 årsverk. Frekvensen for 1984 ligger imidlertid fortsatt under gjennomsnittet for perioden 1976–1984.

Ulykken med dødelig utgang inntraff i forbindelse med sveisearbeid på Valhall-feltet, hvor forulykkede falt fra et stillas. Ulykken er under etterforskning av Stavanger Politikammer.

Skader inntruffet på innretningene utenom arbeidstiden (fritidsskader) er ikke regnet med i tabellene 3 a til f. For 1984 er det rapportert 18 fritidsskader.

Tabell 3 b viser fordelingen av skadefrekvensene for de ulike funksjonene. Den positive trenden som ble registrert for 1983 synes å ha stagnert noe. Denne stagnasjonen synes forklart ved bl a en økning i skadefrekvensen for bore-, konstruksjons- og vedlikeholdspersonell, noe som kan relateres til høy aktivitet innen denne type arbeid. I praksis foregår det kombinasjoner av alle typer arbeider og aktiviteter, uavhengig av virksomhetsfase.

FIG 3.b
Skadefordeling 1984 etter alvorlighetsgrad



I denne sammenheng er det nødvendig å vise til den utstrakte bruk av kontraktørpersonell, særlig i feltutviklingsfasen. I 1984 utgjorde kontraktørpersonell 66 % av den totale arbeidsstokken på produksjonsinnretninger og 86 % av totalt antall skader skjedde innen denne personellkategorien. Figur 3 a viser skadefrekvensen for operatør- og kontraktøransatte fordelt på de ulike funksjonene i tidsrommet 1979–84. Skadefrekvensen for kontraktøransatte er ca tre ganger høyere enn frekvensen for operatøransatte. Denne fordelingen er ikke endret vesentlig i 1984. En av hovedårsakene til denne forskjellen kan være at på de fleste felt utfører kontraktørpersonell arbeid som har et relativt høyt risikonivå, f eks boring og visse typer av konstruksjons- og vedlikeholdsarbeid.

Boring representerer den høyeste skadefrekvensen. Til tross for økningen i 1984 kan det imidlertid synes som at tidligere registrert tendens med en viss nedgang fortsetter.

Til tross for positive tendenser i skadebildet i løpet av de senere år synes fortsatt økt og intensivert innsats i sikkerhetsstyringen å være nødvendig. Spesielt gjelder dette de skadeforebyggende tiltak og oppfølging i det daglige arbeidet.

Oljedirektoratet vil i denne sammenheng mere aktivt prioritere bruk av tilgjengelige skadedata mv blant annet i forbindelse med sitt revisjons- og kontrollarbeid. Spesielt ønsker Oljedirektoratet å vurdere skadebildet i relasjon til bemanningstopper i ulike sammenhenger.

Tabellene 3.c til f, samt figur 3.b gir en mer detaljert sammenstilling av ulykkesbildet.

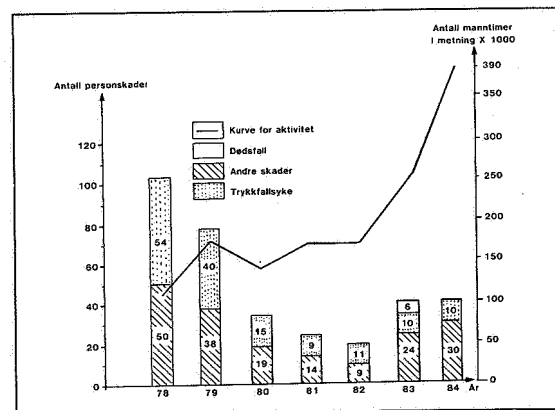
Figur 3.b gir en oversikt over fordelingen av skadene for 1984 innen kategoriene «uspesifisert», «mindre alvorlig», «alvorlig» og «død». Denne kategoriseringen er basert på vurderinger av skadens art, og ikke fraværets lengde.

Oljedirektoratet vil komme tilbake til disse og andre oversikter med hensyn til personskader i en egen rapport.

Dykking

Figur 3.c gir en oversikt over antall personskader rapportert til Oljedirektoratet i årene 1978–84 i forbindelse med dykkeaktiviteten på den norske kontinental-sokkelen. Oversikten omfatter antall trykkfallsyke, andre skader og døde. Figur 3.c viser også en sterkt økende dykkeaktivitet de siste årene. Manntimer i metning er her benyttet som indikasjon på aktivitet. Dette vil ikke nødvendigvis gi et helt korrekt bilde av aktiviteten og vi har derfor i år startet med en mer omfattende registrering.

FIG 3.c
Totalt antall personskader i forbindelse med dykking på den norske kontinental-sokkelen i perioden 1978–84



Til tross for sterk økning i aktiviteten har det i år ikke inntruffet alvorlige ulykker.

Av de 10 tilfellene av trykkfallsyke, har 7 forekom-

met i forbindelse med overflateorientert dykking med luft som pustegass.

Av de 30 skadene som er kategorisert som «andre skader» dominerer de mer normale klem-, kutt- og fall-

skader. Dykkingen har i disse tilfellene ikke direkte vært årsak til skaden.

Bruk av vannjet og brenneutstyr har forårsaket 6 personskader.

TAB 3.a
Skadede/døde pr 1 000 årsverk (1976–84). Produksjonsinnretninger mv

År	Arbeids- timer	Timer pr årsverk	Årsverk	Antall skadede (inkl. døde)	Antall skadede pr 1 000 årsverk	Antall døde	Antall døde pr 1 000 årsverk
1976	4 876 316	1 852	2 633	213	80,9	2	0,76
1977	7 929 742	1 852	4 399	282	64,1	2	0,45
1978	14 932 154	1 752	8 523	624	73,2	6	0,70
1979	14 979 074	1 752	8 550	575	67,3	0	0,00
1980	12 238 009	1 752	6 985	452	64,7	0	0,00
1981	15 659 028	1 752	8 938	415	46,4	0	0,00
1982	14 668 483	1 752	8 372	529	63,2	0	0,00
1983	11 474 696	1 752	6 549	334	51,0	0	0,00
1984	14 419 552	1 752	8 230	480	58,3	1	0,12
Totalt	111 177 054		63 179	3 904	61,8	11	0,17

TAB 3.b
Antall skadede pr 1 000 årsverk fordelt på funksjon 1979–84. Produksjonsinnretninger mv

FUNKSJON		1979	1980	1981	1982	1983	1984	1979–84
Administrasjon/ produksjon	Årsverk	1 098	1 174	1 144	1 306	1 182	1 455	7 359
	Skader	24	23	22	21	30	23	143
	Skader/1 000 årsverk	21,9	19,6	19,2	16,1	25,4	15,8	19,4
Boring	Årsverk	1 467	1 095	1 098	1 289	1 300	1 324	7 573
	Skader	178	148	115	138	100	128	807
	Skader/1 000 årsverk	127,5	135,1	104,8	107,0	76,9	96,7	106,6
Forpleining	Årsverk	507	383	411	548	525	663	3 037
	Skader	18	10	7	22	18	22	97
	Skader/1 000 årsverk	35,5	26,1	17,0	40,2	34,3	33,2	31,9
Konstruksjon/ Vedlikehold	Årsverk	5 482	4 333	6 258	5 229	3 542	4 788	29 632
	Skader	345	270	270	348	186	306	1 725
	Skader/1 000 årsverk	62,9	62,3	43,1	66,5	52,5	63,9	58,2
Uspesifisert	Årsverk	0	0	0	0	0	0	0
	Skader	1	1	1	0	0	1	4
	Skader/1 000 årsverk	0	0	0	0	0	0	0
Totalt	Årsverk	8 550	6 985	8 938	8 372	6 549	8 230	47 624
	Skader	575	452	415	529	334	480	2 679
	Skader/1 000 årsverk	67,3	64,7	46,4	63,2	51,0	58,3	56,3

TAB 3. c
Arbeidsulykker 1983-84. Produksjonsinnretninger mv. Skadehendelse/yrke

Yrke	Administra- sjon	Boredeks- arbeider	Borer	Elekttriker	Forplei- ning	Hjelp- arbeider	Instrument- tekniker	Kran- fører	Maler/ Sandblåser	Motormann	Operatør	Platearb./ Isolatør	Rør- legger	Service- tekniker	Stillas- bygger	Sveiser	Tårnmann	Uspesti- fisert	Totalt	%	Ar
Skade- hendelse																					
Annen kontakt med gjenstander, maskindel i bevegelse	1	14	4	2	3	15	1	0	2	6	1	2	1	3	5	1	4	0	65	19,5	-83
Brann	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	123	25,6	-84
Eksplisjon o l	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0,3	-83
Fall til lavere nivå	1	1	0	0	0	8	2	1	2	4	1	3	3	0	1	1	0	0	28	8,4	-83
Fall til samme nivå	1	0	0	2	4	4	3	0	2	2	3	4	2	2	2	0	0	0	30	9,0	-83
Tråkking på ujevnheter, feiltråkk	1	1	0	1	1	3	1	2	4	3	1	0	0	3	2	3	3	0	29	8,7	-83
Fallende gjenstander	1	0	0	3	3	4	1	1	4	0	2	0	4	3	3	5	1	0	35	7,3	-84
Annen kontakt med gjenstander i ro	0	3	2	0	0	6	0	0	0	2	0	6	0	2	1	0	1	0	25	7,5	-83
Håndterings- ulykke	0	2	1	0	1	2	1	0	2	3	0	4	3	5	5	0	3	0	32	6,7	-84
Kontakt med kjemisk/ fysisk forbinding	0	1	0	0	0	2	1	0	8	3	1	1	0	3	0	0	1	0	21	6,3	-83
Overbelastning av kroppsdel	0	0	0	1	1	8	1	1	0	2	3	1	5	0	3	0	3	0	29	8,6	-83
Splinter, sprut	1	7	3	4	2	14	0	0	3	4	1	4	3	0	4	3	0	0	53	11,0	-84
Elektrisk strøm	0	1	1	0	0	1	0	0	0	4	0	1	3	3	0	6	0	0	20	6,0	-83
Ekstreme temperaturer	1	1	0	0	0	2	1	0	2	2	1	7	4	0	0	14	0	0	35	7,3	-84
Fall i sjøen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	-83
Annet	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	-84
Totalt	6	28	7	10	19	61	12	5	23	33	14	29	17	21	20	14	14	1	334		-83
%	10	39	8	32	22	74	15	4	28	34	13	43	37	27	35	40	16	3	480		84
	1,8	8,4	2,1	3,0	5,7	18,2	3,6	1,5	6,9	9,9	4,2	8,7	5,1	6,3	5,9	4,2	4,2	0,3		100	-83
	2,1	8,1	1,7	6,7	4,6	15,5	3,1	0,8	5,8	7,1	2,7	9,0	7,7	5,6	7,3	8,3	3,3	0,6		100	-84

TAB 3.d
Arbeidsulykker 1983-84. Produksjonsinnretninger mv
Skadehendelse/skadet legemsdel

Skadehendelse	Skadet legemsdel											Totalt	%	År
	Øye	Rygg	Tå/fot	Hofte/bein	Mage/bryst	Arm/skulder	Hode/ansikt	Tann	Hånd/finger	Annet				
Annen kontakt med gjenstander, maskindel i bevegelse	0	1	7	4	2	3	9	4	39	0	65	19,5	-83	
	1	2	11	14	3	3	13	5	71	0	123	25,6	-84	
Brann Eksplosjon o l	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0,3	-83	
	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0,2	-84	
Fall til lavere nivå	0	8	6	5	1	2	2	0	4	0	28	8,4	-83	
	0	6	7	3	6	3	1	0	2	2	30	6,2	-84	
Fall til samme nivå	0	8	2	4	4	1	4	2	7	0	30	9,0	-83	
	0	8	7	6	1	3	1	0	9	0	35	7,3	-84	
Tråkking på ujevnheter, feiltråkk	0	5	17	6	0	0	1	1	0	0	29	8,7	-83	
	0	1	30	2	0	1	0	1	0	0	35	7,3	-84	
Fallende gjenstander	0	1	11	0	1	1	4	1	7	0	25	7,5	-83	
	0	1	12	3	0	0	2	2	12	0	32	6,7	-84	
Annen kontakt med gjenstander i ro	0	0	2	6	3	1	5	1	14	0	31	9,2	-83	
	1	2	2	9	6	3	7	2	15	0	47	9,8	-84	
Håndteringsulykke	1	5	7	0	2	2	6	6	27	0	50	15,0	-83	
	0	2	0	0	1	1	1	5	37	0	47	9,8	-84	
Kontakt med kjemisk/fysikalsk forbindelse	19	0	0	0	0	0	0	0	1	1	21	6,3	-83	
	22	0	0	1	1	0	3	0	1	1	29	6,1	-84	
Overbelastning av kroppsdel	0	20	0	3	1	5	0	0	0	0	29	8,6	-83	
	0	38	2	0	0	8	2	0	3	0	53	11,0	-84	
Splinter, sprut	17	0	0	0	0	0	1	0	1	1	20	6,0	-83	
	29	0	0	2	1	0	3	0	0	0	35	7,3	-84	
Elektrisk strøm	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0,3	-83	
	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	2	0,4	-84	
Ekstreme temperaturer	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	-83	
	3	0	0	2	0	0	2	0	3	0	10	2,1	-84	
Fall i sjøen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	-83	
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	-84	
Annet	1	0	0	0	0	1	0	0	1	1	4	1,2	-83	
	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0,2	-84	
Totalt	38	48	52	28	14	17	17	15	102	3	334		-83	
	56	60	71	43	19	22	37	15	154	3	480		-84	
%	11,4	14,4	15,5	8,4	4,2	5,1	5,1	4,5	30,5	0,9		100	-83	
	11,7	12,5	14,8	8,9	4,0	4,6	7,7	3,1	32,1	0,6		100	-84	

TAB 3.e
Arbeidsulykker 1983-84. Produksjonsinnretninger mv
Skadehendelse/medvirkende faktor

Skadehendelse	Kjemiske, fysiske, biologiske faktorer	Kjelling, trykk varme, ventilasjon	Material, gods, emballasje	Elektrisk utrustning	Annen maskin	Borestenger	Håndverktøy, maskiner, redskaper	Løsefast innretning på bygning, konstruksjon	Løfte/transportanordning	Annet	Totalt	%	Ar
Annen kontakt med gjenstander, maskindel i bevegelse	0 0	5 5	9 10	0 1	8 9	8 12	4 4	17 52	14 30	0 0	65 123	19,5 25,6	-83 -84
Brann Eksplosjon o l	0 0	0 1	0 0	0 0	0 0	0 0	1 0	0 0	0 0	0 0	1 1	0,3 0,2	-83 -84
Fall til lavere nivå	0 0	0 0	1 2	0 0	1 0	0 0	0 0	25 27	0 1	1 0	28 30	8,4 6,2	-83 -84
Fall til samme nivå	1 0	0 0	1 1	0 0	0 1	0 0	0 1	27 29	1 2	0 1	30 35	9,0 7,3	-83 -84
Tråkking på ujevnheter, feiltråkk	0 1	0 0	2 1	0 0	0 0	0 0	0 0	27 33	0 0	0 0	29 35	8,7 7,3	-83 -84
Fallende gjenstander	0 0	1 0	5 6	1 0	3 1	0 0	3 6	9 11	3 8	0 0	25 32	7,5 6,7	-83 -84
Annen kontakt med gjenstander i ro	0 0	0 1	5 6	0 2	2 3	2 1	0 1	19 31	1 2	2 0	31 47	9,2 9,8	-83 -84
Håndteringsulykke	0 0	0 1	9 6	0 0	3 1	0 0	27 32	9 6	1 1	1 0	50 47	15,0 9,8	-83 -84
Kontakt med kjemisk/fysisk forbindelse	15 22	6 3	0 4	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	21 29	6,3 6,1	-83 -84
Overbelastning av kroppsdel	1 0	0 0	9 10	0 0	5 7	0 2	1 3	9 25	0 2	4 4	29 53	8,6 11,0	-83 -84
Splinter, sprut	0 0	2 2	4 8	0 0	1 6	0 0	7 16	0 0	1 0	5 3	20 35	6,0 7,3	-83 -84
Elektrisk strøm	0 0	0 0	0 0	0 2	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 2	0,0 0,4	-83 -84
Ekstreme temperaturer	0 1	1 0	0 4	0 0	0 0	0 0	0 3	0 2	0 0	0 0	1 10	0,3 2,1	-83 -84
Fall i sjøen	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0,0 0,0	-83 -84
Annet	1 0	0 0	1 0	0 0	1 0	0 0	0 0	0 1	0 0	1 0	4 1	1,2 0,2	-83 -84
Totalt	18 24	15 13	46 58	1 5	24 28	10 15	43 66	142 217	21 46	14 8	334 480		-83 -84
%	5,4 5,0	4,5 2,7	13,7 12,1	0,3 1,1	7,2 5,8	3,0 3,1	12,9 13,7	42,5 45,2	6,3 9,6	4,2 1,7		100 100	-83 -84

TAB 3.f
Arbeidsulykker 1979-84. Produksjonsinnretninger mv. Skadehendelse/yrke

Yrke	Administra- sjon	Boredeks- arbeider	Borer	Elektriker	Forpelt- ning	Hjelp- arbeider	Instrument- tekniker	Kranfører	Maler/ Sandblåser	Mekaniker/ Motormann	Operatør	Platearb./ Isolatør	Rør- legger	Service- tekniker	Stillas- bygger	Sveiser	Tårnmann	Uspest- fisert	Totalt	%
Skade- hendelse																				
Annen kontakt med gjenstander, maskindei i bevegelse	14	137	13	20	15	169	9	8	9	42	8	18	32	20	34	15	57	1	621	22,3
Brann	0	0	0	2	0	5	0	0	0	2	0	1	2	0	0	1	0	0	13	0,5
Fall til lavere nivå	9	14	8	21	3	44	8	3	15	18	5	11	25	7	17	118	12	0	238	8,5
Fall til samme nivå	11	14	1	24	14	45	11	5	12	16	16	16	27	12	23	20	6	4	277	9,9
Tråkking på ujevnheter, feiltråkk	12	8	0	31	8	36	7	4	11	10	8	9	24	10	15	26	9	0	228	8,2
Fallende gjenstander	5	10	4	4	1	25	3	0	3	8	1	13	13	9	4	5	4	0	122	4,4
Annen kontakt med gjenstander i ro	5	11	2	13	13	30	12	0	11	17	3	27	14	5	19	15	5	2	204	7,3
Håndterings- ulykke	2	35	5	29	20	74	11	5	14	49	14	29	52	9	19	36	17	0	420	15,1
Kontakt med kjemisk/ fysikalisk forbindelse	0	8	0	6	6	26	3	1	37	10	9	7	12	10	4	7	4	0	150	5,4
Overbelastning av kroppsdeler	4	21	3	17	8	50	1	3	12	18	7	9	30	2	21	11	12	0	229	8,2
Splinter, sprut	4	6	2	2	0	18	2	1	7	12	4	21	38	3	2	59	1	0	182	6,5
Elektrisk strøm	0	0	0	16	0	1	1	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	20	0,7
Ekstreme temperaturer	0	0	0	2	8	1	1	0	0	4	3	5	4	1	0	5	0	0	34	1,2
Fall i sjøen	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	<0,1
Annet	4	3	0	5	2	7	1	2	3	3	2	4	6	0	1	3	0	0	46	1,7
Totalt	70	267	38	192	98	531	70	32	136	210	80	171	280	88	169	221	127	7	2785	
%	2,5	9,6	1,4	6,9	3,5	19,1	2,5	1,1	4,8	7,5	2,9	6,1	10,0	3,2	6,1	7,9	4,6	0,3		100

4 Petroleumsøkonomi

4.1 Leteboring, vare- og tjenesteleveranser

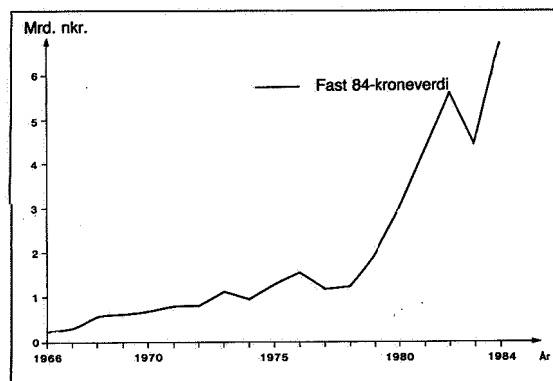
Leteboringsmarkedet har siden starten i 1966 økt betraktelig både i volum og verdi.

Gjennomsnittskostnadene pr brønn for perioden 1971–1978 var 59 mill kroner. Fra 1979 til 1980 økte årlig gjennomsnittskostnad fra 67 mill kroner til 83 mill kroner og økte videre til 113 mill kroner i 1981. Deretter har gjennomsnittskostnadene pr brønn holdt seg på dette nivået.

Figur 2.2.2.a viser antallet påbegynte borerer pr år i perioden 1966–1984.

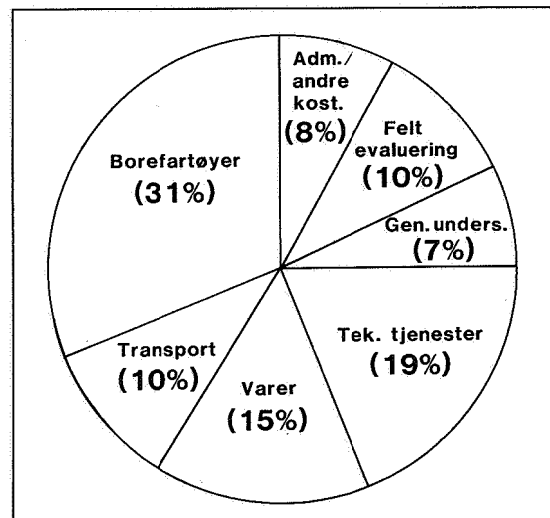
I fig 4.1.a er den verdimessige utvikling av markedet framstilt i fast 1984-kroneverdi. I 1984 var de totale kostnadene til leting ca 6 714 mill kroner. Av dette var ca 5 026 mill kroner kostnader direkte relatert til undersøkelsesboring. Generelle undersøkelser som innbefatter geologiske/geofysiske undersøkelser og seismiske svarte for ca 435 mill kroner. Ca 680 mill kroner ble brukt til feltevaluering og ca 573 mill kroner til administrasjon o l.

FIG 4.1.a
Årlige leteboringsutgifter
Fast 1984-kroneverdi



Figur 4.1.b viser hvordan de 6 714 mill kroner grovt kan fordeles på hovedgrupper av varer og tjenester som medgår i letevirksomheten, inkludert de ovennevnte.

FIG 4.1.b
Kostnader til leting etter olje/gass norsk sokkel i 1984



Tallmateriale er basert på innrapporterte data fra operatørselskapene, og innbefatter alle lete- og avgrensingsbrønner påbegynt i 1984. For brønner påbegynt i slutten av året, er totalkostnaden og kostnadsfordelingen Oljedirektoratets estimat.

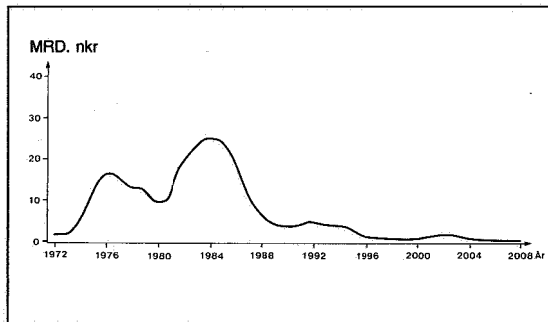
Det bør påpekes at i motsetning til tidligere år gjenspeiler årets tall de totale lisenskonstnader for lisenser som er i letefasen.

4.2 Kostnader forbundet med aktiviteten på norsk kontinentalsokkel

Investeringer i feltutvikling og produksjonsboring
Oljedirektoratet har for perioden 1970–84 beregnet årlige kostnader forbundet med utvikling av felt inkludert produksjonsboring. Kostnadene gjelder utbygging felt, felt under utbygging og felt med godkjente utbyggingplaner pr 31.12.84. Tallene bygger på operatørenes rapportering.

For felt som ligger på begge sider av delelinjen mellom Norge og Storbritannia er bare den norske andel inkludert. Følgende felt inngår i beregningen (norsk andel):

FIG 4.2.a
Historiske og forventede investeringer i feltutbygging og produksjonsboring, 1972–2008 i fast 1984-kroneverdi



For felt som ligger på begge sider av delelinjen mellom Norge og Storbritannia er bare den norske andel inkludert. Følgende felt inngår i beregningen (norsk andel):

- Ekofiskområdet (inkl 5 felt og Tor, Albuskjell, Norpipe-rørledning og vanninjeksjonsprosjektet)
- Valhall
- Ula
- Frigg (inkl rørledn) (60,82 %)
- Nord-Øst Frigg
- Odin
- Statfjord (84,09 %)
- Murchison (25,06 %)
- Heimdal
- Gullfaks Fase 1
- Statpipe
- Oseberg
- Øst Frigg

I framstillingen er alle beløp regnet om til faste 1984-kroner.

Historiske investeringer for feltutbygging, produksjonsboring og transportanlegg for petroleum framgår av fig 4.2.a. Investeringsnivået bygget seg gradvis opp over fram til 1976 da det ble investert for 16,7 mrd kroner. Fra 1976 og fram til i dag har så de gjennomsnittlige årlige investeringene ligget på 16 mrd kroner. Imidlertid skjuler dette tallet at det har vært store variasjoner. Først en 5-års periode fra 1976 til 1980 hvor investeringsnivået gradvis sank til 9,8 mrd kroner. Deretter har vi hatt 4 år med økning i aktiviteten fram til 1984, som antakeligvis vil gi en ny investeringstopp på hele 25 mrd kroner.

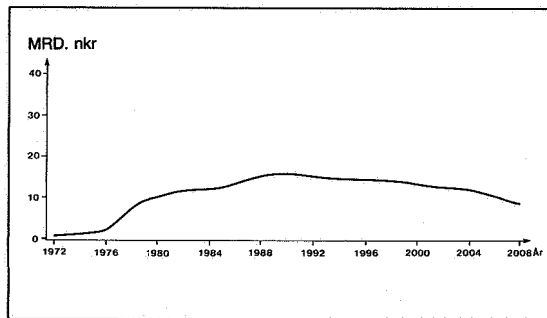
Investeringsnivået antas å holde seg omkring 20 mrd kroner i 1985 og 1986. Det vil deretter falle raskt. Nye beslutninger om utbygging vil sannsynligvis påvirke investeringsnivået tidlig i 4-års perioden og vil komme med full tyngde i 1987–88.

Årlige driftskostnader, inklusive drift av rørledninger, framgår av fig 4.2.b. Nivået for etterspørselen etter denne type varer og tjenester har vært stabilt etter 1982, da ingen nye store felt er satt i drift.

Vare- og tjenesteinnsats for drift og vedlikehold av disse feltene vil over tid vise økning som følge av at nye felt settes i drift. I dag ligger nivået omkring 12 mrd

kroner. Dette nivået forventes å øke til i underkant av 20 mrd kroner i 1988. På dette tidspunkt vil effekten av at de første felt nedstenges gjøre seg gjeldende og driftskostnadsnivået for de vedtatte felter forventes gradvis å avta. Imidlertid vil nye felt som vedtas kunne medføre økt etterspørsel og vil motvirke denne nedgang.

FIG 4.2.b
Historiske og forventede driftskostnader, 1972–2008 i fast 1984-kroneverdi



Figur 4.2.c viser den samlede vare- og tjenesteinnsats. Hittil har totalmarkedet øket med i gjennomsnitt 3 mrd kroner årlig, og for 1984 er det prognosert en samlet etterspørsel på ca 43 mrd kroner. I fig 4.2.d er vist den relative andel av de tre komponenter, letekostnader, investeringer og driftskostnader, beregnet. Etter at letekostnadene i en periode hadde relativt lav andel av totalmarkedet, utgjør disse nå ca 14 %. En utflating av nivået for driftskostnader samtidig med økende investeringsnivå, fører til at driftskostnadenes andel av totalmarkedet nå er synkende og vil i 1984 utgjøre ca 12 %. Investeringene forventes å utgjøre 59 % av totalmarkedet i 1984. I 1976 representerte investeringer en andel på 86 %.

FIG 4.2.c
Sum letekostnader, investeringer og driftskostnader i 1984-kroner

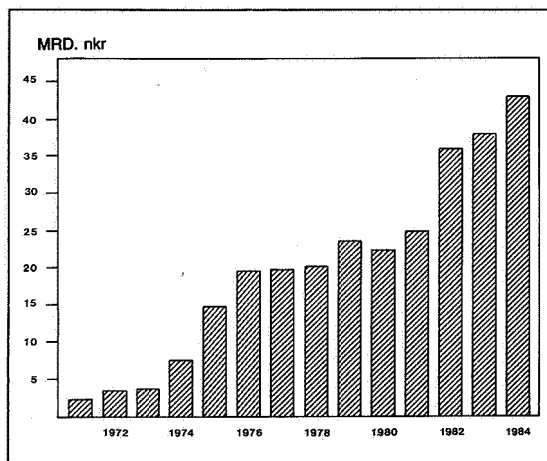
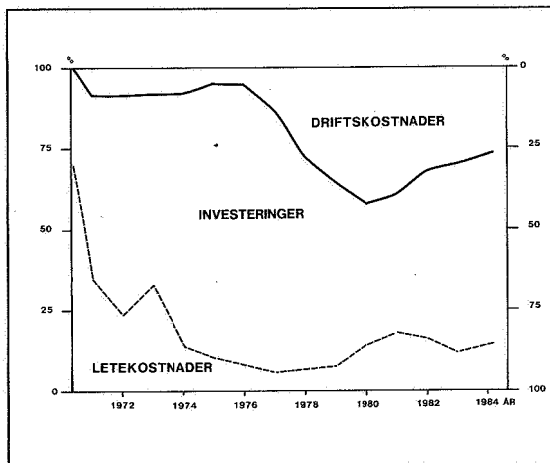


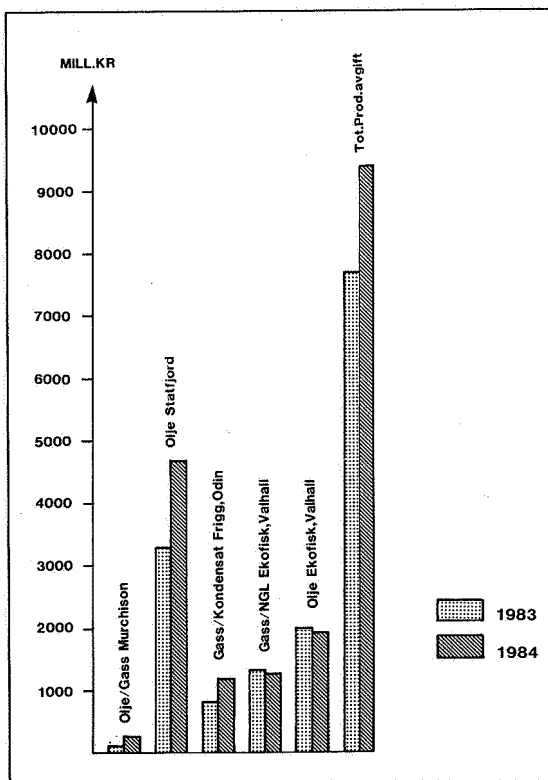
FIG 4.2.d
Letekostnader, investeringer og driftskostnader i % av total vareinnsats



4.3 Produksjonsavgift

Produksjonsavgiften blir beregnet på grunnlag av verdien av produserte petroleumsmengder. I 1984 utgjorde produksjonsavgiften ca 25 % av de totale skatter og avgifter fra petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel.

FIG 4.3.1.a
Innbetalt produksjonsavgift 1983–1984



Oljedirektoratet er tillagt ansvaret med å innkreve produksjonsavgift.

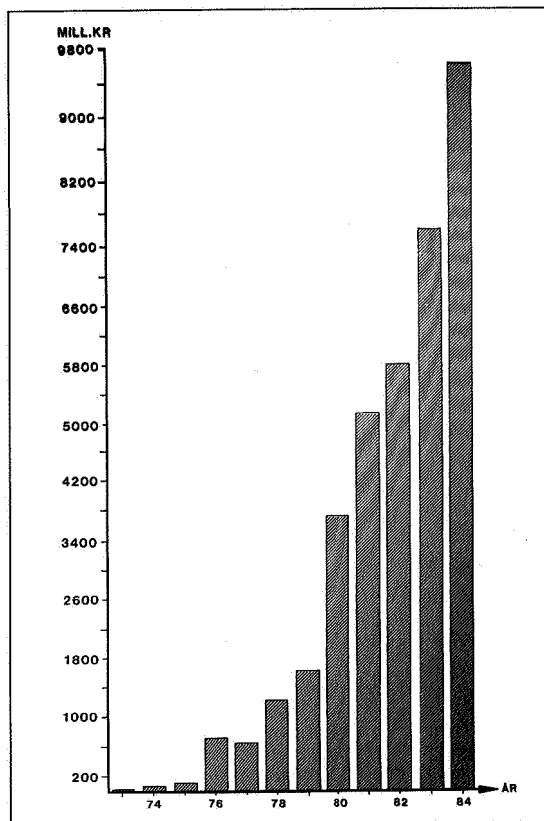
Fortolkning og praktisering av de gjeldende lover og regler i forbindelse med beregning av produksjonsavgift innbefatter såvel juridiske, økonomiske som måletekniske problemstillinger.

De første bestemmelsene på dette området ble gitt ved kgl res av 9.4.65. Av de feltene som er i produksjon i dag er utvinningstillatelsene til Ekofisk, Frigg, NØ-Frigg, Odin og Valhall meddelt i henhold til disse bestemmelsene. Kgl res av 9.4.65 ble erstattet med kgl res av 8.12.72. Av felter som er i produksjon er utvinningstillatelsene for Statfjord og Murchison meddelt i henhold til 72-resolusjonen.

4.3.1 Total produksjonsavgift

Det er i 1984 innbetalt kr 9 639 415 366,- i produksjonsavgift.

FIG 4.3.1.b
Innbetalt produksjonsavgift 1973–1984



Tabell 4.3.1 viser den innbetalte produksjonsavgift i 1983 og 1984 fordelt på ulike petroleumprodukt.

Figur 4.3.1.a viser de totale produksjonsavgifter i 1983 og 1984 i søyleform.

Figur 4.3.1.b viser innbetalt produksjonsavgift fra 1973–1984.

TAB 4.3.1

Innbetalt produksjonsavgift i kroner i 1983 og 1984

	1983	1984
Olje Ekofisk/Valhall	2 008 357 221	1 924 617 933
Olje Statfjord	3 311 772 676	4 751 366 160
Produksjonsbonus (Statfjord)	50 000 000	
Olje Murchison	114 066 651	256 416 694
Gass Murchison	603 722	3 096 997
Gass Ekofisk	1 182 530 048	1 203 476 267
Gass Frigg	861 972 454	853 727 113
Gass Odin		53 518 568
Gass Valhall	2 542 466	34 092 699
NGL Ekofisk/Valhall	118 394 171	104 609 892
Kondensat Frigg	6 929 175	7 844 370
LPG og NGL Murchison	6 329 969	12 347 157
Rekalkulering Frigg (gass og kondensat)		147 127 463 ¹
	7 663 498 553	9 639 415 366

1 Beløpet ble innbetalt 31.12.84 og gjelder rekalkuleringen ang Frigg-feltet for perioden 1977 til 1984.

4.3.2 Produksjonsavgift olje

Oljedirektoratet har i 1984 mottatt kr 6 932 400 787,- i produksjonsavgift for olje fra Ekofisk, Statfjord og Murchison.

Avregningen for råolje i 1984 har foregått etter normpris. Produksjonsavgiften er blitt innbetalt kvartalsvis som vist i tab 4.3.2.

4.3.3 Produksjonsavgift gass

Oljedirektoratet har i 1984 mottatt kr 2 582 213 160,- i produksjonsavgift for gass. Tabell 4.3.3 viser innbetalingen av produksjonsavgift fordelt på selskap/gruppe og kvartal.

Avregningen for gass har foregått etter kontraktpris. Denne er forskjellig for de enkelte gruppene.

Innbetalingen fra Dyno/Methanor er oppgjør for den del av produksjonsavgiften som er blitt tatt ut i form av utvunnet petroleum. Leveranse av gass til Dyno/Methanor opphørte fra og med 1.7.84.

TAB 4.3.2

Innbetalt produksjonsavgift for olje

	Ekofisk/Valhall	Statfjord	Murchison
Foreløpig oppgjør 4. kv. 1983	467 741 242	1 064 197 242	23 914 939
Prisjustering 3. & 4. kv. 1983	40 450 373	96 335 574	2 209 838
Foreløpig oppgjør 1. kv. 1984	437 921 303	1 126 819 755	70 469 324
Prisjustering 1. kv. 1984	16 533 392	7 108 586	2 097 152
Foreløpig oppgjør 2. kv. 1984	548 074 655	1 182 992 183	92 897 098
Prisjustering 2. kv. 1984	3 102 437	8 182 727	674 016
Foreløpig oppgjør 3. kv. 1984	410 794 531	1 265 730 093	64 154 327
	1 924 617 933	4 751 366 160	256 416 694

TAB 4.3.3

Innbetalt produksjonsavgift gass

	4. kv 83	1. kv 84	2. kv 84	3. kv 84	Totalt
EKOFISK-OMRÅDET					
Phillipsgr.	257 471 836	224 205 404	247 808 360	281 108 799*	1 010 594 399*
- refundert Oljedirektoratet	304 843	2 239 590	1 031 700		3 576 133
Nto PPCO	257 166 993	221 965 814	246 776 660	281 108 799	1 007 018 266
Dyno/Methanor	11 247 622	98 112 229	37 893 994	- 1 031 079	146 222 766
Shell	14 349 427	11 909 768	10 763 389	10 288 498	47 311 082
Amoco/Noco		184 189	1 112 400	2 433 442	3 730 031
- refundert Oljedirektoratet	239 417	337 970	228 491		805 878
Nto Amoco/Noco	- 239 417	- 153 781	883 909	2 443 442	2 924 153
Sum Ekofisk	282 524 625	331 834 030	296 317 952	292 799 660	1 203 476 267
FRIGG-OMRÅDET					
Petronordgr. (NØF)	12 033 882	12 534 352	9 033 877	2 602 453	36 204 564
Petronordgr. (Frigg)	249 009 648	282 015 997	217 567 696	105 133 772	853 727 113
(Odin)	81 609 347	80 314 565	53 499 955	71 750 186	287 174 053
Rekalkulering (Frigg)				147 127 463	147 127 463
Tot. Petronordgr. (NØF)	342 652 877	374 864 914	280 101 528	326 613 874	1 324 233 193
Esso Expl. (NØF)	5 312 349	6 108 718	4 420 439	1 472 498	17 314 004
Sum Frigg-området	347 965 226	380 973 632	284 521 967	328 086 372	1 341 547 197
VALHALL					
Amoco/Noco	3 070 677	10 381 931	9 851 011	10 789 080	34 092 699
MURCHISON					
Stat/Mobil x	869 985	- 78 456	1 440 563	864 905	3 096 997
Sum alle felt	634 430 513	723 111 137	592 131 493	632 540 017	2 582 213 160

x +kondensat

* Inklusive forskuddsbetalinger pr 31.12.84 på nkr 53 150 000.

Det refunderte beløp på ca 4,4 mill kroner er betaling til operatøren for dekning av kostnader på Ekofisk som er påløpt den delen av statens produksjonsavgift som er tatt ut i form av utvunnet petroleum.

Opgjøret for beregning av produksjonsavgift fra Friggområdet for Petronord-gruppen har i perioden 1977–1984 blitt avregnet etter foreløpige retningslinjer. Det er imidlertid kommet til enighet mellom norsk Frigg-gruppe og myndighetene om en fordeling mellom fradragbare og ikke fradragbare utstyrskomponenter i avgiftsregnskapet for Frigg-feltet i henhold til «Ekofisk-modellen» som har dannet grunnlaget for 1965 konsesjonene. Rekalkulering for tidsrommet 1977–1984 pågår. Det ble i denne forbindelse innbetalt et beløp på kr 147 127 463 pr 31.12.84. Endelig oppgjør for dette tidsrommet vil ventelig finne sted i 1985.

Gasstransport fra Murchison startet 15.7.83. Tørrgassen blir tatt ut i St.Fergus og solgt til British Gas Corporation.

I henhold til kgl res av 1972 skal produksjonsavgift for propan og butan fra Murchison som ilandføres sammen med olje beregnes etter samme avgiftssats som for Murchison olje, dvs 8 %.

NGL som ilandføres sammen med gassen skal beregnes etter en avgiftssats på 12,5 %. NGL som transporteres sammen med gassen til St.Fergus blir nå levert til Mossmorran for behandling og lagring. Denne leveringen startet 1.11.84. Skipningene av NGL vil nå gå fra Brayfoot Bay.

4.3.4 Produksjonsavgift NGL

Det er i 1984 innbetalt kr 124 801 419,- i produksjonsavgift for NGL. Tabell 4.3.4 viser innbetalingen av produksjonsavgift fordelt på selskap/gruppe og kvartal.

TAB 4.3.4
Innbetalt produksjonsavgift NGL

	4. kv 83	1. kv 84	2. kv 84	3. kv 84	Totalt
EKOFISK-OMRÅDET					
Amoco/Noco-gr	714 590	484 572	- 34 775	473 145	1 637 532
Shell	1 423 811	426 960	1 370 473	519 713	3 740 957
Phillips-gr	28 301 764	20 983 464	24 786 130	17 517 588	91 588 946
Sum Ekofisk	30 440 165	21 894 996	26 121 828	18 510 446	96 967 435
MURCHISON					
LPG (Sullom Voe)					
Stat/Mobil-gr	2 311 135	3 889 534	3 269 183	1 932 711	11 402 563
NGL (St Fergus)					
Stat/Mobil-gr	267 034	677 560	1)	1)	944 594
Sum Murchison	2 578 169	4 567 094	3 269 183	1 932 711	12 347 157
FRIGG-OMRÅDET					
Petronord-gr	1 804 854	2 885 755	1 734 471	1 419 290	7 844 370
VALHALL					
Amoco/Noco-gr	277 457	2 622 866	1 790 332	2 951 802	7 642 457
Sum alle felt	35 100 645	31 970 711	32 915 814	24 814 249	124 801 419

Innbetalt produksjonsavgift for NGL utgjør i underkant av 2 % av totalt innbetalt produksjonsavgift.

1) NGL (St Fergus) er for 2. og 3. kv inkludert i tab 4.3.3. (Innbetalt produksjonsavgift gass).

4.4 Arealavgift på konsesjonsområder

Oljedirektoratet har i løpet av 1984 innkassert kr 105 289 895,- i arealavgift. Beløpet fordeler seg på konsesjoner som følger:

Konsesjoner meddelt i 1965:	kr 52 693 800,-
Konsesjoner meddelt i 1969:	kr 26 737 500,-
Konsesjoner meddelt i 1971:	kr 1 938 800,-
Konsesjoner meddelt i 1973:	kr 5 372 800,-
Konsesjoner meddelt i 1975:	kr 3 760 498,-
Konsesjoner meddelt i 1976:	kr 6 363 144,-
Konsesjoner meddelt i 1977:	kr 1 303 395,-
Konsesjoner meddelt i 1982:	kr 2 354 700,-
Konsesjoner meddelt i 1983:	kr 4 759 500,-
	<hr/>
	kr 105 284 137,-

Oljedirektoratet har refundert kr 21 417 470,- i arealavgift pr 1.11.84. Dette representerer den fradragberettigede andelen av arealavgiften for utvinningstilatelsetene 006, 018 og 037 i perioden 1.10.83–1.11.84.

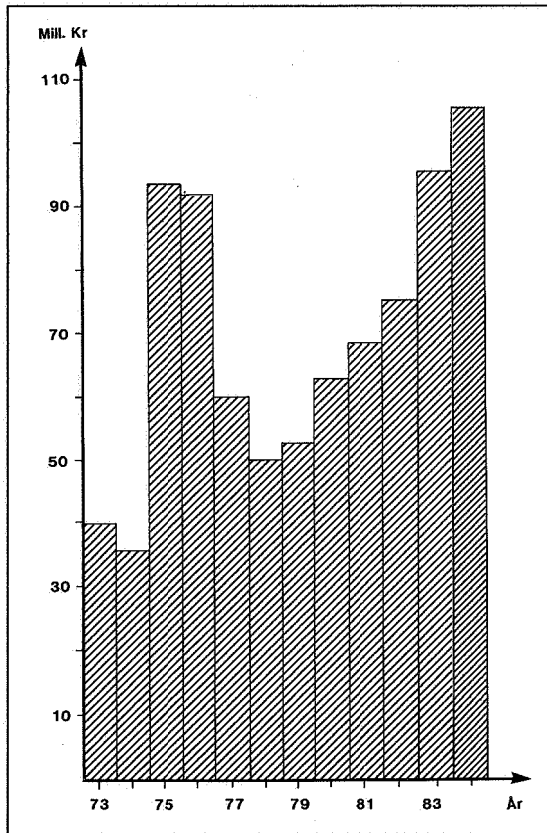
4.5 Salg av petroleum fra norsk kontinentalsokkel

4.5.1 Råolje

De totale skipninger av råolje fra Ekofisk (via Teeside), Statfjord og Murchison (via Sullom Voe) var 33,7 mill tonn i 1984, jf fig 4.5.1.a. Dette representerer en økning på 15,4 % i forhold til foregående år. Av disse skipningene gikk omlag 19 % til raffinerier i Norge. Fra 1980 til og med 1982 var USA største mottakerland av norsk olje. I 1983 overtok Storbritannia denne plassen, og i 1984 gikk hele 27,1 % av råoljeskipningen til Storbritannia.

Figur 4.5.1.b viser råoljesalget i 1984 for de viktigste oljeselskapene. Statoil står for ca 40 % av råoljesalget

FIG 4.4
Innbetalt arealavgift 1973–1984



og disponerte i 1984 over ca 100 mill fat, inklusive statens avgiftsolje. Phillips Petroleum Company Norway, Norske Fina A/S og Mobil Development Norway A/S disponerte alle over mer enn 20 mill fat råolje hver i 1984. De samme selskapene, ved siden av Statoil var også i 1983 de viktigste produsenter av råolje fra norsk kontinentalsokkel.

4.5.2 Naturgass

Markedet for norsk tørrgass er i dag begrenset til Storbritannia og kontinentet med kjøperlandene Vest-Tyskland, Nederland, Belgia og Frankrike. Total gassseksport i 1984 var, som vist i fig 4.5.1.a, 26,24 mrd Sm³. Dette representerer en økning på ca 7,5 % i forhold til foregående år. 13,68 mrd Sm³ ble eksportert til Storbritannia og 12,56 mrd Sm³ til kontinentet.

Figur 4.5.2 viser fordelingen av gass-salget på de viktigste selskapene i 1984. Elf Aquitaine Norge A/S er det selskap som disponerer mest gass fra norsk kontinentalsokkel, 6,1 mrd Sm³ eller ca 23 %. Norsk Hydro hadde som nr 2 et salg på ca 4,9 Sm³. Esso Exploration & Production Norway har også fått et relativt betydelig gass salg etter at Odin-feltet kom i produksjon.

FIG 4.5.1.a
Salg av norsk råolje og gass fordelt pr. land

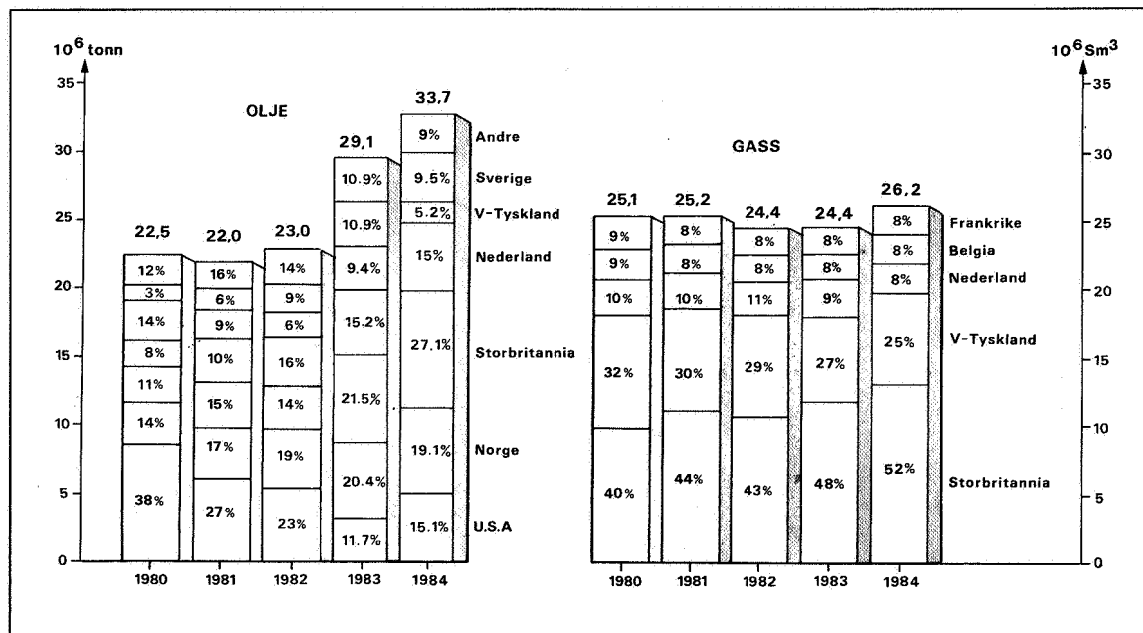


FIG 4.5.1.b
Solgt råolje pr. rettighetshaver

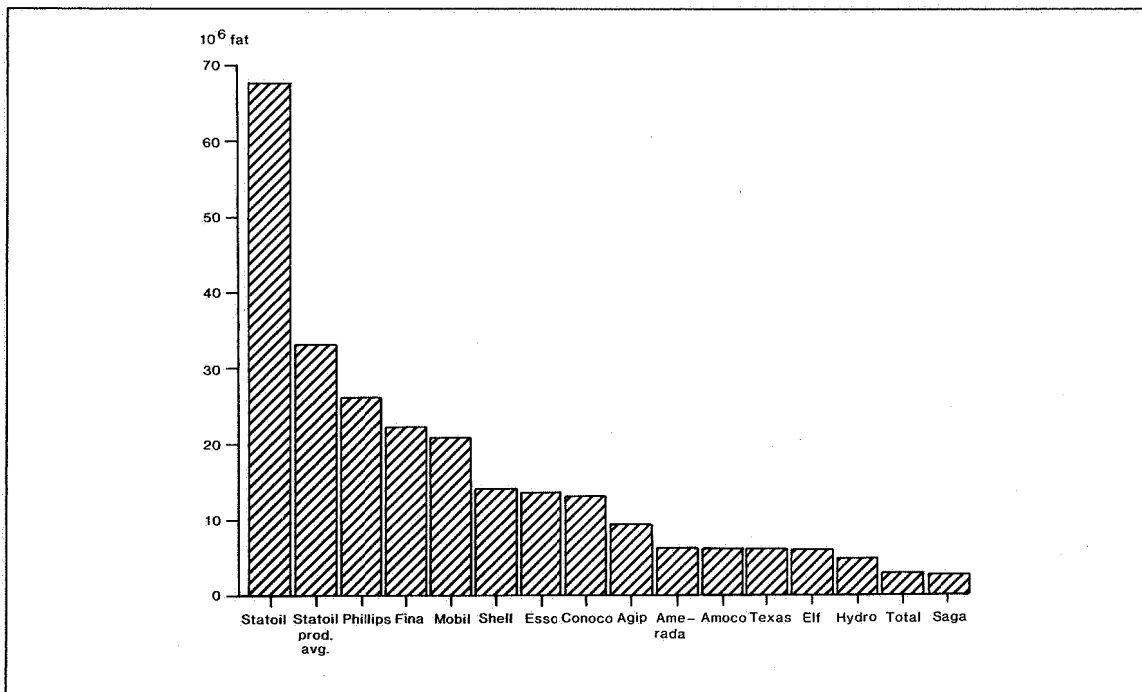
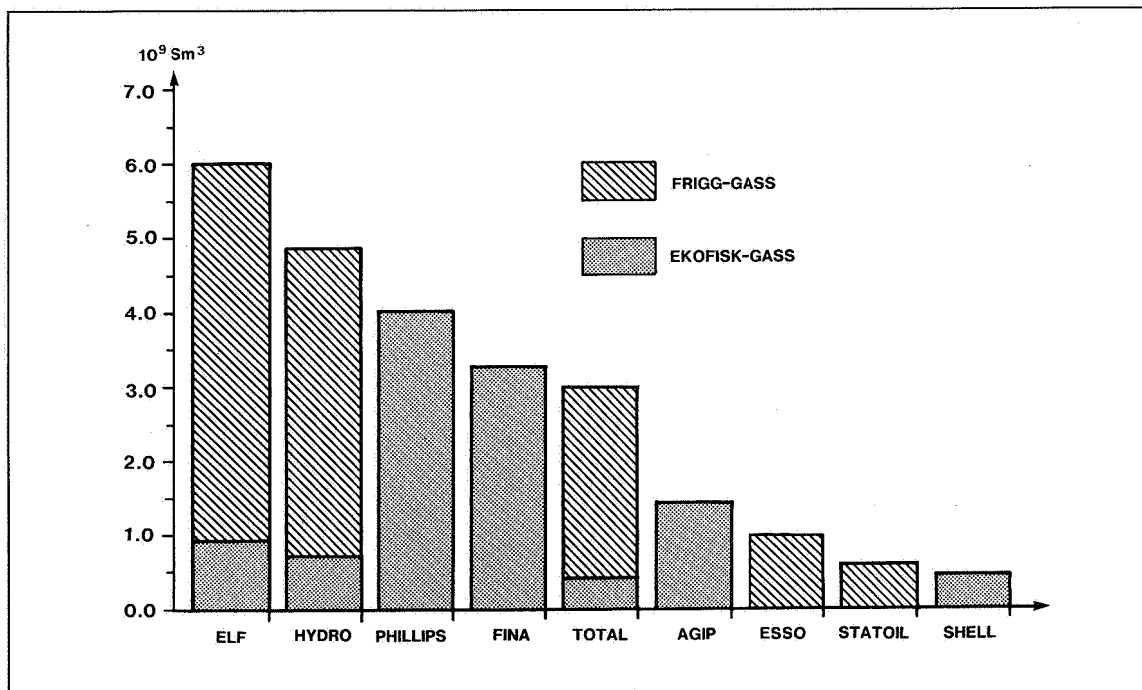


FIG 4.5.2
Solgt gass pr. rettighetshaver i 1984



5 Framtidig aktivitet

Bakgrunn for Perspektivanalysen 1984

Perspektivanalysene utarbeides av Oljedirektoratet som et diskusjonsgrunnlag for myndighetenes planlegging av norsk petroleumsvirksomhet på lang og mellomlang sikt. De utarbeides også med tanke på direktoratets interne planlegging.

Det er forsøkt å velge en form for analyse som kan føre til at informasjonsverdien blir høy for andre som har ønske om å holde seg informert om norsk petroleumsvirksomhet og perspektivene fremover.

Perspektivanalysen 1984 har i hovedtrekk samme oppbygging som analysen utarbeidet i 1983. Enkelte teknologiske emner er tatt opp for å vise hvilke utfordringer man står overfor på dette området. Det er videre gitt en relativt utførlig omtale av utbyggingsmulighetene nord for Stad. Det er også gitt en 4-års prognose for aktiviteten fremover.

Ved utarbeidelsen av utbyggingsscenariene er det særlig lagt vekt på å få fram prisusikkerhet og avhengighet av markedsmuligheter for gass.

I forhold til den perspektivanalysen som ble utarbeidet i 1983 er det innarbeidet en del vesentlige endringer som følge av ny informasjon og beslutninger som er foretatt etter den tid:

- Ressursgrunnlaget utenfor Troms og på Haltenbanken har øket. I særdeleshet har påvisningen av et rent oljefelt på Haltenbanken øket muligheten for en rask utbygging i dette området.
- Utbyggingsplanen for Sleipner er ytterligere forsinket.
- Gullfaks fase II er bragt fram som kandidat til en tidlig utbygging med mulig prosjektstart i 1985.
- Oseberg-feltet er vedtatt utbygget og ressursgrunnlaget i området er øket.
- Det er bekreftet at Sagas oljefunn i blokk 34/4 strekker seg inn i blokk 34/7.

Sammendrag og konklusjoner

De vesentligste konklusjoner som er kommet i Perspektivanalysen 1984 kan oppsummeres i følgende punkter:

Historisk utvikling

Det har i den senere tid funnet sted en vesentlig økning i takten for åpning av nye områder, både når det gjel-

der områder for kartlegging og for leteboring. Det bør fortløpende vurderes om det synes å oppstå kapasitetsbegrensninger, både hos myndighetene og selskapene, vedrørende tolkning og utnyttelse av innsamlede data, som fører til at den videre aktiviteten ikke blir utført på en målrettet og ressursmessig optimal måte. Det bør også kontinuerlig vurderes om denne aktivitetsøkningen er nødvendig for å oppnå de ønskede rammer for fremtidig aktivitet.

Både når det gjelder tildeling av blokker og boreaktivitet, har det funnet sted en tydelig aktivitetsforskyvning nordover. 31 % av tilgjengelig areal for leteboring befinner seg i dag nord for Stad og 25 % av samlet lete- og avgrensningsboring i 1984 er utført i dette området.

Det totale påviste ressurspotensialet utgjør nå ca 4,2 mrd t.o.e. Dette representerer en økning fra 1983 på ca 0,5 mrd t.o.e. Den historiske utvikling viser også at det har funnet sted en forskyvning i fordelingen av ressurspotensialet fra olje til gass. I 1979 utgjorde olje godt over 50 % av påviste ressurser. I dag utgjør gass 65 % av det påviste ressurspotensialet.

Produksjonssammensetningen er i dag ikke tilpasset vår ressursfordeling i og med at ca 57 % av produksjonen i dag er olje og NGL.

4-års prognose

4-års prognosen for leteboring, letekostnader, drift, produksjon og inntekter viser at det stort sett er mulig å opprettholde nivået med utgangspunkt i den aktiviteten som i dag er besluttet igangsatt. Når det gjelder 4-års prognosen for investeringene, vil nivået i 1985-86 sannsynligvis ligge på 1982 nivået, med andre ord la vere enn den topp i investeringer som en har i 1984, selv om det forutsettes at det vedtas nye utbyggingsprosjekter i 1985.

Pris og markedsutvikling for olje og gass

Petroleumspriser og markedsforshold representerer de største usikkerhetslementer for den fremtidige aktivitet på kontinentalsokkelen. Oljeprisen har historisk variert sterkt og for øyeblikket eksisterer et press nedover på oljeprisen da produsentlandenes ønskede nivå for oljeproduksjonen overstiger forventet etterspørsel etter olje på kort sikt. Det samme forhold er gjeldende

for gassmarkedet og påvirker prisnivået for nye gasskontrakter.

Markedsmulighetene for norsk gass synes i dag å være vanskelige fram til midten av 1990-årene. Det vil kunne oppstå et konkurranseforhold om fremtidige markedsandeler både mellom alternative energibærere, alternative gasseksporterende land og mellom norske gassfelt.

Teknologiske utfordringer

Over halvparten av våre påviste petroleumsressurser befinner seg i områder med havdyp mellom 200 og 350 meter. Dette innebærer store utfordringer vedrørende utvikling av nye produksjonsinnretninger og utvinningsmetoder.

Prisusikkerheten fører til at det sannsynligvis vil være behov for å redusere kostnadene forbundet med utvinning av petroleum. Dette må gjøres for å sikre utbygging av marginale felt og for å øke utvinningsgraden for hvert enkelt felt, dvs for å ta vare på de marginale ressursene i feltene.

Disse og andre forhold vil føre til et sterkt behov for å få utviklet bedre og rimeligere utvinningsmetoder. De teknologiske nyvinninger som gjøres, vil også ha betydning for norsk industris mulighet til å kunne konkurrere om utenlandske leveranser.

Ressurspotensialet

Ressurspotensialet som er benyttet i perspektivanalysen ligger mellom 4,7 mrd og 4,9 mrd t.o.e. avhengig av hvilke utbyggingsalternativ som er benyttet for de nord-norske prosjektene. I ressurspotensialet inngår en del uborede prospekter i tillegg til de påviste ressursene på 4,2 mrd t.o.e. Dette ressurspotensialet er avhengig av en rimelig prismessig, markedsmessig og teknologisk utvikling for at det skal kunne realiseres.

Ut fra dagens ressurs sammensetning og markedsf forhold synes det riktig å forsøke å øke våre oljeressurser og påvise gassressurser som vil kunne benytte eksisterende installasjoner eller andre gassressurser som kan utbygges med svært lave utbyggingskostnader pr produsert enhet.

Dette forhold må balanseres mot hensynet til den langsiktige planlegging av ressursforvaltningen som gjør det ønskelig med en total oversikt over ressursene.

Det må imidlertid understrekes at det ikke på forhånd er klart hva som er «olje» og hva som er «gassblokker». I enkelte modne områder er det mulig å sannsynliggjøre hvor vi har størst mulighet for gass og tilsvarende for olje, men usikkerheten er stor. I særlig grad er den stor utenfor Nord-Norge der vi er i en meget tidlig fase av utforskningen.

Aktuelle utbyggingsprosjekter sør for Stad

Vår handlefrihet når det gjelder utbygging av gassfelt er i stor utstrekning avhengig av markedsf forholdene. Spesielt når det gjelder satellittfelt og felt med assosiert gass vil det være viktig at det i nye gassavtaler kan oppnås en viss fleksibilitet med hensyn til hvilke felt som kan levere den gass som selges.

Troll-feltet representerer den største enkelt-utbygging på norsk sokkel og det må stilles krav til at eventuelle utbyggingsplaner tar hensyn til den nødvendige fleksibilitet og den totale ressursutnyttelse fra feltet som helhet.

For enkelte prosjekter slik som Gullfaks fase II, vil en stå overfor valget mellom tidlig separat utbygging eller en utsettelse av utbyggingen inntil ledig kapasitet på andre felt kan utnyttes og utbyggingskostnader dermed kan reduseres.

Utbyggingen av satellittfelt vil stå sentralt i tiden fremover når det oppstår ledig kapasitet i eksisterende transport- og prosessanlegg. Dette vil reise nye problemstillinger og stille store krav til samordning mellom de ulike grupper av rettighetshavere.

Utbyggingsprosjekter nord for Stad

Det er i dag påvist et oljefelt på Haltenbanken. Hvis videre kartlegging av feltet bekrefter de reserveantakelser som er foretatt, vil dette feltet med stor sannsynlighet kunne bli den første utbyggingsoppgave nord for Stad. I tillegg gir dette funnet forhåpninger om å kunne påvise ytterligere olje i området.

Midgard og Tyrihans kan tenkes utbygget under optimistiske økonomiske forutsetninger. En samordning av utbyggingen vil sannsynligvis kunne gi vesentlige fordeler. En ressursmessig avklaring med hensyn til gass-utbygging synes mulig i løpet av få år. Statoils funn i blokk 6506/12 vil kunne vise seg å stå sentralt i denne sammenheng.

I dag synes det for Haltenbanken å være en liten forskjell i transportkostnadene mellom LNG og rørtransport i favør av LNG. For Troms er denne forskjellen større, også i favør av LNG. Et eventuelt valg av transportløsning bør ikke foretas før ressurspotensialet er bedre kartlagt. Et eventuelt skifte av transportsystem senere vil bli svært kostbart. Av den grunn bør det første valg som gjøres vurderes nøye.

Det er påviste kildebergarter i Troms-området som indikerer at mulighetene for oljefunn i området er gode.

De gassfunn som er gjort utgjør tilsammen en betydelig ressursmengde. En samordnet utbygging gir klare fordeler i forhold til separat utbygging av strukturerne. Kun ved å benytte optimistiske økonomiske forutsetninger viser prosjektene avkastning opp mot vanlige avkastningskrav etter skatt.

Markedsmessige forhold vil være helt avgjørende for utbygging av gassfeltene i Troms-området og på Haltenbanken. Prosjektene på Haltenbanken synes å ha både økonomiske og transportmessige fortrinn i forhold til prosjektene i Troms.

De enkelte utbyggingsscenarier

Det synes å være mulig å opprettholde et langsiktig investeringsnivå omkring 20 mrd kroner årlig for alle scenariene som er utarbeidet. Dette gjelder også scenariet lav gass, hvor en forutsetter at det ikke kommer nye gass-felt i produksjon før år 1995, men da

under forutsetning av en rask gassproduksjonsøkning etter den tid.

Lave prisforventninger vil redusere feltporteføljen. Den laveste langsiktige prisbanen Oljedirektoratet har benyttet, konstant 1983 realpris fram til år 2010, gir likevel et tilstrekkelig antall felt med akseptabel økonomi til å opprettholde ønsket aktivitet ut planleggingsperioden fram til år 2010.

Det vil være vanskelig å oppnå en jevn regional fordeling av investeringsnivået, så lenge antallet prosjekter nord for Stad er lite. Dette gjelder spesielt ved lavere prisforventninger som fører til at prosjektene i Troms faller ut.

Dersom totalinvesteringsnivået skal holdes jevnt, vil aktiviteten i sør måtte reduseres sterkt under perioder med høy aktivitet i nord. Det er mulig å innfase feltene i sør på en slik måte så lenge det finnes mange tidsuavhengige prosjekter med ulik størrelse. Imidlertid vil sannsynligvis den økende ledige transport- og prosesskapasitet i sør føre til at mengden av tidsuavhengige prosjekter reduseres.

Driftskostnadene vil stige sterkt etter hvert som nye felt settes i drift. Omkring 1995 vil driftskostnadene sannsynligvis ha øket til ca 20 mrd årlig, dvs like mye som investeringene. Fram mot år 2000 forventes nivået å flate ut ved ca 25 mrd kroner årlig. Driftskostnadene synes robuste overfor hvilke scenarier som velges, spredningen i årlige anslag er liten.

Dersom man i stor grad baserer seg på å opprettholde aktiviteten ved å bygge ut oljefelt, vil man

komme i en stadig mer utsatt posisjon, med tanke på å kunne opprettholde aktivitetsnivået. Dette må kun betraktes som en mellomlangsigte strategi inntil markedet kan avta norsk gass. For å kunne levere gass fra år 2000 bør slik gass være solgt før år 1995.

Gass utgjør ca 65 % av våre påviste ressurser og det er videre sannsynlig at gass vil utgjøre en betydelig andel også av de forventede ikke påviste ressursene. Av de påviste gassressursene er ca 25 % solgt. Den fremtidige aktivitet er derfor i stor grad avhengig av at det kan selges gass som vil måtte utgjøre en viktig komponent i vår langsiktige petroleumsproduksjon. Man vil lett kunne opprettholde et produksjonsnivå på 70 mrd Sm³ gass pr år i nærmere 30 år kun basert på de påviste, ikke solgte gassressursene.

Foruten markedusikkerhet representerer prisusikkerheten den største utfordring for den langsiktige planlegging. Statens inntekter vil i stor grad påvirkes av hvilke prisforutsetninger som benyttes. For scenariet Høy gassproduksjon varierer inntektsanslaget fra 50 til 250 mrd for år 2010 avhengig av hvilken prisforutsetning som benyttes. Statsinntektenes andel av fastlandsøkonomien varierer tilsvarende fra 10 til 35 % for år 2010.

Imidlertid gir ingen av disse prisalternativer for noen av scenariene et langsiktig inntektsnivå under dagens nivå. Potensialet for inntektsvekst vil imidlertid variere sterkt og understreker ønsket om å kunne effektivt skille inntektsanvendelsen fra opptjeningen av inntekt.

6 Oljedirektoratets regelverksarbeid

6.1 Direktoratets arbeid med regelverksreformer

Direktoratet har i 1984 hatt i alt 15 regelverksrevisjoner under arbeid. Til regelverksreformer stilles det visse formelle krav. I tillegg til forvaltningslovens regler om utredningsplikt, forhåndsvarsling og uttalelser fra interesserte ble det ved kgl res av 17.12.82 fastsatt av regjeringen en egen instruks, «Regelverksinstruksen» for forvaltningens arbeide med offentlige utredninger, lover, forskrifter mv.

For direktoratets regelverksarbeid har dette hatt særlige konsekvenser ved at direktoratet i 1984 fant det nødvendig å fastsette en egen ny intern instruks for arbeidet med regelverksreformer. Instruksen ble fastsatt 20.11.84 og erstattet tidligere instruks av 15.6.83. Den nye instruks presiserer særlig direktoratets administrative system for beslutningsgrunnlag ved igangsetting og gjennomføring av regelverksarbeider.

Utgangspunktet for regjeringens regelverksinstruks er at regelverksreformer ikke kan igangsettes uten etter samtykke fra fagdepartementet, foreleggelse for Finansdepartementet eller før etter samtykke av regjeringen. Regelverksinstruksen av 17.12.82 fokuserer særlig arbeidet med analyser vedrørende økonomiske og administrative konsekvenser av forskrifter. Direktoratet er derfor pålagt å forelegge for fagdepartementet planer om igangsetting av forskriftsarbeid med utredning av økonomiske og administrative konsekvenser.

Før igangsetting av regelverksarbeid har Oljedirektoratet i 1984 lagt vekt på nødvendige vurderinger av forhold og problemstillinger innenfor petroleumsvirksomheten hvor regulering er viktig og nødvendig. Formulering av mål for hver enkel regelverksreform har stått sentralt. Særlig legger direktoratet vekt på å finne fram til det beste valg med hensyn til måter eller virkemidler som kan være aktuelle for å løse de oppgaver og problemer som regelverksreformen tar sikte på.

I forbindelse med direktoratets vurderinger inngår også beskrivelse og klargjøring av om det bør legges opp til en endret sikkerhetsstandard eller skjerpning eller lempinger i regelverket.

Direktoratets regelverksarbeide har avdekket svakheter ved det regelverksystem som i dag rår, dels gjennom avgrensningene i delegasjoner mellom direktorater, mangel på sammenheng i regelverket og forholdet til sjøfartslovgivningen, jf 6.2 nedenfor.

Direktoratet har i særlig grad lagt vekt på å tilpasse detaljforskriftene til de rammer petroleumsløven vil fastsette både når det gjelder materielle krav og krav til dokumentasjon for ulike faser i petroleumsvirksomheten. Regelverksarbeidet har derfor også omfattet særskilte vurderinger vedrørende eventuelle behov for initiativ til samordning med annet regelverk som enten direktoratet selv har tilsynsmyndighetsansvar for eller som tilligger annen tilsynsmyndighet.

Etter Oljedirektoratets vurdering har regelverksinstruksen ført til en klar systematisering og et bedre grunnlag for beslutning om forslag til fagdepartementet å igangsette regelverksarbeid og for gjennomføring av regelverksarbeid. På den annen side har regelverksinstruksen ført til at regelverksarbeid kan ta lenger tid enn hittil og at revisjoner av regelverket blir tyngre å få gjennomført. På den annen side ser direktoratet det som en styrke ved regelverksinstruksen at det i denne ligger et virkemiddel for bedre styring med regelverket og metodisk regelverksutvikling, jf 6.4 nedenfor.

6.2 Karakteristikk av regelverkssituasjonen – forberedelse til ikrafttredelse av lov om petroleumsvirksomhet i 1985

Innenfor tilsynet med sikkerhet, arbeidsmiljø og beredskap i petroleumsvirksomheten har i dag i alt 5 departementer og 11 direktorater tilsynsansvar etter sokkelovgivningen, arbeidsmiljøloven eller sjøfartslovgivningen. De nevnte lovgivninger har forskjellig karakter, er rettet mot forskjellige adressater og har krav som er innbyrdes ulike. Dette skaper for direktoratet i sitt tilsyn med virksomheten jevnlig problemer, foruten for industrien selv, arbeidstakerne og andre berørte. Oljedirektoratet ser derfor fram til ikrafttredelsen av lov om petroleumsvirksomhet med nye sikkerhetsforskrifter som vil bli den sentrale lovgivning for det offentlige styring og kontroll med petroleumsvirksomheten.

Ved petroleumsløven vil et overordnet krav til forsvarlig virksomhet bli lovfestet. Kravet retter seg mot rettighetshaver og enhver annen deltaker i petroleumsvirksomheten, men med en særskilt plikt for rettighetshaver å påse at kravene blir overholdt (internkontroll). Ved loven vil Kommunal- og arbeidsdepartementet som fagdepartementet for sikkerhet og beredskap være

tillagt et særskilt ansvar for å påse at samlede sikkerhetsmessige totalvurderinger blir foretatt før virksomhet igangsettes eller i forbindelse med drift. Oljedirektoratet er av den oppfatning at dette best kan ivaretas gjennom konsentrasjon av kontrollansvaret i ett organ. Etter direktoratets vurdering vil en derved unngå å videreføre den oppsplitting av tilsynsansvar som har bidratt til en uoversiktlig kontrollordning basert på detaljorienterte regler etter ulike kontrollmetoder og kontrolltradisjoner i de enkelte etater. Direktoratet ser med bekymring på om hovedlinjene i gjeldende oppsplitting av kontrollmyndighet på direktoratsplan vil bli videreført etter petroleumsloven.

På bakgrunn av at det i 1984 ikke ble foretatt en avklaring av hovedlinjene for gjennomføringen av tilsynet med petroleumsvirksomheten etter petroleumsloven, har Oljedirektoratet i sitt arbeide med regelverksreformer måttet ta særskilt hensyn til denne uvisshet.

Det er videre karakteristisk for regelverkssituasjonen at kontinentalsokkelovgivningens sikkerhetskrav og arbeidsmiljøloven ikke har felles virkeområde. Dette har gitt særskilte problemstillinger i forbindelse med koordinering og gjennomføring av kontrollansvar i forbindelse med tilsynet med sikkerhetsmessige forhold og arbeidsmiljøforhold for produksjonsinnretninger der rettighetshaver har valgt utradisjonelle utbyggingsløsninger eller valgt å benytte flyttbar innretning i tidlig fase av feltutbyggingen. Problemstillingen kom særlig på spissen gjennom Kommunal- og arbeidsdepartementets instruks til Oljedirektoratet om opphør av kontroll etter arbeidsmiljøloven for Ekofisk vanninjeksjonsprosjekt ved bruk av den oppjekkbare plattformen «Dyvy Beta». Jf 6.3 nedenfor.

6.3 Forholdet mellom sokkelovgivning – arbeidsmiljøloven og sjøfartslovgivningen på flyttbare innretninger som anvendes til utvinningsformål

Rettighetshaver på norsk sokkel har i de senere år i stadig økende omfang fremlagt utbyggingskonsepter til godkjenning hvor flyttbare innretninger anvendes som produksjonsanlegg eller integrert del av slike anlegg. Anvendelsen av de flyttbare innretninger medfører at mange og vanskelige juridiske problemstillinger oppstår som de involverte myndighetsorganer må finne løsninger på.

Bakgrunnen for de formelle problemstillinger er å finne i det faktum at gjeldende sikkerhets- og arbeidsmiljølovgivning ikke i tilstrekkelig grad er tilpasset den oppståtte situasjon hvor flyttbare innretninger anvendes til utvinningsformål. Norske og utenlandske registrerte flyttbare innretninger er i utgangspunktet regulert av vedkommende registreringslands sjøfartslovgivning (flaggstatsjurisdiksjon). Bruken av flyttbare innretninger faller på samme tid også inn under norsk sokkel- og arbeidsmiljølovgivning. Det oppstår motstrid mellom flere lovgrunnlag, og det vil da være myndighetenes oppgave og ansvar å harmonisere gjeldende lovgivning. Denne harmonisering må baseres på flere grunnleggende motiver så som hensynet til forsvarlig

drift, hensynet til klarhet i lovgivning for både myndigheter og involverte parter og behovet for konstitusjonell klarhet ved plassering av myndighetsansvar. Behovet for konsistens, harmoni og sammenheng i lovverket er hyppig gjentatt som politiske mål. Det kan vises bl a til melding om ulykker med plattformen «Alexander L Kielland» og komitéuttalelser etter stortingsbehandling. I Ot prp nr 72 (1982–83) til Lov om petroleumsvirksomhet, Halden utvalgsutredninger, NOU 1976:40 og NOU 1977:36, understrekes også behovet for konsistens i regelverket på den norske kontinentalsokkel.

Ovennevnte problemstillinger ble første gang beskrevet i Oljedirektoratets årsberetning for 1983. Under punkt 2.3.5.3 Odin, redegjør direktoratet for anvendelse av henholdsvis sokkel-, sjøfarts- og arbeidsmiljølovgivning på den halvt nedsenkbare norskregistrerte innretning Treasure Hunter som fungerer som integrert produksjonsanlegg på Odin-feltet. Også i 1984 har direktoratet hatt til behandling flere utbyggingskonsepter hvor flyttbare innretninger anvendes til produksjonsanlegg.

Ved kgl res 30.9.83 er det besluttet å igangsette vanninjeksjonsprosjekt på Ekofisk-feltet. I St meld nr 18 (1983–84) er feltutbyggingsplanene beskrevet. Utbyggingen vil kreve bygging og installering av ny plattform 2/4-K. 2/4-K er planlagt installert 2. kvartal 1986. Boring av produksjonsbrønner gjennom allerede installert bunnramme har startet 2. kvartal 1984 og pågår frem til 2/4-K blir plassert i fast posisjon over samme bunnramme. Boring av produksjonsbrønnene vil i mellomtiden foregå fra en flytende norsk registrert innretning, Dyvi Beta. Dyvi Beta vil ifølge nevnte stortingsmelding inngå som en del av feltutbyggingsplanen, noe som prinsipielt fører til at de sikkerhets- og arbeidsmiljømessige forhold vurderes samlet.

Basert på utbyggingsplaner presentert av Phillips Petroleum Company A/S uttalte Kommunal- og arbeidsdepartementet i brev av 17.4.84 at man skal anvende det samme regelverksgrunnlag som ved Odin-konseptet. Dette medfører anvendelse av kgl res av 9.7.76 vedrørende sikkerhet for produksjon, samt bruk av arbeidsmiljøloven som på faste innretninger forøvrig. Handelsdepartementet har senere bestridt at Kommunal- og arbeidsdepartementet har hjemmel for å anta at arbeidsmiljøloven kommer til anvendelse på Dyvi Beta. Uenigheten mellom departementene ble i august 1984 brakt inn for Justisdepartementets lovavdeling. Lovavdelingen konkluderer med at de argumenter som kan anføres for at Dyvi Beta skal anses som en fast innretning, ikke har slik vekt at den klare ordlyd i kgl res av 1.6.79 § 2 første ledd bør fravikes. Lovavdelingen antar derfor at Dyvi Beta må anses som en mobil innretning i henhold til § 2 første ledd. Arbeidsmiljøloven kommer følgelig ikke til anvendelse på virksomheten på Dyvi Beta.

I brev fra Kommunal- og arbeidsdepartementet til Oljedirektoratet av 19.9.84 tar departementet lovavdelingens uttalelse til etterretning. Justisdepartementet uttaler videre at en finner det lite tvilsomt at kgl res av 9. juli 1976 vedrørende sikkerhetsforskrifter for pro-

duksjon gjelder for virksomheten på Dyvi Beta. Den inspeksjons- og kontrollvirksomhet som Oljedirektoratet foretar med hjemmel i denne forskrift vil således ikke bli berørt av at arbeidsmiljøloven ikke kommer til anvendelse. Som følge av Kommunal- og arbeidsdepartementets brev har derfor Oljedirektoratet opphørt sin kontroll av Dyvi Beta etter arbeidsmiljøloven for forhold som dekkes av sjøfartslovgivningen.

Med bakgrunn i ovenstående fremstilling vil Oljedirektoratet gi følgende oppsummering av den formelle situasjon på mobile innretninger som anvendes til utvinningsformål:

A Myndighetsansvar – styring og koordinering

Direktoratet anser det ønskelig å bringe klarhet i det totale myndighetsansvar for bruk av flyttbar innretning til utvinningsformål. Ved operasjonen på Odin-feltet har Oljedirektoratet hatt et totalansvar basert på anvendelse av arbeidsmiljøloven og sokkelovgivning/76 resolusjon. Kommunal- og arbeidsdepartementets hovedsyn framkom i departementets brev til Oljedirektoratet av 25.3.83: «Departementet har i vurderingen også lagt vekt på at prosjektet såvel i utbyggings- som utvinningsfase undergis en samlet sikkerhets- og arbeidsmiljømessig vurdering og kontroll». Tilsvarende forutsetning ble av Kommunal- og arbeidsdepartementet tatt inn i brev av 17.4.84 til Oljedirektoratet vedrørende Dyvi Beta.

Situasjonen som er oppstått etter Kommunal- og arbeidsdepartementets vedtak av 19.9.84 er for Oljedirektoratet komplisert og bekymringsfull. Det er bl a ikke lenger ett offentlig kontrollorgan som har koordineringsansvar for den lovgivning som skal anvendes. Oljedirektoratet vil fortsatt ha ansvaret for oppfølging av sokkelovgivningen representert ved 76 resolusjonen og forskrifter gitt med hjemmel i denne. Videre vil Oljedirektoratet ha ansvaret for visse grupper som fortsatt vil omfattes av arbeidsmiljøloven og 79 resolusjonens arbeidstidsbestemmelser. Arbeidstilsynet vil ha ansvaret for arbeidsmiljølovens kap 11 og 12 for disse grupper. Sjøfartsdirektoratet vil gjennom lov om arbeidstid på skip, jf kgl res av 19.8.77 om forskrift om arbeidstid på norske borerigger mv, jf bemanningsforskrifter av 28.2.75 ha ansvaret for arbeidstidsforhold for innretningens maritime mannskap, boremannskap/catering mv. Som et tredje kontrollorgan vil Direktoratet for sjømenn gjennom sjømannsloven, jf kgl res av 19.12.80, ha ansvaret for verneforhold om bord for alle grupper med unntak av eksterne inspektører som kommer om bord for et kortere tidsrom.

For de arbeidsmiljømessige forhold vil man av den grunn ha minst fire offentlige organer som kontrollinstanser. Ingen av etatene har pr dags dato rett eller plikt til å koordinere det offentliges ansvar for å ivareta liv og helbred.

Direktoratet vil reise spørsmål om hvor myndighetenes totalansvar vil bli plassert om det skulle innntreffe en ulykke. En «liten ulykke» med kun personskafe antas å være Direktoratet for sjømenn/Handelsdepartementets ansvar gjennom sjømannslovens anvendelse.

Ved «større ulykker» antas også 76 resolusjonens bestemmelser å komme til anvendelse med ansvar for Oljedirektoratet/Kommunal- og arbeidsdepartementet/rettighetshaver. Oljedirektoratet/Kommunal- og arbeidsdepartementet/rettighetshaver vil uansett «liten» eller «større» ulykke ha ansvar etter 76 resolusjonen, § 5 1.ledd. Bestemmelsen overlapper det verne-/tilsynsansvar som sjøfartsmyndighetene har.

Kommunal- og arbeidsdepartementets vedtak om at arbeidsmiljøloven ikke skal gjelde for Dyvi Beta, innebærer at en i realiteten vil ha med to «arbeidstilsyn» å gjøre: Oljedirektoratet (ved «tekniske» detaljforskrifter) og Sjøfartsdirektoratet/Direktoratet for sjømenn. På samme måte som problemene for rettighetshaver å ivareta et totalansvar vil de involverte myndigheter være pålagt et tilsynsansvar uten å ha kontroll over alle betingelser som virker inn på dette ansvar. For eksempel kan det tenkes en situasjon hvor Oljedirektoratet gir pålegg om endringer av utstyr i boremodulen som vil ha konsekvenser for Sjøfartsdirektoratet/Direktoratet for sjømenns ansvar hva angår yrkeshygieniske forhold for de ansatte.

I tillegg kommer i denne spesielle situasjon at Oljedirektoratet som tilsyn er avskåret fra å benytte seg av det organiserte vernesamarbeid mellom arbeidstakere, sikkerhetstjenesten og arbeidsgiver, slik arbeidsmiljøloven foreskriver og som gjelder for den øvrige utvinningsvirksomhet på norsk sokkel.

Oljedirektoratets oppgave og ansvar for å registrere (og forebygge) arbeidsulykker mv omfatter utvinningsvirksomheten på norsk sokkel. Det vil åpenbart være vanskelig for Oljedirektoratet å inkludere i sin statistikk arbeidsulykker som måtte inntreffe på denne innretning, når direktoratet verken kan ha kontakt/innflytelse på det organiserte vernesamarbeid eller for øvrig ha innflytelse på en rekke forhold som virker inn på skadebildet.

Gjennom rettighetshavers system for internkontroll for oppfølging av lovgivning *rettighetshaver* har plikter etter, har Oljedirektoratet etablert et system for oppfølging av det regelverk som direktoratet er ansvarlig for. Brukere av dette regelverk har innrettet sin kontrollfunksjon med basis i dette internkontrollsystemet. Rederivirksomheten har ikke i samme omfang etablert en tilsvarende kontrollordning. Som en konsekvens av dette vil man på en og samme aktivitet, eksempelvis Dyvi Beta, ha innført to forskjellige systemer for oppfølging og kontroll av sikkerhets- og arbeidsmiljøforhold.

B Pliktsubjekt

Pliktsubjekt etter 76 resolusjonen og i utstrakt grad arbeidsmiljøloven vil være operatør. Gjennom etablert internkontroll vil operatør koordinere oppfølgingen av nevnte regelverk hva angår sikkerhet og arbeidsmiljø på den enkelte innretning. Pliktsubjekt etter sjømannslov, Lov om arbeidstid på skip mv, vil være det enkelte rederi/plattformsjef. Oljedirektoratet antar at ovennevnte forhold vil skape uklarhet hva angår ansvar og koordinering, både for myndighetssiden og

ikke minst overfor brukerne. På en og samme innretning vil operatør gjennom 76 resolusjonens regler ha ansvaret for de tekniske relaterte forhold i motsetning til den verne- og miljømessige standard som rederi/plattformsjef er ansvarlig for. Ovennevnte forhold vil skape koordineringsproblemer hva angår operatør/rederi såvel som i forholdet brukere/myndigheter.

Et vesentlig poeng ved Kommunal- og arbeidsdepartementets opprinnelige vedtak om å gjøre arbeidsmiljøloven gjeldende for Dyvi Betas virksomhet var å sikre at rettighetshaver fikk mulighet til å ivareta totalansvaret for sikkerhets-, beredskaps- og arbeidsmiljømessige sider som ligger innenfor gjennomføringen av utbyggingsplanen. Dette er et grunnleggende prinsipp i den kontrollordning som er etablert for utvinningsinnretninger. Et slikt totalansvar vil være en forutsetning dersom rettighetshaver skal kunne ivareta den forpliktelse som er pålagt i medhold av § 5 i kgl res av 9.7.76, hvor det fastslås at rettighetshaver er ansvarlig for å se til at virksomheten drives slik at enhver som oppholder seg på eller ved Dyvi Beta, i størst mulig grad er sikret mot skade.

Rettighetshaver er pålagt å etablere et internt kontrollsystem. Basis for rettighetshavers kontrollvirksomhet vil være bestemt av de krav lovgivningen pålegger rettighetshaver (pliktsubjektet).

Rettighetshaver kan ikke pålegges et ansvar for å sikre at krav til sikkerhet og arbeidsmiljø som er gitt i annen lovgivning, og hvor annen enn rettighetshaver er pliktsubjekt (reder), vil kunne bli ivaretatt ved rettighetshavers internkontroll.

I det hele tatt synes rettighetshaver i denne situasjon å stå overfor en særdeles vanskelig oppgave, nemlig å ha totalansvar for virksomheten, herunder et generelt ansvar for å ivareta liv og helbred for alle som oppholder seg om bord, samtidig som en ikke er pliktsubjekt for deler av totallovgivningen. Rettighetshavers problem med hensyn til å ivareta et totalansvar forsterkes ved det faktum at reder/sjøfartsmyndighetene på selvstendig initiativ – i medhold av sitt regelverk – kan foreta endringer i innretningens anlegg mv som har innvirkning på det totale sikkerhetsnivå.

Av dette følger at en eventuell gjeninnføring av arbeidsmiljøloven på Dyvi Beta selvsagt bare delvis vil løse den fundamentale problemstilling en her står overfor.

C Verneombudets stansingsrett

Et spesielt problem synes å være knyttet til det forhold at det nå ikke foreligger en regulering av verneombudets stansingsrett som er i overensstemmelse med den regulering som gjelder for utvinningsanlegg for øvrig. Dette gjelder plikten til å varsle Oljedirektoratet og at verneombud skal fremsette krav om stansing overfor ansvarlig for den operasjon som ønskes stanset.

I følge sjøfartslovgivningens bestemmelser kan verneombud selv stanse virksomheten midlertidig inntil plattformsjef eller den han måtte bemyndige har avgjort om arbeidsoperasjonen kan fortsette.

Phillips Petroleum Company Norway, som operatør for Dyvi Beta har klart gjort rede for at selskapet ikke kan akseptere stans av arbeid i henhold til sjøfartslovgivningens bestemmelser og at en tar sikte på å inngå en *avtale* med plattformsjef/rederi om at bestemmelsene gitt ved forskrift om arbeidervern- og arbeidsmiljø av 1.6.79 skal gjelde i mangel av lovgivning som ivaretar harmoni i regelverket.

D Lovgivning og regelverk

Generelt gjelder følgelig at eksempelvis Dyvi Betas virksomhet, teknisk-fysiske innretninger og anlegg, driftsprosedyrer, godkjenning/sertifikater, arbeidsmiljøforhold, sikring mot skade mv er underlagt to forskjellige regelverk og to forskjellige pliktsubjekter, og som kontrolleres av forskjellige offentlige etater.

Videre er to etater ofte ansvarlig for kontroll av ett og samme detaljforhold og ut fra tilnærmet identisk regelverk, (kontroll relatert til Oljedirektoratets samtykke og kontroll relatert til Sjøfartsdirektoratets sertifikater), men mot to pliktsubjekter (rettighetshaver og kaptein/reder). Slik dobbel kontrollvirksomhet finnes uheldig.

Med hensyn til vernemessige forhold er situasjonen at langt de fleste bestemmelser vedrørende fysisk/kjemisk arbeidsmiljø er regulert i begge lovgivninger. For eksempel kan nevnes generelle krav til arbeidsplassen, sikringsbestemmelser vedrørende tekniske anordninger og utstyr, dimensjonering av arbeidsrom, soverom, oppholdsrom, trapper, ledere, lysforhold, klima, forurensninger, støy, hygieniske forhold mv.

Ut fra ovenstående mener direktoratet at en står overfor en uklar lovgivningssituasjon og for forholdet mellom kontrollatater.

E Hensynet til klarhet for myndighetene

Oljedirektoratet har for tiden til vurdering enkelte fremtidige utbyggingsplaner/konsepser hvor norskregistrerte, flyttbare innretninger vil bli anvendt til utvinningsformål. Nær forestående aktiviteter av denne art vil være forboring på Gullfaks «A»/(Dyvi Stena) og forboring på Oseberg/(Vildkat). På et noe senere tidspunkt vil feltområdene Troll, Øst-Frigg, Hod, Haltenbanken, Staffjord-området og Tommeliten bli aktuelle for tilsvarende vurderinger avhengig av teknologisk utvikling mv. Oljedirektoratet er i tillegg kjent med at diverse operatører har tilsvarende planer for fremtidige aktiviteter hvor bl a flyttbare innretninger vil bli anvendt som behandlingsanlegg (produksjons- og testeinnretninger/alternativt i kombinasjon som boreinnretning).

Det vil derfor være nødvendig å bringe klarhet i den lovgivning som skal anvendes, både hva angår arbeidstakernes og rettighetshavers plikter så vel som hva angår myndighetenes ansvar.

F Hensynet til klarhet for involverte parter

En uklar formell situasjon skaper problemer for offshorenæringen totalt sett. Effektiv planlegging av fremtidig virksomhet blir vanskelig. Dette kan resultere i

større administrative og økonomiske konsekvenser for partene.

6.4 Behov for metodisk regelverksutvikling

Som det fremgår av fremstillingen ovenfor er eksisterende regelverk komplisert og sprikende, samtidig som det ikke i tilstrekkelig grad ivaretar myndighetenes behov for samlede sikkerhets- og arbeidsmiljømessige vurderinger.

Når petroleumsloven trer i kraft i 1985 vil dette gi grunnlag for et mer metodisk arbeid med oppbygging av regelverket. Lovgivningen vil på dette tidspunkt innenfor petroleumsloven være bygget opp etter tre trinn:

- petroleumsloven med rammer og hovedkrav til virksomheten for de viktigste beslutninger og tillatelsessystemet for de ulike faser
- Olje- og energidepartementets forskrifter til loven, Kommunal- og arbeidsdepartementets forskrifter til loven (som fremgår av vedlegg til Ot prp 72, 1982-83)
- kgl res om krav til rettighetshavers internkontrollsystem som innebærer kravene til rettighetshavers styringsverktøy og administrasjon for å påse oppfølging av lovgivningen
- detaljforskriftene til loven

Petroleumsloven vil dessuten gjennom avklaringen av hovedprinsippene for forholdet mellom tilsynsansvaret etter petroleumsloven og sjøfartslovgivningen (jf proposisjonens side 12-13), gi grunnlag for metodisk gjennomføring av hvordan krav til dokumentasjoner skal innfris ved bruk av maritime sertifikater på de enkelte aktivitetsområder.

Oljedirektoratet ser videre med tilfredshet på at Kommunal- og arbeidsdepartementet har brukt regel-

verksinstruksen, jf kgl res av 17.12.82, til aktiv styring av regelverksutviklingen mot forskriftsarbeid som tar sikte på å dekke hele aktiviteten. For 1984 gjelder dette direktoratets forskriftsarbeid til krav om bærende konstruksjoner for innretninger til bruk i utvinning, regelverk for beredskap og forskrifter om tiltak mot brann.

Med utgangspunkt i petroleumsloven er igangsatt i et samarbeid mellom Kommunal- og arbeidsdepartementet og Oljedirektoratet et forprosjekt for vurdering for muligheten for og gjennomføring av en metodisk oppbygging av regelverket med utgangspunkt i petroleumsloven. Siktemålet var å vurdere nærmere muligheten for å drive regelverksutviklingen etter en samlet plan for regelverksrevisjoner i petroleumsvirksomheten med utgangspunkt i aktiviteter og faser, samt dokumentasjonsprinsipper og tillatelsessystemet etter ny petroleumslov og sikkerhetsforskrifter.

Direktoratet mener at arbeidet med regelverksstrukturen videre særlig bør ha til formål å sikre et enhetlig/entydig sikkerhetsnivå for petroleumsvirksomheten og mer systematisk og konsekvent oppbygging av regelverket. Direktoratet ser det også slik at dette vil gi en klarere definering av ansvarsområder mellom tilsynsmyndigheter og bedre mulighetene for en styrt utvikling av begrepsbruk i regelverket.

Direktoratet mener også at en planlegging av regelverksutviklingen vil bedre muligheten for valg mellom funksjonelle, resultatorienterte regler som ikke sementerer utviklingen, eller spesifikasjonsregler. Dette er også i samsvar med petroleumsloven og nye sikkerhetsforskrifter som nettopp åpner for bedre reguleringsteknikker på detaljregelnivå enn det som er tilfelle etter gjeldende sikkerhetsforskrifter av 3.10.75 (leteboring) og av 9.7.76 (produksjon).

7 Spesielle utredninger og prosjekter

Oljedirektoratet har i 1984 totalt bevilget kr 12 942 370,- til spesielle prosjekter. Dette fordeler seg med kr 2 703 522,- til prosjekter for Avdeling for sikkerhetskontroll, kr 9 957 205,- til prosjekter for Avdeling for ressursforvaltning og kr 281 643,- til prosjekter for Juridisk avdeling. Videre er det bevilget kr

4 270 883,- til prosjektet opprydding på havbunnen i Nordsjøen, som har vært administrert av Administrasjonsavdelingen. Prosjekttitler med utførende institusjon er listet opp nedenfor. En del av prosjektene er i tillegg omtalt spesielt.

Avdeling for sikkerhetskontroll

Prosjekttittel	Utførende institusjon
Knutepunkts innflytelse ved konstruksjon av stålunderstell	UEG, W S Atkins Group
Områdeklassifisering, forskrifter/retningslinjer	Oljedirektoratet
Videreutvikling av boredatabank	Rogalandforskning/Oljedirektoratet
Evaluering av ny teknologi/- nytt utstyr innen boring/komplettering og brønnvedlikehold	Oljedirektoratet
Støtte til NEK med deltakelse i internasjonalt standardiseringsarbeid vedrørende forskrifter for elektriske anlegg og områdeklassifisering	Norsk Elektroteknisk Komite
Registrering og lokalisering av lynutladninger	Elektrisitetforsyningens Forskningsinstitutt
Vern av elektromotorer i eksplosjonsfarlige områder	Elektrisitetforsyningens Forskningsinstitutt
Fleksible slanger, rør og rørledninger i hydrokarbonsystemer	Veritec
Forslag til retningslinjer for minimumskrav til yteevne for pusteapparater til bruk under vann og standard prosedyrer for ubemannet testing av slike pusteapparater	Department of Energy/Oljedirektoratet
Tidsmarginer ved hyperbar evakuering	NUTEC
Nevrologiske langtidsvirkninger av dyp dykking	European Undersea Biomedical Society, Oljedirektoratet
Retningslinjer for beredskap	Quasar Consultants A/S
Kjemikalier i offshoreaktiviteten	Oljedirektoratet/Produktregisteret
Rapportering fra Det organiserte verne- og miljøarbeid	Giftinformasjonssentralen
Arbeidskonferanse	Oljedirektoratet/Rogalandforskning
Forprosjektet «Boligkvarter på produksjonsanlegg»	Oljedirektoratet/Rogalandforskning
Forprosjektet «Belysning på produksjonsanlegg»	Oljedirektoratet/Firma Karl Røgne
Akkumulering av naturlig radioaktivitet	Elektrisitetforsyningens Forskningsinstitutt
Mutagen aktivitet i boreslam	Institutt for energiteknikk
Oppdatering av E- og P-data forskrifter	Sentralinstituttet for industriell forskning
Oppdatering konstruksjonsforskrifter	Oljedirektoratet/med ekstern bistand
Oppdatering av retningslinjer for sikkerhetsmessig vurdering av plattformkonsept	Oljedirektoratet/med ekstern bistand
Hydrogen induced stress corrosion and hardness of welded structural and pipelines steels	Welding Institute
Deltakelse i utmattingsprogrammet	DnV/SINTEF
Rørledningsforskrifter	Oljedirektoratet/med ekstern bistand

Prosjekttittel	Utførende institusjon
Testing og evaluering av reparasjonsutstyr og – metoder for rørledninger og stigerør	Veritec
Databank for marin beregning	DnV
Korrosjonskontroll i sjøvann ned til 500 m dybde	Veritec/NSFI
Beregningsprosedyre for katodisk beskyttelse, plattformer	DnV
Tørking av offshore rørledninger før oppstart med henblikk på korrosjon	NSFI
Akseptkriterier for H-skaller	Norges branntekn laboratorie/ Oljedirektoratet
Databaserte sikrings- og styringssystemer	DnV/Oljedirektoratet

Nødvstengningsventiler i gassledninger

I årsberetning for 1983 ble behovet for nødavstengningsventiler i undervannsgassrørledninger nevnt.

To utenlandske og et norsk oljeselskap arbeider nå med utvikling av forskjellige konsepter for ventiler med de diametre og det arbeidstrykk som det er behov for.

Den vanskeligste del av oppgaven består i å utvikle konstruksjoner som blir tilnærmet vedlikeholdsfri over mange år. Videre vil det kreves betydelig utviklingsarbeide for å komme frem til driftssikre systemer for effektiv fjernstyring av slike ventiler. Elektriske, pneumatiske, hydrauliske og akustiske signaloverføringer blir studert.

Ovennevnte arbeider har stor allmenn interesse, da erfaringer og tekniske løsninger vil kunne overføres til annet undervannsutstyr.

Oljedirektoratet følger opp det utviklingsarbeide som utføres.

Fleksible slanger

Spesielt for undervannsproduksjonsanlegg byr fleksible slanger på mange fordeler fremfor konvensjonelle stive stålør.

Slangene kan prefabrikeres, installeres direkte på sjøbunnen fra kabeltromler, plassert på relativt små fartøyer til en brøkdel av de omkostninger konvensjonelle rørleggingsfartøyer medfører.

Fjernstyrt tilkobling under vann er enklere å utføre med fleksible slanger, og synes også å representere en brukbar løsning på problemet med stigerør til flytende produksjonsenheter.

Slangene er bygget opp av flere lag med plast eller gummi som er armert med mange lag av stålband eller ståltråd.

En del driftserfaring fra forskjellige deler av verden foreligger.

Disse slangene med sin kompositte konstruksjon reiser flere problemer. F eks er plast og gummi ikke 100 % diffusjonstett overfor gass med høye trykk, dvs små mengder gass vil lekke ut gjennom slangeveggene. Sjøvann kan trenge inn i veggene og forårsake korrosjon av armeringen. Videre kan konvensjonelle «intelligente pigger» ikke benyttes til korrosjonsovervåking slik som for stålør.

Oljedirektoratet har engasjert Veritec til å foreta en

studie av konstruksjonen av de ulike fabrikat av fleksible slanger, innsamling av driftserfaringer data samt forslag til akseptable metoder/prosedyrer for tilstandskontroll.

Retningslinjer for beredskap

Oljedirektoratet har i 1984 startet et bredt anlagt arbeid med sikte på styrking av beredskapen på norsk kontinentalsokkel. Det er igangsatt et forprosjekt for retningslinjer for beredskap som ventes avsluttet ved årsskiftet 1984/85.

Forprosjektets formål er bl a å analysere beredskapsproblematikken i tilstrekkelig bredde og dybde for igangsetting av et hovedprosjekt i 1985. Hovedprosjektets målsetting er «å utvikle en beredskapsmodell som bl a omfatter ledelse, redning, havaribekjempelse, forsyning og kommunikasjon for petroleumsvirksomheten til havs». Videre «å utvikle metoder og kontrollverktøy for evaluering av kvaliteten på beredskapssystemer som brukes eller planlegges brukt på innretninger og produksjonsfelt til havs. Dette verktøy skal kunne vise systemenes evne til å virke tapsminimaliserende ved ulykkeshendelser (tap av/skade på menneskeliv, miljø og materielle verdier)».

Hovedprosjektet forventes å gå over ca 2 år. Dets organisering og innhold vil bl a bli klarlagt i forprosjektet. De kunnskaper som erverves gjennom studier av beredskapsproblematikken i hovedprosjektet skal anvendes i utarbeidelsen av fremtidige forskrifter og/eller retningslinjer for beredskap.

Underlagt forprosjektets retningslinjer for beredskap er også Sjøfartsdirektoratets igangværende arbeid med revisjon av gjeldende forskrifter om redningsmidler på produksjonsanlegg i petroleumsvirksomheten.

Verne- og miljøarbeid

Oljedirektoratet har i samarbeid med Rogalandforskning avholdt en konferanse 3. – 6.12.84 i Farsund med tittel: «Verne- og miljøarbeid. Handlingsprogram til praksis». Gjennom konferansen ønsket Oljedirektoratet å få i gang en dialog mellom personell i sikkerhetstjenesten, verneombud og helsepersonell i næringen. Siktemålet var å belyse disse personellgruppers egenart, samarbeidsmønster og områder for felles engasjement. Konferansen er oppsummert i en rapport utarbeidet av Rogalandforskning.

Akkumulering av naturlig radioaktivitet

Oljedirektoratet har sommeren 1984 sammen med Institutt for energiteknikk foretatt en systematisk undersøkelse om akkumulering av radioaktivitet i produksjonssystemer, olje, gass og formasjonsvann. Dette er gjort i forbindelse med produksjonen av hydrokarboner på følgende felter:

– Statfjord

– Odin
– Frigg
– Ekofisk
– Valhall

Hensikten med undersøkelsen var å avdekke mulige arbeidsmiljøproblemer i oljeindustrien på grunn av akkumulering av naturlig radioaktivitet.

Avdeling for ressursforvaltning

Prosjekttittel	Utførende institusjon
Diagenetiske undersøkelser av Statfjord-formasjonen	Institutt for geologi, Universitetet i Oslo
Videreutvikling av økonomisk analyseverktøy	CMI
Analyse av prosjektporteføljer på kontinentalsokkelen	Sintef
TARIFF, modell for beregning av transportkostnader og kapasitet for transportanlegg på norsk sokkel	Kvam Data A/S
Geologiske analyser av jurassiske sedimenter i Nordsjøen	University of Liverpool, Dep of Geology
Program for reserveberegning, Statfjord-feltet	IFE
Primo-simuleringsmodell for verdens oljemarked	CMI
Områdeplan Haltenbanken	NPC
Oppdatering Perspektivanalysemodell	Compas Consultants
Når skal olje/gassfunn i Nord-Norge settes i gang og i hvilken form?	CMI
Reservoar sim EDB – Brent-reservoaret «Black oil»	IFE
Reservoar sim Troll, del I	Rogalandsforskning
Reservoar sim Troll, del II	Franlab
EDB-basert databank til bruk ved ukontrollert utblåsning	O.P. Berget
Videreutvikling/usikkerhet i prognoser (PROPRO)	CMI
LOPAP – syst lagr pres prod progn	CMI
Intern kompetanseoppbygging, økt utvinning	IFP

Intern kompetanseoppbygging innen økt utnyttning

Anslaget over tilstedeværende mengder petroleum sett i relasjon til de mengder som ventes utvunnet ved tradisjonelle utvinningsmetoder, viser at det er et betydelig potensiale for økt utnyttning fra reservoarer på norsk sokkel. Det er vedtatt å igangsette et nasjonalt forskningsprogram innen økt utnyttning av reservoarteknikk, med bevilgninger på 9,8 mill kroner i 1985. Dette skal styres i nært samarbeid med direktoratet.

På denne bakgrunn har Oljedirektoratet ønsket å øke den interne kompetansen innen økt utnyttning. Prosjektet som ble gjennomført i 1984, omfattet dels interne studier, dels undervisning og hjelp av internasjonale eksperter innen gassinjeksjon og kjemisk fløiming.

Juridisk avdeling

Prosjekttittel	Utførende institusjon
NEL – automatisk prøvetaking av råolje, fase 3	National Engineering Laboratory, Skottland
Tetthetsbestemmelse av naturgass ved operasjonsbetingelser	Rogalandsforskning
Modifisering av HP-programmer	G Kolnes

Administrasjonsavdelingen

Prosjekttittel	Utførende institusjon
Opprydding av havbunnen i Nordsjøen	Oljedirektoratet

Opprydding av havbunnen i Nordsjøen

Oljedirektoratet ble også for 1984 pålagt ansvaret for gjennomføring av oppryddingsprosjektet.

Skrotoppyddingen foregikk i tiden 2.7.-27.8. Fiskernes organisasjoner hadde også i år prioritert Egersundsbanken for opprydding som i hovedsak var konsentrert om deler av blokkene 10/1, 18/12 og 19/10.

To hekktrålere ble engasjert til å stå for oppryddingen.

Det ble brukt spesiallaget trål og sveipeline med 6 dregger.

Under siste del av prosjektet ble det foretatt visuell

inspeksjon av 31 anviste hefter med en fjernstyrt undervannsfarkost.

I alt ble det tatt opp mellom 150 og 200 tonn skrot. Hovedtyngden av skrotet besto av gammel vaier.

Oppryddingsprosjektet hadde en styringskomité hvor Oljedirektoratet, Fiskeridirektoratet, Norges sjøkartverk, Norges Fiskarlag og Norsk Industriforening for operatørselskaper var representert. Styringskomitéen har utarbeidet sluttrapport fra prosjektet hvor de forskjellige sider ved oppryddingen er nærmere beskrevet.

8 Internasjonalt samarbeid

8.1 Nordvest-europeisk samarbeid

Den fjerde nordvest-europeiske konferanse om «Safety and pollution safeguards in the development of North-West European mineral resources» ble avholdt i London i tiden 16.–18.10.84. Deltakerlandene i det internasjonale harmoniseringsarbeid er Belgia, Danmark, Eire, Frankrike, Nederland, Norge, Storbritannia, Sverige og Forbundsrepublikken Tyskland.

På London-konferansen var dessuten følgende land og organisasjoner representert ved observatører:

Canada

International Maritime Organization

European Community, Oil Industry

International Exploration and Production Forum

International Association of Classification Societies

International Association of Drilling Contractors

British Rig Owners' Association

Norwegian Ship Owners' Association

Konferansen var en videreføring av Oslo-konferansen i 1982 med hovedvekt på det frivillige sertifiseringssystem for flyttbare boreplattformer.

I to-årsperioden 1984–86 ivaretar Danmark sekretariatfunksjonene og er vertsland for den femte nordvest-europeiske konferanse som er planlagt gjennomført i 1986.

8.2 Det Europeiske fellesskap

Oljedirektoratet følger fortsatt arbeidet innen det europeiske fellesskap, hva angår harmonisering av sikkerhetskrav mv, relatert til petroleumsvirksomheten til havs. Norge har status som observatør i møter som arrangeres i fellesskapets regi under benevnelsen «Safety and Health in the Oil and Gas Extractive Industries».

8.3 EDTC – European Diving Technology Committee

EDTC har tilslutning fra 13 land i Europa, og hvert medlemsland er bl a representert med et medlem fra vedkommende lands myndigheter. Organisasjonens formål er å gi anbefalinger til medlemslandene i spørsmål som angår dykkernes sikkerhet. Oljedirektoratets representant er i inneværende to-årsperiode formann for organisasjonen.

8.4 AODC – Association of Diving Contractors

Oljedirektoratet har deltatt i det arbeid som AODC har utført for å lage en «Code of practice for safe use of electricity under water». Utkastet er ferdig og vil bli utgitt i begynnelsen av 1985.

8.5 EUBS – European Undersea Biomedical Society

I regi av EUBS ble det arrangert et større møte i Stavanger angående langtidsvirkning på dykkernes sentralnervesystem ved dyp dykking. Oljedirektoratet har sørget for at innleggene og et ekstrakt av diskusjonene er samlet i en bok som nå er utgitt.

8.6 CIRIA/UEG

Oljedirektoratet ble i 1980 medlem av CIRIA/UEG, UK. CIRIA er en forsknings- og informasjonsinstitusjon som utfører en lang rekke betydningsfulle forskningsprosjekter i forbindelse med oljevirkomheten. Forskningsoppgavene har vært meget relevante for de ansvarsområder og arbeidsoppgaver som er tillagt Avdeling for sikkerhetskontroll. Det faglige samarbeide som er etablert og den informasjonskilde som CIRIA representerer, har vært til stor hjelp bl a i sikkerhetsutredninger og forskriftsarbeide for norsk kontinentalsokkel.

8.7 Bistand til fremmede stater

Oljedirektoratet har fortsatt sitt bistandsarbeid gjennom NORAD som i de tidligere år. Hovedtyngden av arbeidet har knyttet seg til de to hovedsamarbeidsland Tanzania og Mocambique.

I Tanzania har oppgavene vært å gi generelle råd i forbindelse med kartlegging av sokkelen. Blant annet er det utarbeidet et program for tolkning av seismikk.

Oppgavene i Mocambique har knyttet seg til det videre arbeid med tildeling av utvinningstillatelser. Det er i tillegg ytet veiledning i forbindelse med innsamling og prosessering av seismikk på grunt vann.

For Burma er det avsluttet en evaluering av et foreslått program for økt oljeutvinning i et eksisterende oljefelt. Det ble anbefalt at NORAD ikke skulle engasjere seg videre i dette program.

For Bangladesh er det utført en geologisk evaluering og ytet bistand til Bangladesh Petroleum Institute med

henblikk på opplæring. Det er lagt opp for et videre detaljert kartleggingsarbeid.

Oljedirektoratet skal fungere som databank av seismiske data for Seychellene. Det er i tillegg ytet hjelp ved evaluering av konsulentrapporter.

Det er for Jamaica evaluert et seismisk innsamlingsprogram som er blitt godkjent for finansiering av NORAD.

8.8 Welding Institute

Oljedirektoratet har vært medlem av Welding Institute siden 1981. Dette sveiseinstitutt er det ledende på offshore området og er meget aktive innen forskning, undervisning og konsulenttjenester. Medlemskap er inngangsbillett til konsulentbistand, prosjektdeltakelse, løpende informasjon om det nyeste innen material- og sveiseteknikk.

En av Oljedirektoratets medarbeidere er også med-

lem av en rådgivende gruppe for forskning innen offshore sikkerhet i det britiske Department of Energy i England.

8.9 Den internasjonale standardiseringsorganisasjon ISO

Oljedirektoratet deltar i det måletekniske standardiseringsarbeidet som drives av Den internasjonale standardiseringsorganisasjonen ISO. Internasjonale standarder legges til grunn for måling av olje og gass. For å bidra med videre utvikling av internasjonale standarder, deltar Oljedirektoratet i de tekniske komitéene som arbeider med standarder for måling av olje og gass. For å effektivisere det nasjonale arbeidet på dette området, er det dannet et nasjonalt måleteknisk forum hvor Oljedirektoratet deltar. I beretningsperioden har Oljedirektoratet deltatt ved i alt 4 møter på dette området.

9 Statistikk og oversikter

9.1 Målenheter

Oljedirektoratet vil normalt benytte enhetene fra Det internasjonale enhetssystem, SI. Dette systemet anbefales også for bruk av oljeselskapene som opererer på sokkelen. Imidlertid er det tradisjonelt slik at andre enheter enn de som tillates brukt i SI, har en sterk posisjon i petroleumsindustrien.

En del begreper og uttrykk for forkortelser forekommer i forbindelse med produksjonsdata for olje og gass og har tilknytning til målenhetene. Noen av disse er kort omtalt nedenfor.

Mengdeangivelse – olje

En nøyaktig angivelse av en oljemengde i volum 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 som volumets referansebetingelse. De to vanligste referansebetingelser 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 «standardtilstand», «Barrels at standard conditions» etc ikke er entydige dersom ikke trykk- og temperaturreferanser er definert.

Referansebetingelse (b) anbefales brukt av Den internasjonale standardiseringsorganisasjon, ISO. Videre ble denne referansebetingelse innført som Norsk Standard i 1979, NS 5024 (se 8.2). Oljedirektoratet arbeider med å innarbeide denne referansebetingelse i petroleumsindustrien.

Nøyaktig omregning av et oljevolum fra en betingelse til en annen innebærer bruk av spesielle tabeller. For overslagsberegninger kan en imidlertid regne at et volum ved 60°F, 0 psig tilnærmet tilsvare volumet ved 15°C, 1.01325 bar.

Vanlige forkortelser:

Sm³ = Standard kubikkmeter. Temperatur- og trykkreferanser må oppgis for å gi enheten en entydig mening.

Barrels at standard conditions = Tradisjonell amerikansk enhet. Referansebetingelse vanligvis 60°F og 0 psig.

Omregning:

1 Sm³ tilsvare ca 6.29 barrels at standard conditions.

Mengdeangivelse – gass

I enda sterkere grad enn for oljevolum vil den tallmessige verdi av et gassvolum være bundet til det trykk og den temperatur volumet refererer seg til. Fire referansebetingelser 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). Referansetilstandene a), b) og c) omtales vanligvis som «standard-tilstander», d) som «Normaltilstand».

En kan ikke omregne et volum nøyaktig fra en referanse 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 like for betingelse (a), (b) og (c) og at volumet av mengden er 5 % lavere for betingelse (d).

Vanlige forkortelser:

SCM eller Sm ³ =	Standard kubikkmeter
Nm ³ =	Normalkubikkmeter
Scf =	Standard kubikkfot

Temperatur- og trykkreferanse må oppgis for å gi enheten en entydig mening.

Omregning:

1 Sm³ tilsvare ca 0.95 Nm³

1 Sm³ tilsvare ca 35.3 scf

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 eller gassen er sammensatt av lette komponenter.

Olje:

(a) Specific Gravity 60/60°F

Relativ densitet av olje i forhold til vann. Olje og vann har temperatur 60°F og trykk tilsvarende atmosfæretrykk på målested. Tallet er ubenevnt.

(b) API-Gravity at 60°F

Specific Gravity 60/60°F uttrykt ved forstørret

skala. Enhet er °API. Omregning ved følgende formel:

$$\text{API-Gravity at } 60^{\circ}\text{F} = \frac{141.5}{\text{Spesific Gravity } 60/60^{\circ}\text{F}} - 131.5$$

- (c) Density at 15°C
Absolutt densitet ved temperatur 15°C og trykk tilsvarende atmosfæretrykk på målested.

Gass:

- (a) Specific Gravity
Relativ densitet av gass i forhold til luft. Innholdet av dette begrepet er ikke eksakt definert dersom ikke temperatur og trykk er oppgitt. Svært ofte oppgis imidlertid ingen temperatur- eller trykkreferanse for Specific Gravity. For overlagsberegninger spiller dette ikke så stor rolle, da forskjellen for de vanligst brukte referansebetingelser er liten.

Angivelse av olje og gass i oljeenheter

Olje og gass omtales ofte i form av tonn oljeekvivalenter i sammenhenger der nøyaktige mengde- eller kvalitetsangivelser ikke er påkrevd. Omregningen har sitt utgangspunkt i energimengden som frigjøres ved forbrenning av olje og gass. For mange oljer og gassers vedkommende vil energimengden i et tonn olje være nær energimengden i 1 000 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 ikke er riktig å angi omregningen med flere siffer. Vanlig praksis er derfor:

1 tonn oljeenheter (t.o.e.) tilsvarer 1 tonn olje eller 1 000 Sm³ gass.

9.2 Standard referansebetingelser

Nedenfor er gjengitt Norsk standard NS 4900 – ISO 5024, standard referansebetingelser, som er utarbeidet av Norges Standardiseringsforbund (NSF) og gjengitt etter samtykke fra NSF:

Petroleum, flytende og i gassform

Måling

Standard referansebetingelser

Standarden inneholder den engelske versjon av International Standard ISO 5024–1976 og en norsk oversettelse. Hvis ikke annet er avtalt, er den norske tekst bindende.

0) Innledning

I mange år har resultatene fra målinger utført på petroleum og petroleumprodukter innenfor internasjonal handel blitt korrigert til atmosfærisk trykk og 60°F.

Den verdensomfattende tendens til utelukket å

bruke det internasjonale system for målenheter (SI) krever at trykk og temperatur angis i disse enheter. Samtidig søkes å beholde de tilvante verdier, så langt dette er mulig.

Håpet er at fastsettelse av ett sett ensartede standard referansebetingelser vil forenkle de krav som verdenshandelen stiller.

1) Orientering og gyldighet

Standarden fastsetter standard referansebetingelser for trykk og temperatur ved målinger utført både på flytende og gassformig petroleum og petroleumprodukter.

2) Standard referansebetingelser

Standard referansebetingelser for trykk og temperatur til bruk ved målinger av både flytende og gassformig petroleum og dets produkter skal være 101.325 kPa* og 15°C, med unntak for flytende hydrokarboner som har et damptrykk større enn det atmosfæriske ved 15°C. I dette tilfelle skal standardtrykket være likevektstrykket ved 15°C.

9.3 Lete- og avgrensingsboring på norsk kontinentalsokkel

Siden leteaktiviteten etter petroleum startet i 1966 i norsk sektor av Nordsjøen, er i alt 447 undersøkelses- og avgrensingsborehull blitt påbegynt pr 31.12.84.

Informasjoner fra disse borehullene er satt opp i tabeller for å belyse enkelte sider ved aktiviteten.

328 av disse er undersøkelseshull og 119 er avgrensingshull. Av disse er 420 avsluttet pr samme dato. 15 hull er suspendert av forskjellige grunner*, og 12 er under boring. Hullene er boret av 17 forskjellige operatørselskaper. 47 borehull ble påbegynt i 1984, 35 undersøkelseshull og 12 avgrensingshull. Disse ble boret av 10 operatørselskaper hvorav 3 var norske. De norske selskapene boret 33 hull (63,8 %). I 1984 ble dessuten 6 suspenderte borehull re-entered for videre operasjoner (testing, videre boring, plugging). 5 av disse ble avsluttet og ett ble videre suspendert. 14 av hullene påbegynt i 1984 ble boret i nord, 7 på Tromsøflaket, 1 på Trænabanken og 5 på Haltenbanken. Det ble i alt boret i 34 blokker. 21 i sør og 13 i nord.

Det er tilsammen boret 1 416 053 m i de borehull som inngår, derav 149 034 m boret i 1984. Gjennomsnittsdypde for de 47 borehull som ble påbegynt i 1984 var 3 116 m og gjennomsnitt vanddyp var 213 m.

Til boringen på sokkelen er det benyttet 57 forskjellige borefartøyer, 5 under 2 forskjellige navn. Av disse er 40 av typen halvt nedsenkbare, 11 oppjekkbar, 4 boreskip og 2 faste installasjoner.

* 101.325 kPa = 1.013.25 bar = 1013.25 mbar = 1 atm

* Noen grunner for suspendering er senere testing, mulig komplettering som produksjonsbrønn samt videre boring eller senere plugging.

I 1984 har 16 borefartøyer vært i aktivitet på norsk sokkel. I løpet av 1984 har 4 nye borefartøyer startet boring på norsk sokkel. 2 er av typen halvt nedsenkbare: «Vildkat» og «Zapata Ugland». Ett av typen oppjekkbar: «Glomar Moray Firth I» og ett boreskip: «Pelerin». Det dypeste borehull i norsk del av Nord-

sjøen er 30/4-1 med British Petroleum som operatør. Boringen ble påbegynt i november 1978 og avsluttet i mars 1979 på 5 430 m dyp.

Det største vanddyt det er boret hittil er 388 m. Borehullet var 34/2-3 som ble boret i 1981 med Amoco som operatør.

TAB 9.3.a
Månedlig aktivitet på norsk sokkel 1984

		Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des		
Boret v/årsskiftet	1983/84													10 hull	
Startet	1984	2	1	5	5	5	5	2	4	7	3	6	2	47 hull	
Re-entries	1984			3			1	1		1				6 hull	
Under arbeid	1984														63 hull
Avsluttet	1984	1	3	6	6	3	3	4	7	6	7	4	1	51 hull	
Suspendert	1984													0 hull	
Forlatt	1984														51 hull
Boret v/årsskiftet	1984/85														12 hull
Borefartøydøgn: utenlandske		31	24			4	35	55	25	48	88	60	62	432	10,2%
Borefartøydøgn: norske		301	276	311	323	342	340	400	351	316	301	259	3803		89,8%
Borefartøydøgn: Totalt		332	300	311	323	346	375	455	376	364	389	319	345	4235	100%

TAB. 9.3.b
Borefartøydøgn på norsk sokkel 1984 fordelt på borefartøyer

Borefartøy	1. kvartal	2. kvartal	3. kvartal	4. kvartal	Totalt i året
Borgny Dolphin	84	88	90	90	352
Byford Dolphin	91	46	87		224
Cod Plattform				8	8
Døpsea Bergen	90	91	87	91	359
Dyvi Alpha	15	91	43		149
Dyvi Delta	83	91	91	48	313
Glomar Moray Firth I		34	49	92	175
Neddrill Trigon	55			92	147
Nortrym	91	88	89	83	351
Le Pelerin		13	32		45
Ross Isle	91	88	92	92	363
Treasure Saga	91	87	91	90	359
Treasure Scout	82	90	92	73	337
Treasure Seeker	83	90	90	90	353
Vildkat		53	89	92	234
West Vanguard	87	90	92	86	355
Zapata Ugland		4	79	26	109
	943	1044	1193	1053	4233

TAB 9.3.c
Borefartøydøgn pr. kvartal 1966-1984

Årstall	1. kvartal	2. kvartal	3. kvartal	4. kvartal	Totalt pr. år
1966			74	85	159
1967	90	91	168	191	540
1968	144	334	286	244	1 008
1969	211	224	268	114	817
1970	64	167	424	286	941
1971	179	180	286	198	843
1972	172	363	560	372	1 467
1973	142	205	309	461	1 117
1974	490	462	339	367	1 658
1975	267	468	523	411	1 669
1976	646	451	536	323	1 956
1977	225	296	532	564	1 617
1978	371	436	474	342	1 623
1979	464	548	653	757	2 422
1980	936	892	1 022	1 027	3 877
1981	1 030	933	1 000	1 068	4 131
1982	1 081	1 192	1 075	1 028	4 376
1983	1 084	920	944	952	3 900
1984	943	1 044	1 193	1 053	4 233
	8 539	9 206	10 666	9 843	38 354

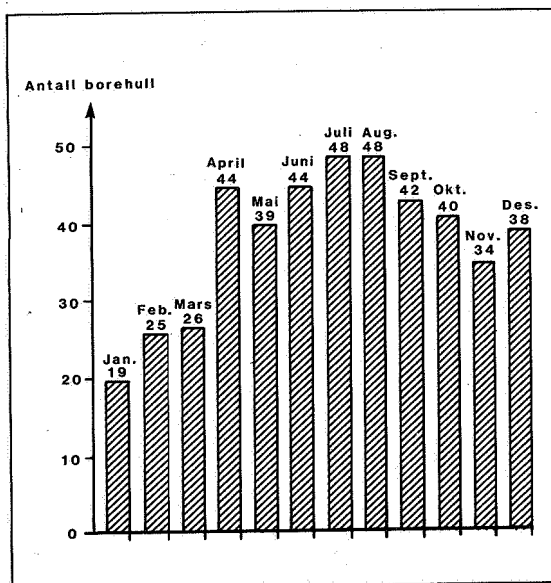
TAB 9.3.d
Borehull fordelt på operatørselskaper

Statoil	91	borehull
Norsk Hydro	58	«
Phillips	52	«
Esso	46	«
Elf	40	«
Amoco	32	«
Shell	35	«
Saga	30	«
Mobil	18	«
BP	16	«
Conoco	15	«
Gulf	6	«
Murphy	4	«
Texaco	1	«
Agip	1	«
Syracuse	1	«
Union	1	«
447		borehull

TAB 9.3.e
Borehull påbegynt 1984

Statoil	15	borehull
Norsk Hydro	10	«
Shell	7	«
Saga	6	«
Elf	2	«
Esso	2	«
BP	2	«
Conoco	1	«
Mobil	1	«
Gulf	1	«
47		borehull

Fig. 9.3.a
Sesongsvingninger i aktiviteten 1966–1984



TAB 9.3.f
Gjennomsnitt vanddypp og boredyp

År	Gjennomsnitt vanddypp (m)	Gjennomsnitt totaldypp (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	3 712
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
1980	176	3 115
1981	181	3 235
1982	162	3 314
1983	201	3 155
1984	213	3 116

TAB 9.3.g
Borefartøy som har vært i aktivitet på norsk kontinental-sokkel

Borefartøy	Antall		Type
	Borehull	Borefartøy	
Aladdin	1	Halvt nedsenkbar	
Chris Chenery	2	«	
Borgny Dolphin (før Fernstar)	21	«	
Borgsten Dolphin (før Haakon Magnus)	6	«	
Byford Dolphin (før Deepsea Driller)	10	«	
Cod Plattform	1	Fast installasjon	
Deepsea Bergen	8	Halvt nedsenkbar	
Deepsea Driller (nå Byford Dolphin)	8	«	
Deepsea Saga	17	«	
Drillmaster	6	«	
Drillship	1	Boreskip	
Dyvi Alpha	17	Halvt nedsenkbar	
Dyvi Beta	7	Oppjekkbar	
Dyvi Gamma	1	«	
Dyvi Delta	9	Halvt nedsenkbar	
Ekofisk B	1	Fast installasjon	
Endeavour	2	Oppjekkbar	
Fernstar (nå Borgny Dolphin)	3	Halvt nedsenkbar	
Haakon Magnus (nå Borgsten Dolphin)	2	«	
Gulftide	3	Oppjekkbar	
Glomar Biscay II (før Norskald)	12	Halvt nedsenkbar	
Glomar Grand Isle	11	Boreskip	
Glomar Moray Firth I	2	Oppjekkbar	
Maersk Explorer	7	«	
Neddrill Trigon	2	«	
Neptune 7 (før Pentagone 81)	12	Halvt nedsenkbar	
Nordraug	10	«	
Norjarl	3	«	
Norskald (nå Glomar Biscay II)	26	«	
Nortrym	21	«	
Ocean Tide	5	Oppjekkbar	
Ocean Traveler	9	Halvt nedsenkbar	
Ocean Victory	1	«	
Ocean Viking	29	«	

Fortsetter neste side

Borefartøy	Antall Borehull	Type Borefartøy
Ocean Voyager	2	«
Odin Drill	3	«
Orion	7	Oppjekkbar
Pelerin	1	Boreskip
Pentagone 81 (nå Neptune 7)	1	Halvt nedsenkbar
Pentagone 84	3	«
Polyglomar Driller	11	«
Ross Isle	6	«
Ross Rig	28	«
Saipem II	1	Boreskip
Sedco H	2	Halvt nedsenkbar
Sedco 135 F	2	«
Sedco 135 G	1	«
Sedco 703	3	«
Sedco 704	3	«
Sedco 707	6	«
Sednth I	3	«
Transworld Rig 61	2	Halvt nedsenkbar
Treasure Saga	10	«
Treasure Scout	11	«
Treasure Seeker	24	«
Vildkat	3	«
Waage Drill	2	«
West Vanguard	10	«
West Venture	5	«
Zapata Explorer	13	Oppjekkbar
Zapata Nordic	5	«
Zapata Ugland	3	Halvt nedsenkbar
	447	

4 nye borefartøyer er satt inn i aktiviteten i 1984:

Glomar Moray Firth I	Oppjekkbar
Pelerin	Boreskip
Vildkat	Halvt nedsenkbar
Zapata Ugland	Halvt nedsenkbar

TAB 9.4.a
Produksjon i millioner tonn oljeekvivalenter

1984	Olje	Gass	Sum
Ekofisk-området	11 643	12 047	23 690
Statfjord	18 598	0	18 598
Frigg-området	0	13 652	13 652
Valhall	2 362	513	2 875
Murchison	2 351	81	2 432
Sum 1984	34 954	26 292	61 246
Sum 1983	30 565	24 455	55 019

Tallene viser norsk andel av Statfjord, Frigg, og Murchison 84,09322 %, 60,82 % og 45,06 %.

I tallene for produsert olje er NGL inkludert.

Tallene for gass på Ekofisk-området, Murchison og Valhall angir solgte mengder.

I tallene for gass på Frigg-området er kondensat inkludert.

9.4 Produksjon av olje og gass 1984

Produksjonen av olje og gass på norsk sokkel var i 1984 61,2 x 10⁶t.o.e. Produksjonen i 1983 var 55,0 x 10⁶t.o.e. I tab 9.4.a og fig 9.4.a og 9.4.b er produksjonen på norsk sokkel nærmere framstilt.

Fig. 9.4.a
Olje- og gassproduksjon på norsk sokkel fra 1971–1984

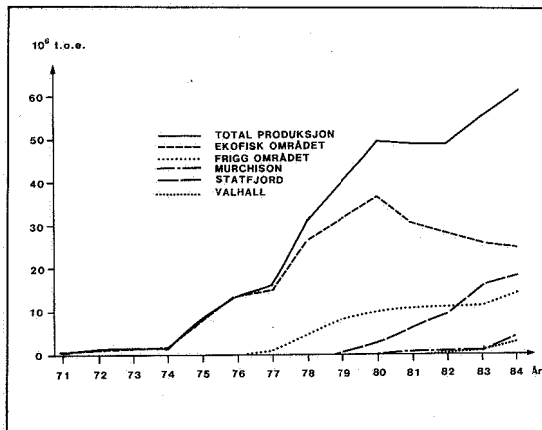
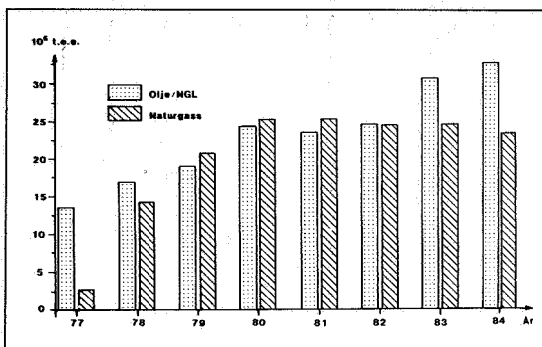


Fig. 9.4.b
Olje- og gassproduksjon på norsk kontinentalsokkel fra 1977–1984



TAB 9.4.b
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Ekofisk-området

1984	Olje prod inkl NGL 1 000 Sm ³	Gass prod Mill Sm ³	Gassinj Mill Sm ³	Gass brent Mill Sm ³	Gass brensel Mill Sm ³	Stabil olje Teesside 1 000 Sm ³	NGL Teesside Tonn	Gass solgt Emden Mill Sm ³
Jan	1 340	1 257	91	3	69	1 241	103 776	1 119
Feb	1 262	1 194	14	3	61	1 439	102 989	1 147
Mar	1 344	1 324	16	4	64	1 417	108 989	1 281
Apr	1 264	1 227	75	3	61	1 230	102 303	1 100
Mai	1 277	1 201	63	4	63	1 349	108 575	1 109
Jun	1 193	1 111	52	3	62	1 272	100 662	1 038
Jul	1 217	1 132	177	8	64	1 331	94 349	935
Aug	933	817	130	5	45	1 022	67 733	632
Sep	1 285	1 163	182	2	63	1 373	97 726	951
Okt	1 325	1 234	127	2	64	1 368	106 028	1 077
Nov	1 290	1 209	102	1	64	1 351	102 444	1 070
Des	1 304	1 213	93	1	67	1 400	107 180	1 101
Årssum ...	15 035	14 081	1 120	37	747	15 794	1 202 663	12 560

Stabilisert olje og NGL, Teesside inneholder også olje fra Valhall. Dette gjelder også for gass solgt i Emden.

TAB 9.4.c
Månedlig gass- og kondensatproduksjon fra Frigg-området

1984	Gass prod Mill Sm ³	Kondensat produsert Sm ³	Gass inj Mill Sm ³	Gass brent Mill Sm ³	Gass brensel Mill Sm ³	Gass solgt St Fergus Mill Sm ³	Kondensat St Fergus Sm ³	Kondensat Tonn/Sm ³
Jan	1 362	1 008	0	0	3	1 475	4 823	0,8 357
Feb	1 287	1 085	0	0	3	1 381	4 608	0,8 353
Mar	1 373	1 352	0	0	3	1 456	5 536	0,8 350
Apr	1 216	1 335	0	0	2	1 243	4 520	0,8 357
Mai	1 087	1 489	0	0	2	1 102	5 153	0,8 334
Jun	861	1 187	0	0	2	934	4 853	0,8 338
Jul	619	833	0	0	3	669	1 002	0,8 331
Aug	693	1 431	0	0	1	710	2 193	0,8 296
Sep	790	1 655	0	0	1	771	9 768	0,8 266
Okt	1 196	2 853	0	0	2	1 119	7 242	0,8 259
Nov	1 389	2 646	0	0	2	1 317	6 446	0,8 277
Des	1 495	2 703	0	0	2	1 421	7 095	0,8 272
Årssum ...	13 369	19 575	0	0	26	13 599	63 240	

Tallene er norsk andel av Frigg 60,82%, NØ-Frigg og Odin 100%.

TAB 9.4.d
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Murchison

1984	Olje prod stabil olje 1 000 Sm ³	Gass prod Mill Sm ³	Gass inj Mill Sm ³	Gass brent Mill Sm ³	Gass brensel Mill Sm ³	Stabil olje Sullom Voe 1 000 Sm ³	Gass solgt St Fergus Mill Sm ³
Jan	261	21	1	3	2	258	8
Feb	247	20	0	2	2	245	9
Mar	217	18	0	2	2	212	10
Apr	246	19	1	3	2	243	8
Mai	251	15	0	2	2	248	8
Jun	192	10	0	1	1	190	5
Jul	243	13	1	1	1	241	5
Aug	256	14	0	1	1	256	7
Sep	184	10	0	2	1	184	4
Okt	250	13	0	1	1	249	6
Nov	235	13	1	2	1	234	5
Des	253	14	0	2	1	255	6
Årssum	2 836	179	4	22	18	2 813	81

Tallene er norsk andel av Murchison:
 Olje: 45,06%
 Gass: Jan-april 35,06%
 Mai 27,06%
 Juni-des 25,06%

TAB 9.4.e

Månedlig olje- og gassproduksjon fra Statfjord

1984	Olje prod stabil olje 1 000 Sm ³	Gass prod Mill Sm ³	Gass inj Mill Sm ³	Gass brent Mill Sm ³	Gass brensel Mill Sm ³
Jan	1 888	331	298	13	19
Feb	1 498	264	237	11	16
Mar	1 575	296	264	16	16
Apr	1 728	320	278	24	18
Mai	1 862	332	291	19	21
Jun	1 794	321	287	14	20
Jul	1 670	301	271	13	17
Aug	2 133	383	351	9	23
Sep	1 927	356	312	22	22
Okt	2 142	409	370	14	25
Nov	2 046	398	360	15	23
Des	2 173	421	385	11	25
Årssum	22 437	4 131	3 705	181	246

Tallene er norsk andel av Statfjord: 84,09322%

TAB 9.4.f

Månedlig olje- og gassproduksjon allokert til Valhall

1984	Olje prod inkl NGL 1 000 Sm ³	Gass prod Mill Sm ³	Gass inj Mill Sm ³	Gass brent Mill Sm ³	Gass brensel Mill Sm ³	Stabil olje Teesside 1 000 Sm ³	NGL Teesside 1 000 tonn	Gass solgt Emden Mill Sm ³
Jan	219	46	0	2	7	205	8	36
Feb	240	51	0	2	6	225	9	41
Mar	279	59	0	3	7	261	10	48
Apr	163	35	0	2	4	148	6	27
Mai	280	59	0	2	7	259	12	48
Jun	273	57	0	2	7	254	11	47
Jul	291	61	0	1	7	274	10	51
Aug	220	39	0	9	5	204	8	29
Sep	279	58	0	4	7	259	11	45
Okt	243	50	0	1	7	225	10	41
Nov	261	54	0	2	7	245	10	43
Des	295	61	0	1	8	277	11	50
Årssum	3 049	635	0	37	85	2 843	122	512

9.5 Publikasjoner utgitt av Oljedirektoratet i 1984

Forskrifter

- Forskriftssamlingen «Kontinentalsokkelen». En ajourført samling med de forskrifter og retningslinjer som er fastsatt av Oljedirektoratet eller av andre kontrollinstitusjoner. Ajour pr 1.1.84.
- Forskrift for fiskal kvantumsmåling av olje som produseres fra indre norske farvann, norsk sjøterritorium og den del av kontinentalsokkelen som er undergitt norsk statshøyhet. Fastsatt av Oljedirektoratet 2.4.84.
- Forskrift for fiskal kvantumsmåling av gass som produseres fra indre norske farvann, norsk sjøterritorium og den del av kontinentalsokkelen som er undergitt norsk statshøyhet. Fastsatt av Oljedirektoratet 2.4.84.

Forskningsrapporter

- Kjemikalier i petroleumsvirksomheten - produktopport.
- Kjemikalier i petroleumsvirksomheten - stoffrapport.

- Mutagen aktivitet i boreslam - innledende studier.

- Petroleumsforskning 1984. Forskningsprosjekter fra den britisk-norske databasen INFOIL 2. Norsk tekst.
- Offshore R & D projects 1984. Forskningsprosjekter fra den britisk-norske databasen INFOIL 2. Engelsk tekst.

Geologiske publikasjoner

- Well Data Summary Sheets, Vol 8. Borehull fullført 1977.

Andre publikasjoner

- Oljedirektoratets årsberetning 1983
- NPD Annual report 1983
- Perspektivanalysen - 1983
- Petroleum outlook - 1983
- Kart over den norske kontinentalsokkel
- Liste over publikasjoner utgitt av Oljedirektoratet
- Oversikt over 16 mm film og videokassetter til utlån i Oljedirektoratet
- Sikkerhetsmeldinger utgitt fra Oljedirektoratet (norsk og engelsk utgave)

- NPD - Bulletin 3. A Revised Triassic and Jurassic Lithostratigraphic Nomenclature for the Norwegian North Sea.
- NPD - Contribution No 14. Structural Highs and Basins in the Western Barent Sea.
- NPD - Contribution No 15. Arctic Experiences.
- NPD - Contribution No 16. Interpretation and Modelling of Seismic Data from the Barent Sea.
- NPD - Contribution No 17. Acoustic Modelling of the Seafloor.
- NPD-Contribution No 18. Ressursgrunnlaget.
- NPD-Contribution No 19. The Role of Northern Areas - Petroleum Developments - as Seen from the West. Resource Aspects.
- NPD-Contribution No 20. Jan Mayen-ryggens geologi.
- NPD-Contribution No 21. The Norwegian Continental Shelf Discoveries and Related Research Challenges.

9.6. Organisasjonstablå pr. 31.12.84

OLJEDIREKTORATETS HOVEDLEDELSE

