

Oljedirektoratet

ÅRSBERETNING 1985



Oljedirektoratet

ÅRSBERETNING 1985

«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».

– Rettighetshavere	51	– Gasstransport, Statpipe	63
– Produksjonsanlegg	51	– Kårstø	65
– Transport	51	2.3.9 Murchison	65
– Utnyttelse av forekomstene	51	– Rettighetshavere	65
– Målesystem - Frigg	52	– Produksjonsanlegg	65
– Målesystem - Alwyn	52	– Utnyttelse av forekomstene	65
– Kostnader	52	– Brenning av gass	66
– Sikkerhet, beredskap og arbeidsmiljø	53	– Målesystem	66
2.3.5.2 Ø-Frigg	53	– Kostnader	66
– Rettighetshavere	53	2.4 Petroleumsressurser	67
– Produksjonsanlegg	53	2.4.1 Ressursregnskap	67
– Målesystem	53	2.4.2 Reservegrunnlaget for besluttede felt	67
– Kostnader	53	2.4.3 Øvrige ressurser sør for Stad	68
2.3.5.3 NØ-Frigg	53	2.4.4 Funn nord for Stad	68
– Rettighetshavere	53	2.4.5 Oppdateringer av ressursanslag fra forrige årsberetning	68
– Produksjonsanlegg	53	2.4.6 Ressurspotensialet sør for Stad	70
– Utnyttelse av forekomstene	54		
– Målesystem	55	3 GJENNOMFØRING AV PETROLEUMSLOVEN OG ARBEIDET MED REFORMER I TILSYNET MED PETROLEUMSVIRKSOMHETEN ..	71
– Kostnader	55	3.1 Innledning	71
– Sikkerhet, beredskap og arbeidsmiljø	55	3.2 Ordningen av tilsynet med sikkerheten i petroleumsvirksomheten	72
2.3.5.4 Odin	55	3.3 Innføring av adgang til krav til internkontrollsystem innenfor ressursforvaltning	73
– Rettighetshavere	55	3.4 Tilsynet med boretekniske installasjoner og utstyr på flyttbare boreplattformer som er registrert eller skal registreres i norsk skipsregister ..	73
– Produksjonsanlegg	55	3.5 Oljedirektoratets regelverksarbeid under petroleumsloven mv	74
– Utnyttelse av reservene	55		
– Målesystem	56	4 TILSYNET MED SIKKERHET, BEREDSKAP OG ARBEIDSMILJØ I PETROLEUMSVIRKSOMHETEN ..	75
– Kostnader	56	4.1 Innledning	75
– Sikkerhet, beredskap og arbeidsmiljø	56	4.2 Forskrifter og retningslinjer/ Regelverksarbeid	75
2.3.6 Oseberg	56	4.3 Dykking	75
– Rettighetshavere	56	4.4 Beredskap	76
– Felthistorie	56	4.4.1 Følger av «Alexander L Kielland»-ulykken	76
– Utbyggingssløsning	56	4.4.2 Oversikt over disponible beredskapsressurser	76
– Transportsystemer	56	4.4.3 Beredskapsoppgaver for feltbaserte helikoptere	76
– Produksjonsboring – Reserver – Produksjon	57	4.4.4 Endringer i hjelpefartøy-rutinene	76
– Målesystem	57	4.4.5 Grunnleggende sikkerhets-/beredskapsopplæring	76
– Kostnader	57	4.4.6 Forsøpling og forurensing fra petroleumsvirksomheten	76
– Sikkerhet, beredskap og arbeidsmiljø	57	4.4.7 Nytt utstyr for hjelpefartøyer	77
– Oseberg transportsystem	58	4.5 Bolig og kontor	77
2.3.7 Gullfaks	58	4.5.1 Boligkvarter	77
– Rettighetshavere	58	4.5.2 Kontorsituasjonen	77
– Produksjonsanlegg	59	4.6 Det organiserte verne- og miljøarbeid ..	77
– Utnyttelse av forekomstene	59		
– Målesystem	59		
– Kostnader	59		
– Sikkerhet, beredskap og arbeidsmiljø	59		
Gullfaks fase II	60		
2.3.8 Statfjord-feltet	60		
– Rettighetshavere	60		
– Produksjonsanlegg	60		
– Utnyttelse av forekomstene	62		
– Brenning av gass i Statfjord-området	62		
– Målesystem	63		
– Kostnader	63		
– Sikkerhet, beredskap og arbeidsmiljø	63		

4.6.1	Innledning	77	5.4	Arealavgift på områder med utvinningstillatelser	96
4.6.2	Handlingsprogram for verne- og miljøarbeidet	77	5.5	Salg av petroleum fra norsk kontinentalsokkel	97
4.6.3	Forpleiningsansattes arbeidsmiljø	78	5.5.1	Råolje	97
4.6.4	Produktkontroll	78	5.5.1.1	Utvikling av oljeforbruket	97
4.6.5	Førstehjelpshåndbok	78	5.5.1.2	Tilbud av råolje	97
4.6.6	Belysning	78	5.5.1.3	Salg av råolje fra norsk kontinentalsokkel	97
4.7	Undervannsutstyr	78	5.5.2	Gass	98
4.7.1	Undervannsproduksjonssystemer	78	5.5.2.1	Markedet for gass	98
4.7.2	Undervannsbarrierer	78	5.5.2.2	Salg av gass i 1985	98
4.8	Flytende produksjonsinnretninger	78	6	SPEIELLE UTREDNINGER OG PROSJEKTER	100
4.9	Elektrisk utstyr	78	6.1	Divisjon for ressursforvaltning	100
4.10	Aktiviteter innen boring	79	6.1.1	Avdeling for ressurskartlegging	100
4.10.1	Systemrevisjoner	79	6.1.2	Avdeling for ressursdisponering	101
4.10.2	Arbeid med tildeling av utvinningstillatelser	79	6.1.3	Avdeling for ressursøkonomi	102
4.10.3	Grunne boringer	79	6.2	Divisjon for sikkerhetskontroll	103
4.10.4	Vinterboring	79	6.3	Juridisk avdeling	103
4.10.5	Aktiviteten på Svalbard	81	6.4	Administrasjonsavdelingen	103
4.10.6	Sementering	81	7	INTERNASJONALT SAMARBEID ..	104
4.11	Bærende konstruksjoner og rørledninger	81	7.1	Bistand til fremmede stater	104
4.11.1	Fullskalamåling av konstruksjoner ..	81	7.2	EDTC – European Diving Technology Committee	105
4.11.2	Forskriftsarbeid	82	7.3	AODC – Association of Diving Contractors	105
4.11.3	Oppfølging av arbeidet med bærende konstruksjoner	82	7.4	CIRIA/UEG	105
4.11.4	Konstruksjonsstål	82	7.5	Regelverksamarbeid med CCOP/ASCOPE/NECOR	105
4.11.5	Internkontroll	83	7.6	Welding Institute	105
4.11.6	Rørledninger	83	7.7	Den internasjonale standardiseringsorganisasjon ISO	105
4.12	Innsamling av miljødata	83	8	STATISTIKKER OG OVERSIKTER ..	106
4.12.1	Måling av miljødata i Nordsjøen	83	8.1	Målenheter	106
4.12.2	Innsamling av miljødata i Barentshavet – forskningsfartøyet M/S «Endre Dyrøy»	83	8.2	Standard referansebetingelser	107
4.13	Brannskader 1985	84	8.3	Lete- og avgrensingsboring på norsk kontinentalsokkel	107
4.14	Arbeidsulykker	84	8.4	Produksjonsboring på norsk kontinentalsokkel	111
5	PETROLEUMSØKONOMI	92	8.5	Produksjon av olje og gass 1985	113
5.1	Leteboring, vare- og tjenesteleveranser ..	92	8.6	Publikasjoner utgitt av Oljedirektoratet i 1985	116
5.2	Kostnader forbundet med aktiviteten på norsk kontinentalsokkel	92	8.7	Organisasjonstablå	117
5.3	Produksjonsavgift	93			
5.3.1	Total produksjonsavgift	94			
5.3.2	Produksjonsavgift olje	94			
5.3.3	Produksjonsavgift gass	95			
5.3.4	Produksjonsavgift NGL	96			
5.3.5	Kontroll av produksjonsavgift	96			

Styrets beretning

Det har vært en svak økning i boreaktiviteten i forhold til 1984 og med 50 borehull er rekordnivået fra 1982 passert. På grunn av de større funnene som ble gjort i Haltenbank-området i løpet av 1984, har boreaktiviteten nord for Stad økt kraftig med i alt 23 påbegynte brønner i 1985. 16 av disse er boret på Haltenbanken.

På Haltenbanken har Statoil og Conoco gjort nye funn på henholdsvis blokk 6506/12 (gass/kondensat) og 6507/7 (gass/olje). På Tromsøflaket er det ikke gjort noen betydelige nye funn, men resultatene fra Lopparyggen er interessante med henblikk på videre leting.

Boreaktiviteten i Nordsjøen har vært konsentrert om Oseberg-, Snorre-, Troll- og Gullfaks-feltene med tilknyttede områder. Statoil har gjort et nytt betydelig funn syd i blokk 34/10.

Det har vært en betydelig aktivitetsøkning på Svalbard i 1985 sammenlignet med tidligere år. Den økende interessen for Svalbard skyldes først og fremst at utforskningsaktiviteten på norsk kontinentalsokkel beveger seg stadig lenger nordover. Det vil være av største verdi for de selskaper som planlegger å delta i utforskningen av Barentshavet at de kjenner til Svalbards geologi, og dette har resultert i et betydelig økt engasjement på Svalbard.

I alt har 14 større og mindre selskaper hatt petroleumsrelatert aktivitet av ulike karakter, hovedsaklig seismisk og geologisk datainnsamling på Svalbard i 1985, men kun ett selskap, det russiske Trust Arktikugol, har i 1985 foretatt boring etter olje og gass.

Oljedirektoratet har i samarbeid med Olje- og energidepartementet utarbeidet en 5-års plan for de seismiske undersøkelsene. Denne 5 års-planen som gjelder fra 1985, legger opp til en gradvis og systematisk utvidelse av leteområdene i nord.

De seismiske undersøkelsene i 1985 ble utført under til dels meget gunstige værforhold og totalt ble det samlet inn 22 205 km seismikk på den norske kontinentalsokkelen, samt 4 236 km seismikk på Jan Mayen-ryggen i forbindelse med en avtale mellom Norge og Island.

I forbindelse med oppdatering av 5-års planen og anbefaling av nye områder for letevirksomhet med tanke på tildeling av utvinningstillatelser, har Oljedirektoratet siden 1984 hatt årlige møter med de enkelte oljeselskapene som er aktive på sok-

kelen. Oljedirektoratet anser det som meget nyttig å få direkte synspunkter fra hvert selskap i forbindelse med en totalvurdering av letevirksomheten.

Oljedirektoratet har også i år hatt en betydelig økning i salget av seismikk. I 1985 fikk staten ca 377 mill kroner i inntekter fra dette salget mot 301 mill kroner i 1984 og 50 mill kroner i 1983.

10. tildelingsrunde ble utlyst av Olje- og energidepartementet den 4.2.85. Denne tildelingsrunden var delt i 2 faser; fase A besto av 9 blokker/deler av blokker i Nordsjøen, deriblant blokk 34/8; fase B besto av 30 blokker innenfor Nordland II. I tillegg ble tidligere utlyste, men ikke-tildelte blokker i Trøndelag I (Haltenbanken) utlyst.

Søknadsfristen for 10. tildelingsrunde, fase A var 10.5.85, og 22 selskaper leverte søknader. Blokk 34/8 var klart den mest omsøkte blokken, med 21 søkere.

Tildeling av 10. tildelingsrunde, fase A skjedde 23.8.85. Av de 9 utlyste blokkene ble 8 blokker/deler av blokker tildelt.

Søknadsfristen for fase B var 16.8.85, og 20 selskaper søkte. Søknadene fordelte seg på 24 blokker, derav 2 blokker innenfor Trøndelag I. Tildeling av blokker i fase B av 10. tildelingsrunde ble foretatt 28.2.86.

Oljedirektoratets ressursanslag for norsk kontinentalsokkel er i løpet av 1985 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 349 millioner Sm³, mens gassressursene er økt med 160 milliarder Sm³. Oljedirektoratets nåværende anslag for påviste teknisk utvinnbare ressurser er 4,65 milliarder tonn oljeekvivalenter (t.o.e.), hvorav 0,43 milliarder t.o.e. er produsert.

Lov om petroleumsvirksomheten med forskrifter trådte i kraft 1.7.85. Ved ikrafttredelsen ble Oljedirektoratet tilført en betydelig økning i arbeidsoppgaver og ansvar innenfor tilsynet med sikkerhet og beredskap i petroleumsvirksomheten. Styret har med tilfredshet merket seg at det ved lovbehandlingen ble understreket behovet for samordnet styring og myndighetsansvar for håndhevelse og forvaltning av tilsynet med sikkerheten.

Direktoratet forvalter dette tilsynsansvar med mulighet til å nytte andre myndigheter med særskilt kompetanse gjennom avtaler med etatene. Loven med den reviderte kontrollordning legger

derfor til rette for gjennomføring av samlede sikkerhetsmessige totalvurderinger i virksomheten.

Styret ser med fortsatt bekymring på at ikraft-tredelsen av loven, som la opp til en klar ansvarsfordeling, likevel ikke har skapt den nødvendige ro omkring petroleumslovens og sjøfartslovgivningens anvendelse for flyttbare innretninger.

For å få etablert et mer enhetlig, formalisert system for å samordne verne- og miljøarbeidet på produksjonsfeltene i Nordsjøen, påla Oljedirektoratet de involverte rettighetshavere i 1985 å presentere en samlet plan for hvordan dette samordningsansvaret skal ivaretas. Det viste seg at operatørselskapene var innstilt på å gjennomføre visse endringer for å imøtekomme tilsynsmyndighetenes forventninger til et godt vernesamarbeid.

Den utstrakte bruk av kontraktører innen virksomheten skaper en situasjon hvor store personellgrupper vil forflyttes mellom de ulike felt over relativt kort tid. Dette forhold vil forsterke behovet for etablering av enhetlige, overordnede modeller for vernesamarbeidet på norsk sokkel. Likeledes vil slike felles løsninger bidra til å etablere en mer ensartet praksis for den forvaltningsmessige kontroll som utøves av tilsynsmyndigheten.

På denne bakgrunn anmodet Oljedirektoratet i november 1985 rettighetshavere med operatøransvar på produksjonsfeltene på norsk sokkel om å etablere slike koordinerende arbeidsmiljøutvalg som reflekterer operatørs samordningsansvar, og arbeidsmiljølovens intensjoner om medinnflytelse og medansvar for alle personellgrupper i virksomheten.

På Haltenbanken, blokk 6407/6-2, oppsto det 6.10.85 en ukontrollert gassutblåsning på borefartøyet «West Vanguard», som boret en letebrønn for Statoil. Gassen ble antent og førte til eksplosjon med etterfølgende brann. Av de 80 personene som var om bord, omkom 1. Oljedirektoratet har nedsatt en egen gruppe som skal klarlegge hendelsesforløp og årsaksforhold, samt vurdere eventuelle tiltak som følge av ulykken.

Den 22.11.85 oppstod en ukontrollert grunn gass utblåsning på 34/10-A-2H med borefartøyet «Deepsea Bergen». Begynnende gasslekkasje ble tidlig observert med undervannskameraer, og borefartøyet ble trukket vekk i sikker avstand fra gassutblåsningen. Situasjonen ble av operatør/leder vurdert til ikke å representere noe særlig risiko for hverken besetning eller innretning, og mannskapet ble følgelig heller ikke evakuert.

Statfjord C-plattformen, som skal drenere den nordlige delen av reservoaret på Statfjord-feltet, startet 26.6.85 produksjon fra tre brønner. Oppstart og den første produksjonsfasen har vært uten problemer.

Driftstillatelse for Statpipe-systemet ble gitt i september av myndighetene. I oktober ble de første mengder tørrgass fra Statfjord levert via

Kårstø til Ekofisk for videre transport i Norpipe-systemet.

For å ha et alternativ til utbyggingen av Sleipner dersom forhandlingene om gassleveransene ikke skulle føre fram, arbeidet Oljedirektoratet allerede fra 1983/84 med framskynding av Gullfaks fase II utbyggingen. Oljedirektoratet holdt seg løpende orientert ved deltakelse i rettighetshavernes møter og var forberedt på en rask behandling av utbyggingsplanene for Gullfaks fase II.

10.2.85 meddelte de britiske myndighetene at Sleipneravtalen ikke kunne godkjennes. Rettighetshaverne for Gullfaks oversendte feltutviklingsplan for fase II til myndighetene 6.2.85. Planen ble behandlet av Oljedirektoratet i løpet av våren 1985. Samtidig gjennomførte Oljedirektoratet en vurdering av hvilke muligheter som var tilstede for å framskynde og samordne utbyggingsprosjekter og således begrense uheldige virkninger på lengre sikt for aktivitetsnivået ved bortfallet av Sleipner-utbyggingen. Studien viste at en framskynding av Gullfaks fase II på kort sikt vil mer enn kompensere for bortfallet av Sleipner mht investeringer. En framskynding av andre aktuelle utbyggingsprosjekter, hovedsakelig oljefelt, er ønskelig for å bidra til et mer jevnt aktivitetsnivå. En framskynding vil dessuten bidra til en jevn økning av produksjonen i 1990-årene. Det vil være behov for nye utbyggingsprosjekter fra midten av 1990-årene.

Stortinget vedtok utbygging av Gullfaks fase II 7.6.85.

Innsynkningen på Ekofisk vil bli et sentralt oljepolitisk spørsmål i 1986. I november 1984 oppdaget man at havbunnen under Ekofisk hadde sunket. Målinger som er utført siden anslår en total innsynkning pr 1.12.85 på ca 3 meter. Innsynkningsraten er fra 1979/80 beregnet til mellom 0,4 og 0,5 meter pr år.

I bestrebelsen for å redusere innsynkningsraten, har operatøren siden august 1985 reinjisert større mengder gass. Salget av gass til kontinentet er av den grunn redusert med ca 25 %.

Innsynkningen kan få store konsekvenser sikkerhetsmessig, ressursmessig såvel som økonomisk, slik at problemene må løses med bidrag fra alle involverte parter.

Styret ser det som meget viktig at det i løpet av våren 1986 finnes en akseptabel løsning på innsynkningsproblemet.

Forhandlingene angående refordeling av Statfjord-feltets ressurser mellom de norske og britiske partnere startet i juni 1985, og er planlagt avsluttet i 1987.

Forhandlingene om refordelingen av Murchison-feltet har pågått i 1985. Forhandlingene er planlagt ferdig i 1986.

I 1985 startet Oljedirektoratet innsamling av miljødata i Barentshavet med tanke på framtidig oljevirkosomhet. Det samles inn data som vil være

av avgjørende betydning for alle faser av oljevirk-somheten, både med tanke på sikkerhet og øko-nomi. I tillegg vil det bli samlet inn data som skal danne grunnlag for deler av de konsekvensana-lyser som i følge petroleumsloven skal utføres, før nye områder åpnes med sikte på tildeling av ut-vinningstillatelser eller iverksettelse av leteboring. Dette prosjektet finansieres i dag ved hjelp av til-skudd fra oljeselskaper som har fått tildelt utvin-ningstillatelser nord for 62° nord. Oljedirektoratet ser det som svært viktig at dette prosjektet sikres kontinuitet, slik at manglende kunnskap om natur-forholdene ikke fører til at en eventuell oppstart av undersøkelsesvirksomhet i disse områdene for-sinkes. Det er derfor viktig at dette prosjektet i framtiden blir finansiert fullt ut med offentlige midler, og dermed ikke blir avhengig av finansiell støtte fra oljeselskapene.

Ved opprydding av havbunnen for statlige mid-ler har man i 1985 benyttet andre metoder enn tidligere, samtidig som man valgte å overlate hele oppdraget til et privat firma med undervannseks-pertise. Erfaringer fra årets ryddeaksjon har vært positive og kan danne mønster for framtidige år.

Oljedirektoratet startet høsten 1985 arbeidet med årets perspektivanalyse som vil være fokusert på samordning.

Det er i løpet av det siste året lagt stor vekt på å vurdere Troll-feltet. En har sett det som særlig viktig å samordne de to Troll-utvinningstillatelse-ne, slik at det kan legges fram en samlet plan som er optimal for hele området. Det antas at en slik samordning av utvinningstillatelsene vil kunne iverksettes relativt snart.

To hovedhensyn må legges til grunn når en bygger ut feltet. En må velge en strategi som mulig-gjør en sikker gassleveranse over en periode, sam-tidig som det oppnås en tilfredsstillende gass- og oljeutvinning. Videre må gassleveransen fra Troll sees som en viktig del av en samlet gasstrategi.

De fire operatørene har lagt ned et omfattende arbeid for å vurdere en rekke forskjellige utbyg-gingsalternativer. Det er ventet at når utbyggings-planen legges fram, vil den inneholde en valgt lø-sning for første fase med flere alternativer for den senere utbygging som er fleksibel nok til å tilpas-ses den overordnede strategi.

Oljedirektoratet har i løpet av 1985 utført over-ordnet planleggingsarbeid på områdenivå for Troms-området, Haltenbanken, Oseberg-området og 34-området (området rundt Statfjord, Gullfaks, Snorre og 34/8).

Studiene viser at samordning av nye feltutbyg-ginger og utnyttelse av eksisterende infrastruktur, kan gi kostnadsbesparelser.

Arbeidet er en del av Oljedirektoratets arbeid med perspektivanalysen og forberedelser på fram-tidig behandling av feltutviklingsplaner i disse om-rådene.

Injeksjon av gass fra et felt til et annet felt er

en problemstilling som er blitt aktualisert den siste tiden. Grunnene til at en ønsker å gjøre dette, er at en da oppnår en større fleksibilitet til å øke ut-vinningen fra norsk sokkel totalt.

For tiden er det særlig to felt hvor overføring av gass er særlig aktuell. I forbindelse med innsyn-king av havbunnen på Ekofisk-feltet må det injise-res gass for å opprettholde trykket i reservoaret. Dette vil også bidra til å øke oljeutvinningen fra Ekofisk. Imidlertid foreligger det salgavtale for gassen fra Ekofisk-feltet slik at overføring av gass fra andre felt er en av flere mulige løsninger.

Et annet eksempel er eventuell overføring av ekstern gass til Oseberg. Oseberg-feltet inneholder ikke selv nok gass til å opprettholde fullt reser-voartrykk. Det reises flere prinsipielle problem-stillinger i forbindelse med overføring av gass fra et felt til et annet, f eks om forholdet mellom ret-tighetshaverne for de forskjellige feltene. Disse problemstillingene arbeides det for tiden aktivt med innen Oljedirektoratet.

Oljedirektoratet har i 1985 fått gjennomført en utredning om alternativ gassanvendelse. Formålet med analysen har vært å kartlegge nye muligheter for gassanvendelse og koble dette til utbyggingssi-tuasjonen på sokkelen. Resultatene viser at det i Skandinavia finnes et markedspotensiale av en slik størrelsesorden at det kan få innvirkning på utbyg-ging av gassfelt, assosierte gassfelt, områdevur-deringer og investeringer i infrastruktur på norsk sokkel. Direktoratet tar sikte på å integrere disse mulighetene i den videre planlegging av sokkel-aktiviteten.

Direktoratet fikk i 1985 tilført flere stillinger enn noen gang tidligere. Det har heller ikke før vært tilsatt så mange nye medarbeidere i løpet av ett år. Antall medarbeidere som slutter har økt noe, men den prosentmessige avgang er omtrent som i 1984. Avgangen har imidlertid vært spesielt merkbar blant høyt kvalifiserte medarbeidere i Di-visor for ressursforvaltning. Styret ser dette som urovekkende.

Oljedirektoratets avdelingskontor i Harstad ble etablert i 1980, men med liten bemanning. For budsjettåret 1985 ble det godkjent opprettet i alt 6 nye stillinger. Den vedtatte oppbygging av avde-lingskontoret kunne derved begynne. Noen av de nye medarbeiderne er allerede tiltrådt, og resten tiltrer sine stillinger i løpet av 1. halvår 1986.

Styret besluttet at det i beretningsperioden ble igangsatt en organisasjonsundersøkelse for å fast-slå om det kunne være behov for administrative og organisatoriske endringer som følge av den nye petroleumslovens iverksettelse fra 1.7.85. Til å stå for arbeidet har direktoratet knyttet til seg et eks-ternt konsulentfirma. Rasjonaliseringsdirektoratet har også vært trukket inn i arbeidet. Undersøkelsen har bl a bestått av en kartlegging av direktora-tets arbeidsoppgaver for derved å kunne komme fram til tiltak for forenkling eller effektivisering

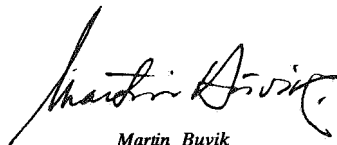
som kan frigjøre ressurser. Ved utgangen av 1985 er en arbeidsgruppe i gang med å vurdere direktoratets organisasjonsstruktur og arbeidsdeling.

Ferdigstillelsen av det nye administrasjonsbygget

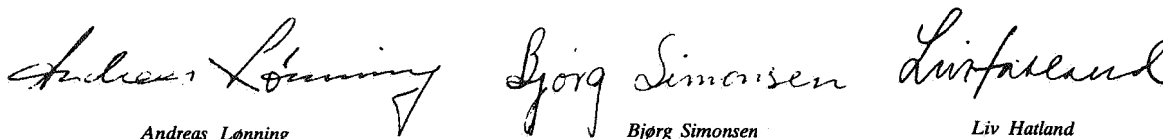
i Stavanger har gått etter de oppsatte planer. Innflytting ble foretatt i januar 1986. Hovedadministrasjonen i Stavanger er dermed for første gang siden 1975 samlet under ett tak.

Stavanger, 26.2.1986

I styret for Oljedirektoratet



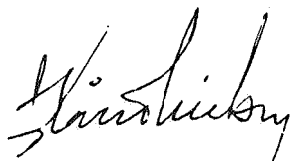
Martin Buvik



Andreas Lønning

Bjørg Simonsen

Liv Hatland



Kåre D. Nielsen



Ole Knapp



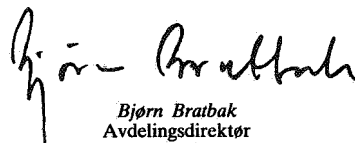
Odd Raustein



Bjørn Kvant



Fredrik Hagemann
Direktør



Bjørn Braubak
Avdelingsdirektør
Styrets sekretær

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 petroleumforekomster på havbunnen eller dens undergrunn, for så vidt sakene ikke skal avgjøres av Kongen, vedkommende departement eller annen offentlig myndighet. Oljedirektoratet utøver denne myndighet i indre norske farvann, norsk sjøterritorium, og i den del av kontinentalsokkelen som er undergitt norsk statshøyhet, samt i andre områder hvor norsk jurisdiksjon følger av overenskomst med fremmed stat eller av folkeretten forøvrig. Oljedirektoratet skal dessuten håndheve sikkerhetsforskrifter o l 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 petroleumforekomster ikke unødige skader eller volder ulempe for annen virksomhet
- d) å føre kontroll med at undersøkelse etter og utnyttelse av petroleumforekomster til enhver tid er i overensstemmelse med de retningslinjer vedkommende departement fastsetter
- e) å samle inn og bearbeide geologisk, geofysisk og teknisk materiale vedrørende undersjøiske naturforekomster, herunder vurdere dette og de muligheter dette gir til hjelp for utformin-

gen av den statlige oljepolitikk og forhandlingsopplegg, samt planlegge og besørge utført petroleumsgesologiske og geofysiske undersøkelser

- f) å føre løpende økonomisk kontroll med undersøkelser etter og utnyttelse av petroleumforekomster
- g) å meddele undersøkelsestillatelser, samt etter anmodning bistå vedkommende departement ved behandlingen av søknader om andre tillatelser, utforming av forskrifter 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 befatning med som ikke faller inn under § 2, a-h, for vedkommende departement
- j) å forberede og forelegge til avgjørelse i vedkommende departement saker av betydning for plante- og dyreliv eller som på annen måte berører viktige naturverninteresser i de områder som er nevnt i § 1, siste setning
- k) å forelegge for vedkommende departement forskrifter og enkeltvedtak vedrørende forsvarlig utnyttelse av petroleumforekomster (conservation)
- l) å være rådgivende organ for departementene i spørsmål vedrørende undersøkelse etter og utnyttelse av undersjøiske naturforekomster.

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

1.2 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 petroleumressurser ved en balansert avveining mellom de naturgitte, sikkerhetsmessige og økonomiske sider ved virksomheten».

1.3 Styret og administrasjon

1.3.1 Styret

Styrets sammensetning i begynnelsen av beretningsperioden var:

- 1 Fylkesmann Martin Buvik, Tromsø (formann)
 - 2 Direktør Andreas Lønning, Oslo
 - 3 Ordfører Bjørg Simonsen, Mo i Rana
 - 4 Personaldirektør Liv Hatland, Oslo
 - 5 Viseadm. direktør Kåre D Nielsen, Oslo
 - 6 Sekretær Ole Knapp, Oslo
 - 7 Spesialrådgiver Øystein Kristiansen, Stavanger
 - 8 Overingeniør Kjell G Dørum, Stavanger
- Dette styrets funksjonstid utløp 31.3.85. Ved kgl res av 12.4.85 ble de ovenfornevnte styremedlemmene 1-6 gjenoppnevnt for en ny to års periode fram til 15.4.87. Som nye styremedlemmer, valgt av og blant de ansatte, ble oppnevnt:
- 7 Spesialrådgiver Odd Raustein, Stavanger
 - 8 Arkivleder Bjørn Kvant, Stavanger

Vararepresentanter:

For 1-4:

- 1 Disponent Per Sævik, Rimøy
- 2 Førstesekretær Astrid Nistad, Gaupne
- 3 Redaktør Marit Greve, Bærum

For 5:

Direktør Halvor Vaage, Stavanger

For 6:

Oljeseekretær Jan Strømme, Oslo

For 7-8:

Overingeniør Kjell G Dørum, Stavanger
Overingeniør Anna Aabø, Stavanger

Styret har i beretningsperioden avholdt 10 møter.

I april var styret på befaringsreise på Svalbard, hvor det ble besøkt Longyearbyen, Sveagruva og Ny-Ålesund. Det hadde møter med ledelsen i Store Norske Kulkompani og besøkte BPs stasjon for seismiske undersøkelser på Paula-breen.

I september besøkte styret BPs hovedadministrasjon i London og BPs forskningslaboratorium i Sunbury.

Styret fikk også en orientering om beredskapssenteret i Aberdeen og besøkte til slutt Sullom Voe-terminalen på Shetland.

1.3.2 Organisasjon

Med virkning fra 1.1.85 ble det opprettet 2 divisjoner samtidig som de tidligere underavdelingene ble omgjort til avdelinger. De nye divisjonene er:

- Divisjon for sikkerhetskontroll
- Divisjon for ressursforvaltning.

Lederne benevnes henholdsvis sikkerhetsdirektør og ressursdirektør.

Den nyopprettede stillingen som informasjonssjef ble besatt fra 2.12.85. Fra samme tidspunkt ble informasjonsmedarbeiderne i Administrasjonsavdelingen overført til informasjonssjefen. Ved årsskiftet besto informasjonskontoret av 4 stillinger. Informasjonssjefen sorterer direkte under direktøren.

Utvidelse av avdelingskontoret i Harstad er omtalt under pkt 1.3.7.

Et statlig FoU-program innen økt oljeutvinning og reservoarteknikk (SPOR) ble igangsatt i 1985 med et sekretariat knyttet til Oljedirektoratet.

Fra 1.7.85 ble det etablert en midlertidig prosjektgruppe for å ivareta oppgaver i forbindelse med iverksettelse av den nye petroleumsløven. Gruppen er sammensatt av medarbeidere fra Divisjon for sikkerhetskontroll og Juridisk avdeling. Gruppen rapporterer direkte til sikkerhetsdirektøren.

Tilsvarende ble det nedsatt en oppfølgingsgruppe for regelverk innen Olje- og energidepartementets myndighetsområde med representanter fra Divisjon for ressursforvaltning og Juridisk avdeling.

For å oppnå en mer hensiktsmessig organisasjonsform ble enkelte av servicefunksjonene i Administrasjonsavdelingen forsøksvis slått sammen til en gruppe. Endringen ble gjort gjeldende fra 8.7.85, og er en prøveordning foreløpig fram til 1.4.86.

I forbindelse med ikrafttredelsen 1. juli 1985 av «Lov om petroleumsvirksomhet» tok direktoratet i februar 1985 initiativ til en analyse av direktoratets aktiviteter for å vurdere administrative og organisatoriske konsekvenser som følge av loven med forskrifters ikrafttredelse.

Analysen som utføres ved hjelp av et konsulentfirma, tok i første fase sikte på å beskrive ressursbruk på oppgaver direktoratet ivaretok før lovens ikrafttredelse. Dette ble avsluttet 20.3.85 med en foreløpig rapport.

Direktoratet fant det nødvendig å videreføre arbeidet for å finne frem til den mest rasjonelle bruk av ressursene, herunder vurderer eventuelle behov for justeringer av organisasjonen som følge av den nye petroleumsløven. Direktoratet tok også overfor Olje- og energidepartementet og Kommunal- og arbeidsdepartementet forbehold om de budsjettforutsetninger som var lagt til grunn for statsbudsjettet 1986, ville kunne endres som følge av petroleumsløvens gjennomføring.

1.3.3 Personell

Det ble på budsjettet for 1985 opprettet 30 nye stillinger, hvorav 6 til avdelingskontoret i Harstad. Ved utgangen av beretningsperioden har direktoratet 319 faste stillingshjemler. I tillegg kommer 3 stillinger lønnet av direktoratet for utviklingshjelp (NORAD). 320 tilsatte er i tjeneste ved utgangen av 1985, jf fig 1.3.3.a. Av medarbeiderne er 35,4 % kvinner. Figur 1.3.3.b viser andel menn/kvinner i de forskjellige stillingsgrupperinger i Oljedirektoratet.

5 arbeidsplasser har vært lønnet over andre etaters budsjett, enten som yrkesvalghemmede eller som arbeidssøkende ungdom. En pensjonert statstilsatt har deler av beretningsperioden arbeidet på pensjonistvilkår. I direktoratet arbeider en av NORADS spesialrådgivere med oljespørsmål i utviklingsland. Arbeidsoppgavene er knyttet til prosjekt i flere land blant annet Tanzania. 2 sivile tjenestepliktige har arbeidet med forskningsdatabasen Infoil 2.

I 1985 har direktoratet tilsatt 43 nye medarbeidere. Av de nytilsatte er 17 tilflyttere. 10 av de nye medarbeiderne kommer fra oljerelatert virksomhet og 8 er nyutdannet.

37 medarbeidere har fratrudd sine stillinger, jf tab 1.3.3.a. og b. Dette utgjør ca 12 % av det totale antall stillingshjemler. Det er bekymringsfullt at avgangen dette året spesielt har skjedd blant høyt kvalifiserte medarbeidere. Avgangen har vært særlig merkelig i Divisjon for ressursforvaltning, der ialt 22 medarbeidere har sluttet. De fleste av disse har geografisk bakgrunn. Det er positivt at avgangen i Divi-

FIG. 1.3.3.a
Stillingsoversikt 1973–1985
Faste + overgangsstillinger

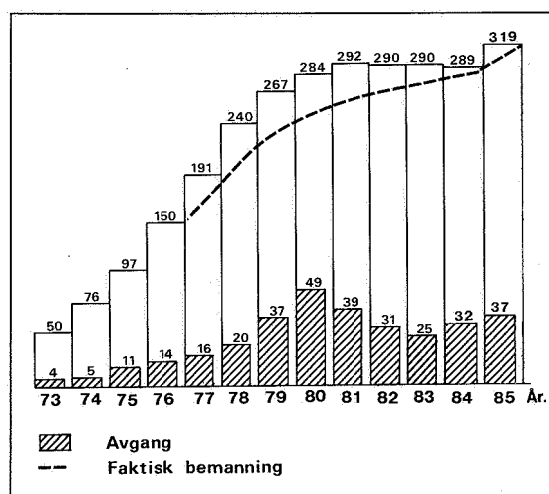
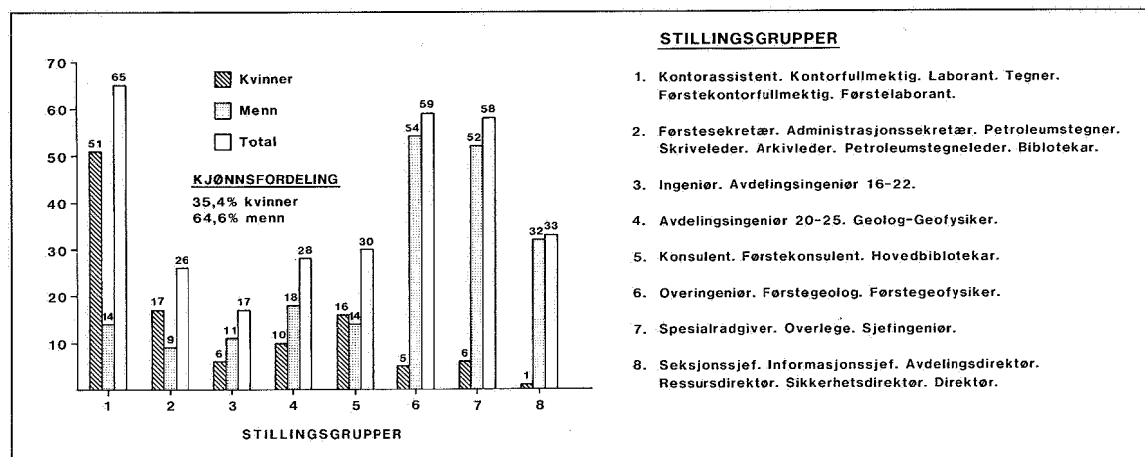


FIG. 1.3.3.b
Stillingsgrupper fordelt på kjønn pr. 31.12.85



sjon for sikkerhetskontroll også dette året er relativ liten. Figur 1.3.3.c viser personellovergang fra Oljedirektoratet til ulike oljeselskaper i perioden 1973–1985.

I beretningsperioden er det kunngjort ledig i alt 105 stillinger, jf. tab. 1.3.3.c.

Direktoratet har i annonsering av stillinger som

kommer inn under kvoteringsregelen oppfordret kvinner til å søke.

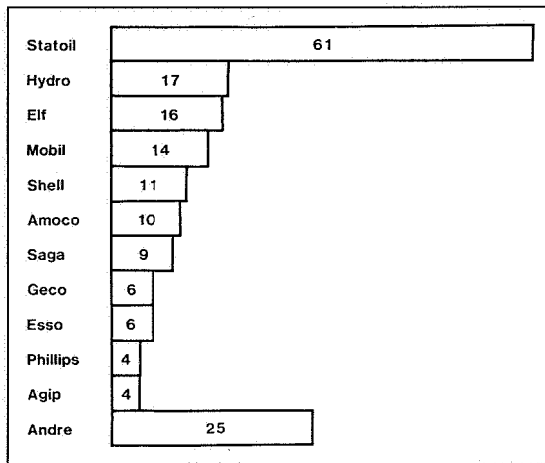
Likestillingsarbeid

Som en følge av særavtale om likestilling ble det våren 1985 opprettet et likestillingsutvalg. Utvalget

TAB 1.3.3.a
Personell sluttet ved Oljedirektoratet i 1985 med angivelse av stillingskategori

Divisjon/ 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	2	4	0	5	5	5	0	1	22	18,6
Sikkerhetskontroll	0	3	0	1	0	0	1	1	6	6,1
Juridisk	0	2	1	1	0	0	1	0	5	23,8
Administrasjon	0	0	0	0	0	0	1	3	4	5,4
Totalt	2	9	1	7	5	5	3	5	37	11,6

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



består av 4 medlemmer, 2 fra ledelsen og 2 fra tjenestemannsorganisasjonene.

Utvalget har arrangert en temadag om likestilling for direktoratets ledere. Videre har utvalget tatt initiativ til at det ble utarbeidet et opplæringsprogram for kvinnelige saksbehandlere. Deler av dette programmet er avholdt i høst med 14 deltakere.

Utvalgets leder har deltatt på konferanse om likestilling arrangert av FAD.

Utvalget arbeider med handlingsplan for likestillingsarbeidet i direktoratet og informasjonsmateriell for direktoratets tilsatte.

Medbestemmelse

Samarbeidet med tjenestemannsorganisasjonene har skjedd etter samme mønster som tidligere med månedlige møter mellom de tillitsvalgte og hovedledelsen. Det er avholdt 15 møter hvor en blant annet har behandlet følgende:

- organisasjonsundersøkelsen
- årsberetningen
- budsjettforslag
- avdelingskontoret i Harstad, instruks mv
- nybygget
- interne organisasjonsendringer
- ny petroleumslov
- likestillingsavtale
- revisjon av retningslinjer for overtid
- medarbeidersamtaler
- revisjon av personalreglementet
- bruk av kredittkort
- revisjon av lokal særavtale om medbestemmelse
- spesialrådgiverstillinger, kunngjøringsform

TAB 1.3.3.b
Personell sluttet ved Oljedirektoratet i 1985 med angivelse av nytt arbeid

Divisjon/ Avdeling	Olje- relatert industri	Annen privat virksomhet	Annen off virksomhet	Diverse	Utdanning	Total
Ressursforvaltning	17	2	2	2	0	23
Sikkerhetskontroll	3	0	1	2	0	6
Juridisk	4	0	0	0	0	4
Administrasjon	2	1	0	1	0	4
Totalt	26(179)	3(30)	3(46)	5(45)	0(19)	37(318)

Tallene i parentes gjelder tidsrommet 1973-1985.

TAB 1.3.3.c
Fordeling av søkermassen til ledige stillinger

Stillingskategori	Antall kunngjorte stillinger	Antall søkere totalt		Interne søkere		Eksterne søkere		Tilsatt i avsl saker	
		M	K	M	K	M	K	M	K
Lederstillinger	8	38	6	14	3	24	3	5	1
Spesialrådgivere	10	71	15	22	9	49	6	6	2
Tekniske saksbeh	53	329	90	64	20	265	70	37	10
Ikke tekn saksbeh	9	96	114	9	51	87	63	2	5
Kontorstillinger	25	43	197	20	46	23	151	2	19

1.3.4 Opplæring

Opplæringsbudsjettet i 1985 var på 2 850 000 kroner. Midlene er blitt brukt i tråd med tidligere praksis og store deler har som før gått med til reise- og oppholdsutgifter. Som i forrige beretningsperiode er

det flere medarbeidere som har deltatt i «on-the-job training» i oljeselskapene. Selskapene legger vanligvis forholdene godt til rette, og opplæringsperioden har gitt godt utbytte for alle medarbeiderne.

I 1985 ble det gjennomført en rekke opplærings-

tiltak som følge av petroleumslovens ikrafttredelse. Opplærings- og informasjonstiltakene ble gjennomført både internt og eksternt. I januar 1985 tok Oljedirektoratet initiativ til i samarbeid med Kommunal- og arbeidsdepartementet å avholde et seminar om internkontroll mellom berørte myndigheter. Seminaret tok sikte på å samordne de ulike kontrollmyndigheters tilsynsmetoder og gjøre tilsynsmetodikk Oljedirektoratet anvender bedre kjent mellom etatene. Seminaret tok også sikte på å innføre etatene i det regelverk Oljedirektoratet håndhever med vekt på kontrollmetodikken. Initiativet har videre ført til at Kommunal- og arbeidsdepartementet har nedsatt en arbeidsgruppe for å gjennomgå de erfaringer bl a Oljedirektoratet har med internkontroll med sikte på å tilføre dette til andre etater som administrativt sorterer under Kommunal- og arbeidsdepartementet. Dette arbeidet inngår i det «moderniseringsprogram» KAD har lagt opp til.

Videre har Oljedirektoratet gjennomført en rekke seminarer om petroleumsloven og ordningen av tilsynet med petroleumsvirksomheten rettet mot oljeindustrien, rederier, organisasjoner mv.

Petroleumslovens ikrafttredelse har videre ført til et betydelig informasjons- og opplæringsbehov i direktoratet.

1.3.5 Budsjett/økonomi

Til direktoratets forskjellige oppgaver er det i 1985 totalt benyttet kr 323 205 000,-. Beløpet fordeler seg slik:

– Driftsbudsjett	kr 159 505 000,-
– Kontrollutgifter	kr 9 500 000,-
– Nybygg	kr 61 000 000,-
– Geologiske og geofysiske undersøkelser	kr 86 700 000,-
– Sikkerhets- og beredskapsforskning	kr 2 000 000,-
– Opprydding av havbunnen	kr 4 500 000,-
	<hr/>
	kr 323 205 000,-

Av driftsbudsjettet utgjør lønnsutgifter kr 70 440 000,- og bygningers drift og lokalleie kr 10 700 000,-. Den resterende del, kr 78 365 000,- dekker utgifter til eksternt bistand, drift av værskipet, til FoU-prosjekter, reiser, opplæring, EDB-drift, nyinvesteringer i utstyr mv.

Budsjettsituasjonen stiller Oljedirektoratet overfor stadig større utfordringer med hensyn til prioritering. En legger derfor stor vekt på å utvikle bedre planleggings- og styringssystemer.

Inntekter

I tillegg til innbetalte produksjons- og arealavgifter (kap 5) har direktoratet mottatt kr 411 356 731,60 i inntekter.

For 1985 fordeler inntektene seg slik:

Salg av publikasjoner	kr 2 453 122
Salg av frigitt prøvemateriale	kr 501 129
Undersøkellesgebyr	kr 680 000
Refusjon av kontrollutgifter	kr 21 751 392
Refusjon fra innsaml av miljødata	kr 4 000 000
Salg av seismisk undersøkelsesmateriale	kr 377 346 130
Renter av bankinnskudd	kr 4 048 126
Diverse inntekter	kr 576 829
	<hr/>
	kr 411 356 731

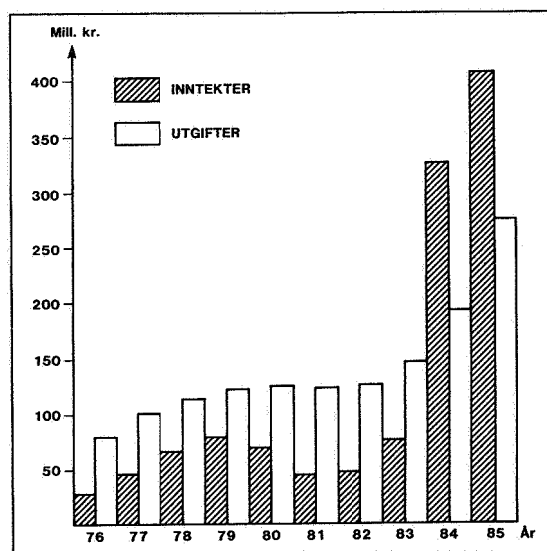
Oljedirektoratets driftsbudsjett og inntektsutvikling i perioden 1976–85 er vist i fig 1.3.5.

1.3.6 Informasjon

Det har i beretningsperioden vært en stor pågang etter informasjon fra norske og utenlandske institusjoner, massemedia, selskaper og enkeltpersoner. Oljedirektoratet har også 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 oljevirksomheten. 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 1984 og ajourført kontinentalsokkelkart forelå i mai. Direktoratets perspektivanalyse 1984 ble offentliggjort samtidig med årsberetningen. I forbindelse med dette ble pressen invitert til å møte direktoratets hovedledelse. Det ble også gitt orienteringer til pressen ved avslutningen av årets oppryddingsaksjon i forbindelse med prosjektet opprydding av havbunnen i Nordsjøen. I sep-

FIG. 1.3.5
Oljedirektoratets driftsbudsjett 1976–1985



tember arrangerte Oljedirektoratet et presseseminar i forbindelse med ikrafttredelsen av petroleumsløven og den nye ordningen for tilsynet med sikkerheten i petroleumsvirksomheten.

I løpet av 1985 er det sendt ut 80 pressemeldinger. De fleste av disse i forbindelse med avslutningen av borehull, der Oljedirektoratet søker å gi maksimal informasjon.

Ved tiltredelse av informasjonssjef 2.12.85 og overføring av informasjonsmedarbeiderne fra Administrasjonsavdelingen, ble det opprettet et informasjonskontor, organisatorisk plassert under direktøren. Et strateginotat for en videre utbygging av Oljedirektoratets informasjonsvirksomhet er under utarbeidelse.

1.3.7 Avdelingskontor Harstad

Oljedirektoratets avdelingskontor i Harstad ble for 1985 tildelt 6 nye stillinger. Pr 31.12.85 var 5 av disse stillingene besatt, hvorav 1 avdelingsdirektør midlertidig.

Avdelingen har som i tidligere år vært Oljedirektoratets kontaktledd til regionale og lokale myndigheter og nordnorsk næringsliv. En god kontakt med fiskeriorganisasjonene har vært opprettholdt.

Avdelingen har i midlertid instruks fått utvidet sitt arbeids- og ansvarsområde til også å omfatte ressurs- og sikkerhetsforvaltning innen petroleumsvirksomheten utenfor Nord-Norge, samt senere å utstede vitenskapelige undersøkelsestillatelser. Avdelingens endelige arbeids- og ansvarsområde er fortsatt under behandling.

Avdelingen flyttet i 1985 inn i leide, nye og tidsmessige lokaler i Harstad.

Det er planlagt fortsatt oppbygging av avdelingen de kommende 3 år.

1.3.8 Biblioteket

Det har i 1985 vært stor pågang etter bibliotekets tjenester fra interne og eksterne brukere. Det er

registrert en jevn økning i antall henvendelser etter lån, kopier og referansespørsmål i forhold til tidligere år. I overkant av 40 % av alle henvendelser kommer fra eksterne brukere i inn- og utland. Disse omfatter norske og utenlandske bibliotek, studenter, privatpersoner, oljeselskaper og andre firma innen petroleumsnæringen.

Bibliotekpersonalet har gitt orienteringer om bibliotekets EDB-baserte katalog ODIN og bibliotekets tjenester til oljeselskaper, statlige etater og andre bibliotek.

Biblioteket har deltatt aktivt i arbeidet med utgivelsen av referatorganet Olje-indeks og litteraturdatabasen OIL.

Etterspørselen etter litteratur fra Olje-indeks og OIL er stigende. Antall litteratursøkinger fra nasjonale og internasjonale databaser har vist en betydelig økning i forhold til tidligere år. Det er ikke etablert kontakt med nye databaseleverandører i løpet av året.

Biblioteket har også bistått INFOIL-sekretariatet i arbeidet med etablering av interesseorganisasjonen Forum for petroleumsdokumentasjon.

1.3.9 INFOIL-sekretariatet

Bruken av de offentlige tilgjengelige online-tjenestene fra OIL og Infoil 2 og de trykte utgavene som publiseres elektronisk fra disse databasene, viser fortsatt økning i inn- og utland.

En spesiell database med tilhørende trykt katalog over samtlige av Oljedirektoratets interne prosjekter er produsert i beretningsåret.

Sekretariattjenesten for den nystartede landsomfattende interesseorganisasjonen: «Forum for petroleumsdokumentasjon» har hatt stor aktivitet. Det ble arrangert en konferanse på landsbasis den 16.4.85 med over 160 deltakere, og lokale avdelinger er satt i gang i Oslo, Stavanger, Bergen, Trondheim og Narvik/Harstad. Direktoratet vil stå for sekretariattjenesten i ytterligere ett prøveår.

2 Virksomheten på norsk kontinentalsokkel

2.1 Undersøkelles- og utvinningstillatelser

2.1.1 Nye utvinningstillatelser

Det ble i 1985 tildelt 20 nye utvinningstillatelser.

Utvinningsstillatelse nr 101 til 111 utgjør 9. tildelingsrunde og utvinningstillatelse nr 112 til 120 utgjør tildelingsrunde 10A (tab 2.1.1.a).

TAB 2.1.1.a

Tildelinger: 9. tildelingsrunde og tildelingsrunde 10A

Utv.nr	Felt/blokk	Eier %	Operatør(0)/rettighetshaver
101	16/10	25,000	0 Norsk Agip A/S
102	25/5	30,000	0 Elf Aquitaine Norge A/S
103	25/7	30,000	0 Norsk Conoco A/S
104	del av 30/9	30,000	0 Norsk Hydro Produksjon a.s
105	6406/6	50,000	0 Den norske stats oljeselskap a.s
106	6407/4	50,000	0 Den norske stats oljeselskap a.s
107	6407/7	20,000	0 Norsk Hydro Produksjon a.s
108	7120/1	40,000	0 A/S Norske Shell
109	7120/2 og 7120/3	15,000	0 Norsk Hydro Produksjon a.s
110	7120/5 og 7121/5	50,000	0 Den norske stats oljeselskap a.s
111	7121/1	35,000	0 Esso Exploration and Production Norway A/S
112	del av 25/2	50,000	0 Elf Aquitaine Norge A/S
113	2/12	25,000	0 Norsk Hydro Produksjon a.s
114	9/2	50,000	0 Den norske stats oljeselskap a.s
115	9/3	30,000	0 A/S Norske Shell
116	del av 15/12	50,000	0 Den norske stats oljeselskap a.s
117	25/6	15,000	0 Saga Petroleum a.s
118	26/4	25,000	0 BP Petroleum Development of Norway A.S
119	29/3	25,000	0 Total Marine Norsk a.s
120	34/8 og del av 34/7	18,000	0 Norsk Hydro Produksjon a.s

TAB 2.1.1.b

Utvinningsstillatelser pr 31.12.85

Meddelt med virkning fra	Runde	Utvinnings-tillatelse nr	Totalt areal km ²	Antall blokker
01.09.65	1	001-021	39 842,476	74
07.12.65	1	022	2 263,565	4
23.05.69	2	023-031	4 107,833	9
30.05.69	2	032-033	746,285	2
14.11.69	2	034-035	1 024,529	2
11.06.71	2	036	523,937	1
10.08.73	Statfjord	037	586,834	2
01.04.75	3	038-040,042	1 840,547	7
01.06.75	3	041	488,659	1
06.08.76	3	043	604,559	2
27.08.76	3	044	193,077	1
03.12.76	3	045-046	1 270,682	4
07.01.77	3	047	368,363	2
18.02.77	3	048	321,500	2
12.09.77*	1	019(2)		
23.12.77	3	049	485,802	1
16.06.78	Gullfaks	050	500,509	1
06.04.79	4	051-058	4 007,887	8
18.01.80	5	059-061	1 108,078	3
27.03.81	5	062-064	1 099,522	3
21.08.81	6	065-072	3 218,945	9
23.04.82	5	073-078	2 311,912	6
20.08.82	-	079	102,167	1
10.12.82	7	080-084	2 082,966	5
08.07.83	-	085	1 521,160	3
09.03.84	8	086-100	6 346,604	15
14.03.85	9	101-111	5 293,053	13
26.07.85	-	112	260,215	1
23.08.85	10A	113-120	3 075,435	9
			85 597,101	191

* Del av lisens 019 ble tilbakelevert og tildelt på nytt 019(2) - 12.9.77

2.1.2 Undersøkelsestillatelser

Det er pr 31.12.85 tildelt 136 kommersielle undersøkelsestillatelser. Følgende tillatelser ble gitt i 1985:

Conoco Norway Inc	Tillatelse nr 125
Saga Petroleum a.s	126
A/S Norske Shell	127
A/S Geoteam	128
Unionoil	129
Geophysical Service Inc	130
Deminex (Norge) A/S	131
NOPEC a.s	132
Bow Valley Industries Ltd	133
CGG Norge	134
Total Marine Norsk A.S	135
Statoil	136

Tillatelse nr 124 ble gitt i 1984, men gjelder først fra 1.1.85.

Tillatelse nr 135 og 136 er gitt i 1985, men gjelder først fra 1.1.86.

2.1.3 Andelsoverdragelser

Det er ikke foretatt andelsoverdragelser i 1985.

2.1.4 Tilbakeleveringer

Det har i 1985 funnet sted tilbakeleveringer av deler av områder fra 5 utvinningstillatelser. Disse fremgår av tab 2.1.4.

TAB 2.1.1.c
Områder med utvinningstillatelser pr 31.12.85

Utvinningstillatelse tildelt	Opprinnelig km ²	Tilbakelevert areal pr 31.12.85	Areal med utvinningstillatelse i km ²	Areal med utvinningstillatelse i prosent	Fordelt på antall blokker
1965	42 106,041	36 439,151	5 666,890	13,46	25
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	4 007,867	1 224,705	2 783,182	69,44	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
1985	8 628,703	—	8 628,703	100,00	23
	85 597,101	44 680,718	40 916,383	47,80	129

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.t.079	1982	1	100	0	100	0
7	1982	5	60	40	80	20
Utv.t.085	1983	3	100	0	100	0
8	1984	17	60	40	60	40
9	1985	13	43	57	62	38
10A	1985	10	50	50	67	33

TAB 2.1.4
Tilbakeleveringer

Utvinningstillatelse	Operatør	Blokk	Opprinnelig km ²	Tilbakelevert areal pr 6.4.85	Areal med utv.-till. i km ²
051	Statoil	30/2	504,440	252,372	252,068
052	Statoil	30/3	504,440	253,595	250,845
054	Shell	31/2	504,440	184,722	319,718
055	Hydro	31/4	508,360	287,997	220,363
057	Saga	34/4	492,619	246,019	246,600

2.2 Kartlegging og leteboring

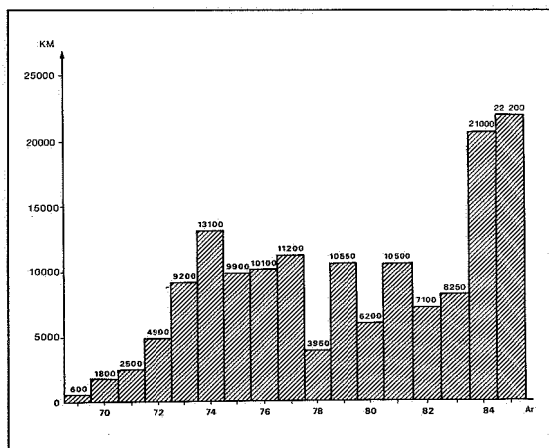
2.2.1 Geofysiske og geologiske undersøkelser

2.2.1.1 Åpning av nye leteområder

Oljedirektoratet har også i 1985 oversteget progno-

sen for innsamling av seismikk. Dette skyldes i første rekke meget gunstige værforhold samt svært få tekniske problemer.

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



Det ble samlet inn 22 205 km seismikk (fig 2.2.1.a) hvorav 4 236 km på Jan Mayen-ryggen.

I løpet av 1985 er fire nye områder klargjort for videre undersøkelser, nemlig Nordland 3 (vestlig utvidelse), Nordland 4, Troms 3 og Lopparyggen Øst (fig 2.2.1.b og c).

I tillegg er det skutt regionale seismikk utenfor Midt-Norge, i Nordkappbasenget og mellom Bjørnøya og Spitsbergen.

2.2.1.2 Oljedirektoratets geofysiske undersøkelser 1985

Oljedirektoratet har i løpet av 1985 samlet inn data i 7 områder.

Det ble skutt fem linjer på tilsammen 1 212 km på Storegga. Disse linjene ble samlet inn av Geco med «Malene Østervold» og ble prosessert ved Gecos prosesseringscenter i Sandvika. Dette er regionale linjer som er prosessert til 12 sekunder.

Det er også samlet inn 496 km på Nordland 3 i

FIG 2.2.1.b
Områder åpnet for undersøkelser mellom 62° og 68°

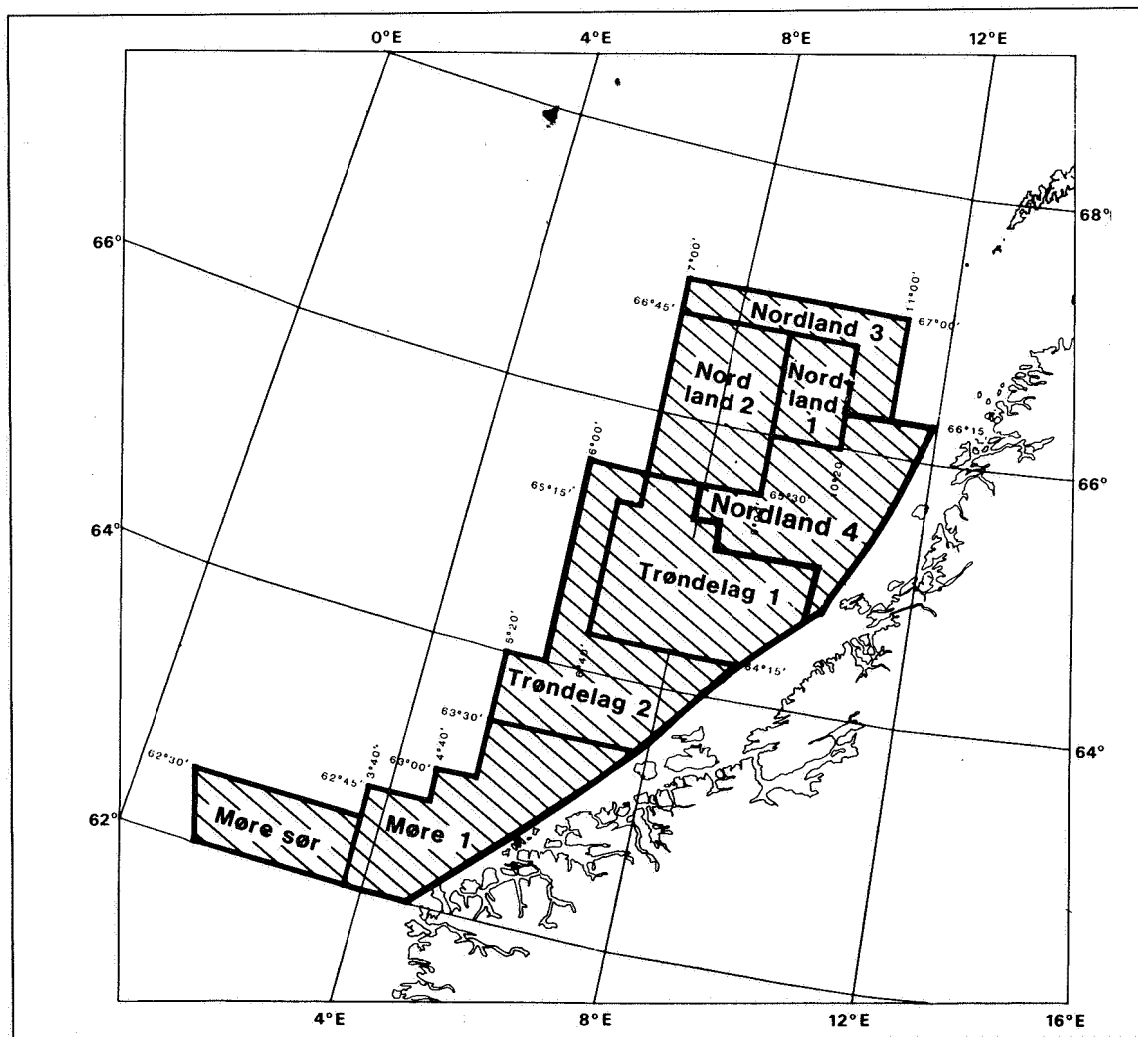
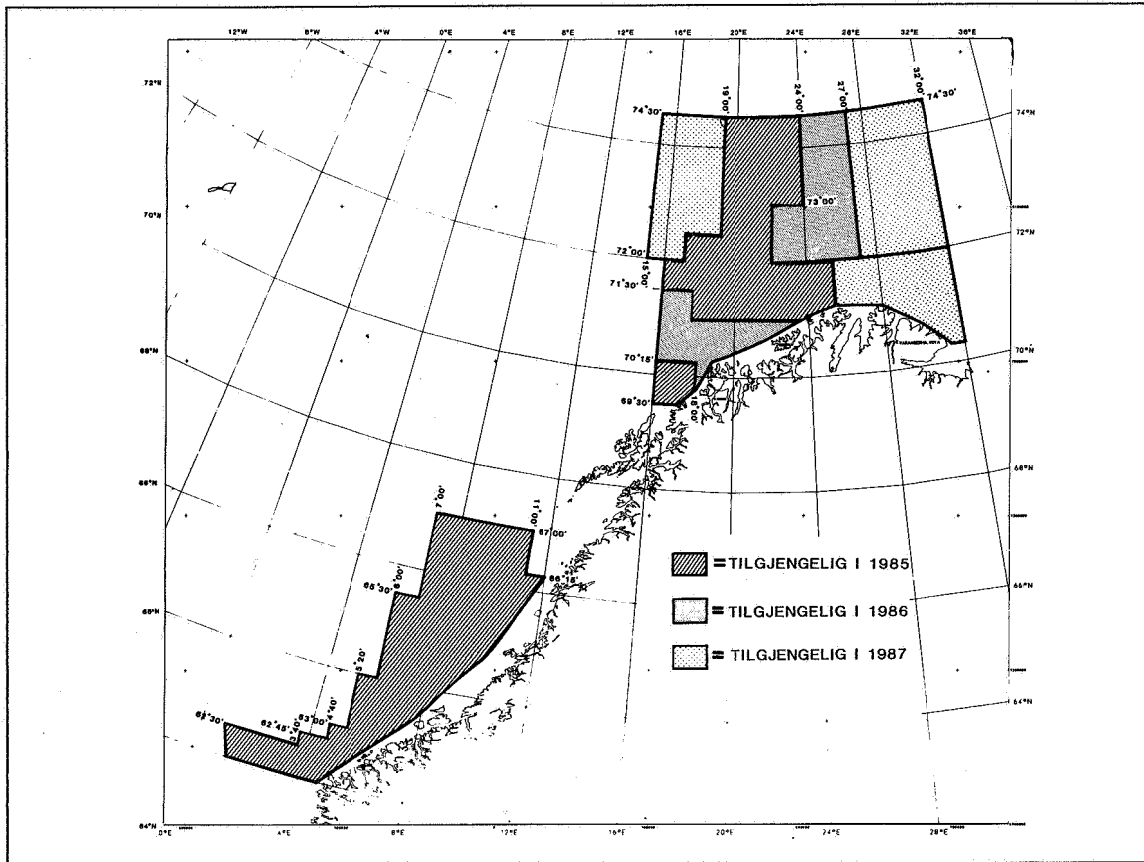


FIG 2.2.1.c

Områder som er – eller i de nærmeste år vil bli – tilgjengelig for seismisk dataminnsamling for industrien



forbindelse med en vestlig utvidelse av dette området. Disse dataene ble også samlet inn av Geco med «Malene Østervold», og de ble prosessert hos Horizon Exploration i England.

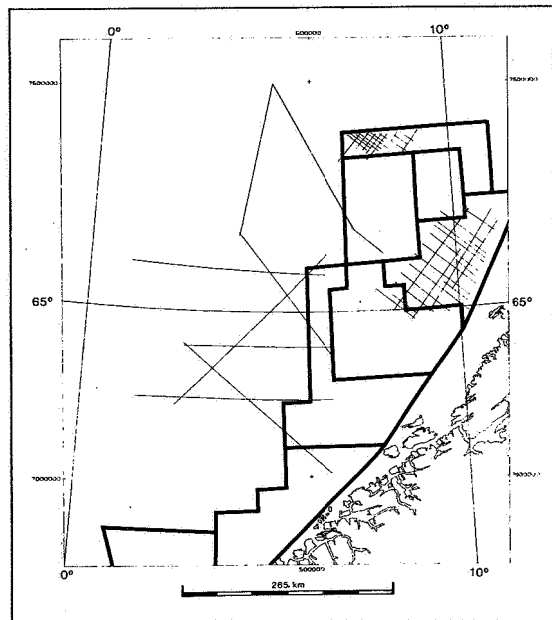
Det ble samlet inn 1 518 km på Nordland 4 av Compagnie Generale de Geophysique (CGG) med fartøyet «Leon Migeaux». Disse dataene ble prosessert hos CGG i London. Området ble åpnet 1.7.85 sammen med den vestlige utvidelsen av Nordland 4. Dermed er praktisk talt hele den midt-norske sokkelen innenfor rimelige vanddyb åpnet for seismiske undersøkelser (fig 2.2.1.d).

Det er også samlet inn test-data over en linje på Nordland 2 av Geco med fartøyet «Sea Searcher». På denne linjen ble det benyttet to seismiske kabler i forskjellig dybde. I forbindelse med denne testen ble det også samlet inn 606 km regionale data i området utenfor Nordland 2.

I Troms 3-området er det samlet inn 3 397 km av Western Geophysical med fartøyet «Western Atlantic». Disse dataene er blitt prosessert av Western Geophysical i London. Dette betyr at også Troms 3-området nå vil kunne åpnes for seismiske undersøkelser i 1986-sesongen.

FIG 2.2.1.d

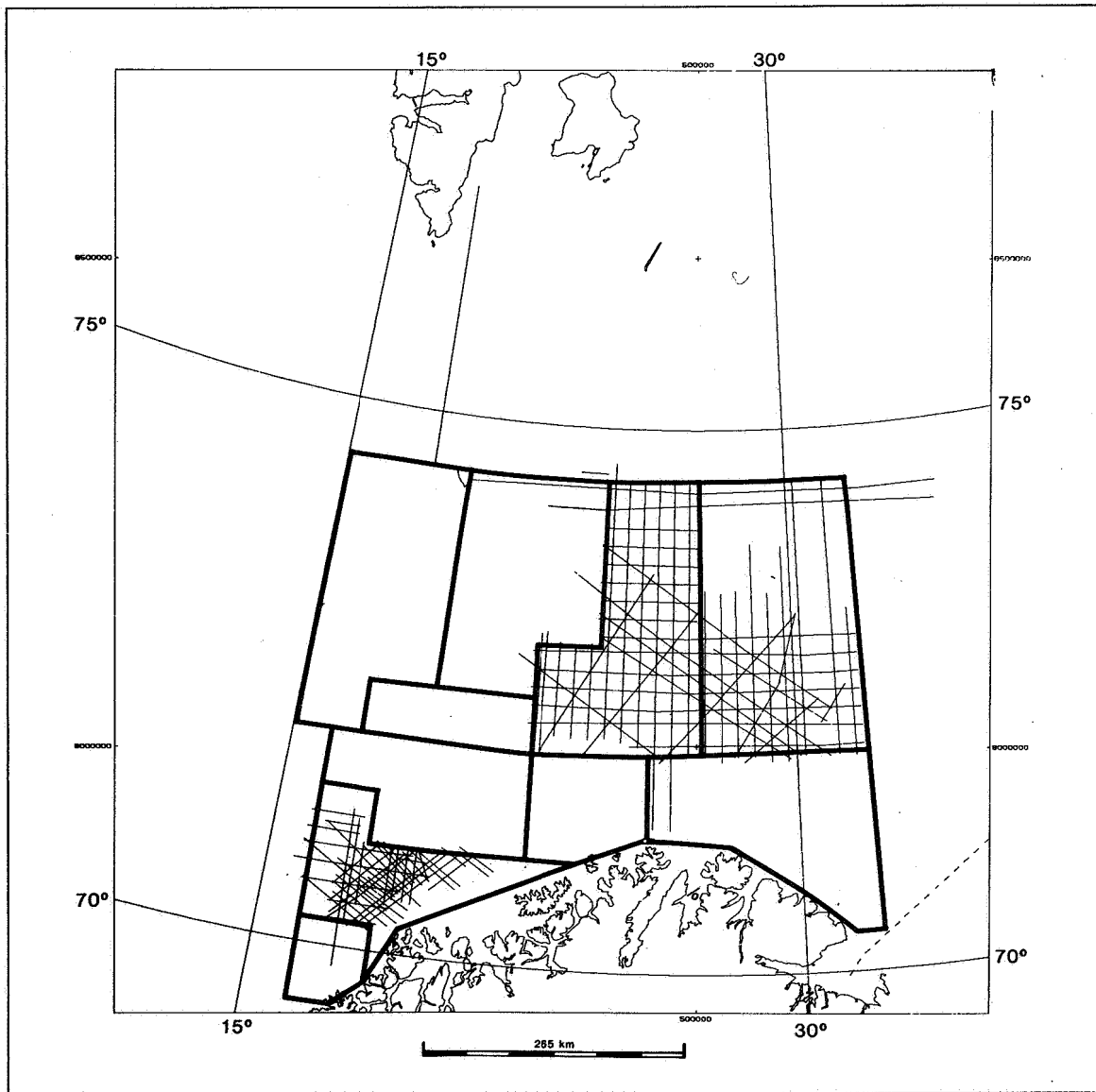
Geofysiske undersøkelser på Midt Norsk sokkel 1985



Hovedtyngden av innsamlingen har imidlertid foregått i det østlige Barentshavet i områdene Nordkappbassenget og Lopparyggen Øst. Her ble det samlet inn 8 273 km med «Malene Østervold» og 1 973 km med «Geco My». Disse dataene har blitt prosessert hos Seismograph Service Limited (SSL)

og CGG i London og av Geophysical Service International (GSI) og Geco i Stavanger. Lopparyggen Øst-området er dermed klart for åpning for seismiske undersøkelser, mens det er planlagt ytterligere undersøkelser i Nordkappbassenget fra Oljedirektoratets side i 1986 (fig 2.2.1.e og f).

FIG 2.2.1.e
Geofysiske undersøkelser ved Troms III, Lopparyggen øst og Nordkappbassenget



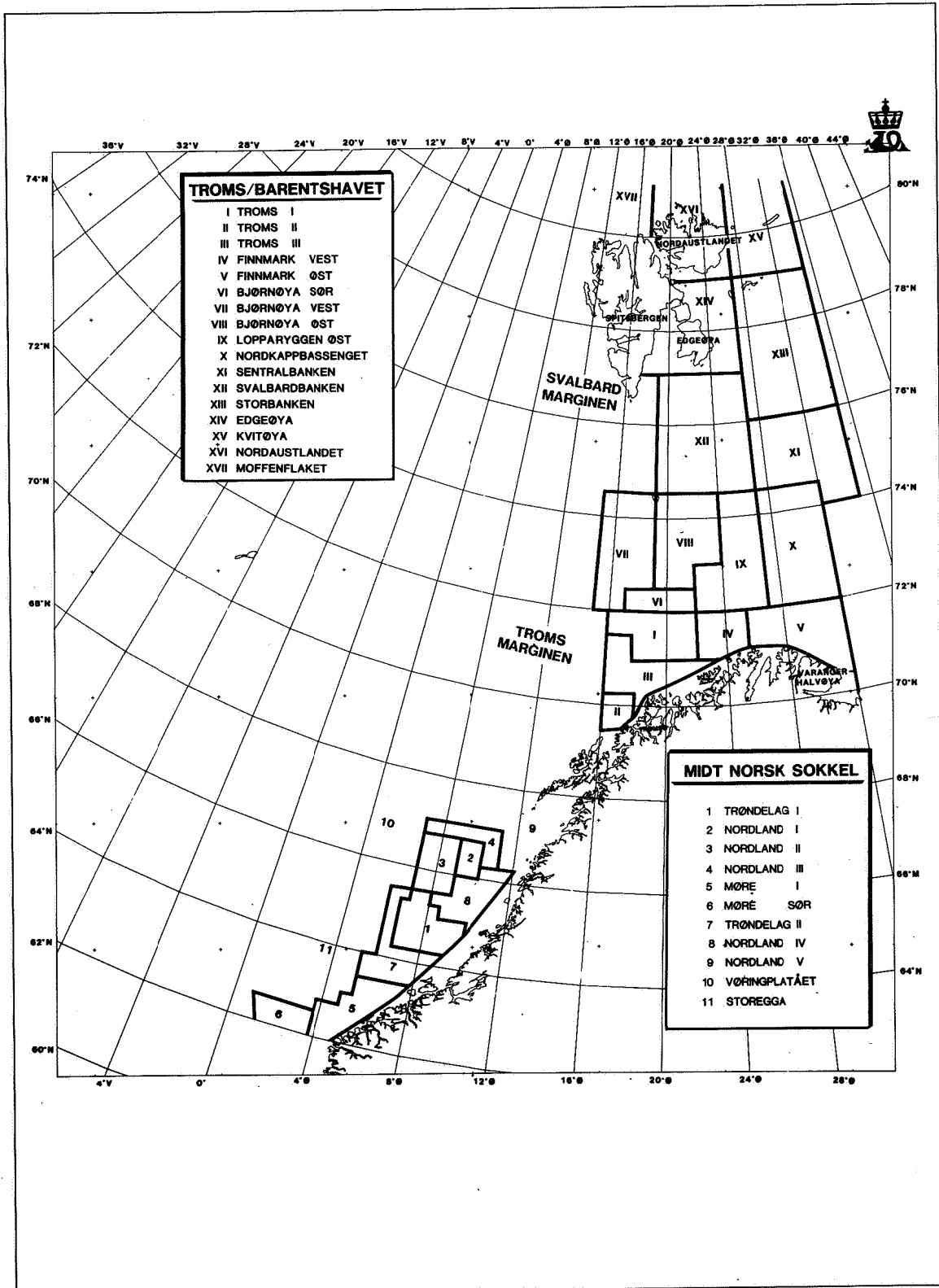
Det ble også samlet inn en linje på 290 km mellom Spitsbergen og Bjørnøya med Gecos fartøy «Sea Searcher», samt en testlinje på 49 km på Troms 3 med Geoteams fartøy «Geo Scanner».

Like før avslutningen av toktet med «Malene Østervold» i Nordkappbassenget, ble undersøkelsene avbrutt pga en episode hvor sovjetiske marinefartøyer var involvert og som førte til at en vesentlig

del av kabelen ble borte. Det var likevel mulig å få gjennomført det resterende programmet med redusert kabellengde.

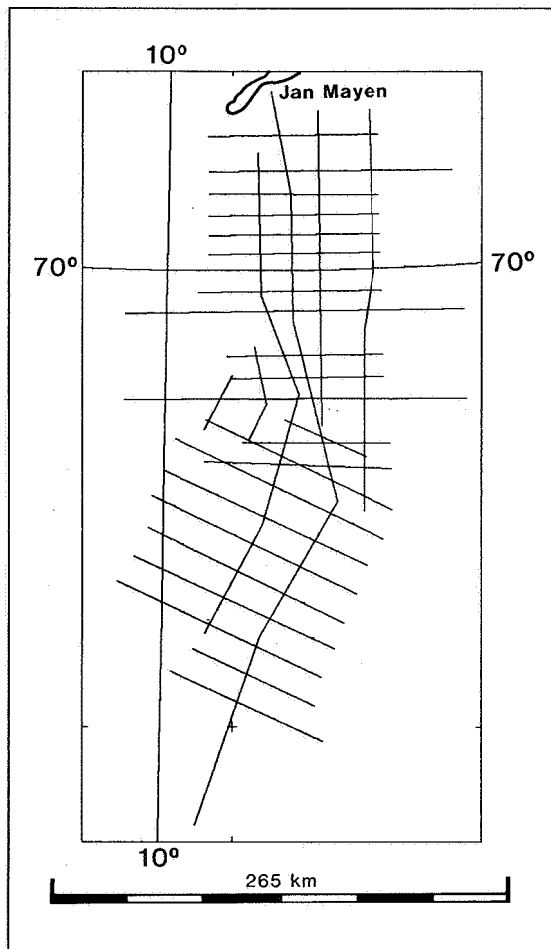
Etter denne undersøkelsen ble det samlet inn 4 236 km seismikk på Jan Mayen ryggen med «Malene Østervold» (fig 2.2.1.g). Dette området ligger sør for Jan Mayen, og undersøkelsen har forbindelse med grenseavtalen mellom Norge og Island.

FIG 2.2.1.f
Områdebetegnelser nord for Stad



Som en del av grenseavtalen er man blitt enige om å gjøre felles undersøkelser sammen med Island innen et nærmere definert område. Dette ligger dels på islandske side, men hovedsaklig på norsk side av grenselinjen. Norge har påtatt seg å finansiere undersøkelsene, og Oljedirektoratet er pålagt å stå for gjennomføringen.

FIG 2.2.1.g
Geofysiske undersøkelser ved Jan Mayen 1985



Når det gjelder prosessering, har Oljedirektoratet fullført prosjektene fra 1984 med selskapene GSI, Western, CGG, Geco, Petty Ray og Horizon.

I 1986 planlegger Oljedirektoratet å samle inn ca 20 000 km seismikk i følgende områder:

- Finnmark Øst og Nordkappbassenget
Etter 1986 sesongen vil dette området være ferdig dekket med seismikk fra Oljedirektoratets side.
- Bjørnøya Vest
Dette området vil bli ferdig dekket i løpet av 1986/87.
- Barentshavet regionalt
Det er planlagt å skyte en del regionale linjer nord for 74° 30 min.

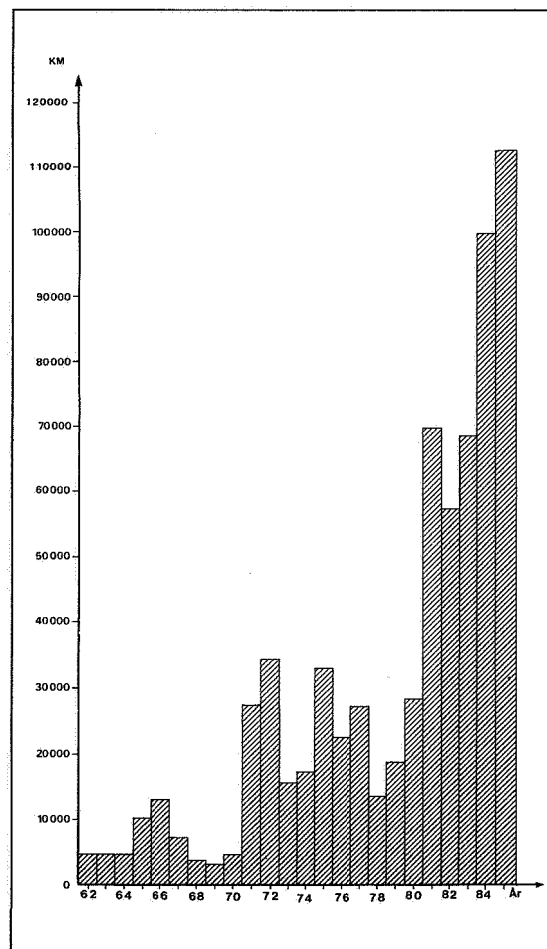
d) Midt-Norge

Det er planlagt en del regionale seismikk på dyp-havsområdene utenfor de områdene som er åpnet.

2.2.1.3 Geofysiske undersøkelser i selskapenes regi

I 1985 ble det skutt 89 400 km seismikk på norsk kontinentalsokkel i regi av oljeselskap eller kontraktører. Av disse ble 45 700 km skutt i Nordsjøen og 43 700 km skutt nord for Stad, fra Møre til Bjørnøya. Figur 2.2.1.h viser samlede geofysiske undersøkelser utført på norsk sokkel. Hovedårsaken til økningen i seismikkaktiviteten er at det er åpnet store områder nord for Stad.

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



Det ble utført 3D-undersøkelser av Statoil på 34/10 og 30/3, Elf på Frigg, Norsk Hydro på 30/9 og Saga på 6407/2. Totalt ble det samlet inn 32 500 km 3D-data, hvorav 4 150 km nord for Stad.

Esso har vært operatør for en gruppe-undersøkelse på Bjørnøya Øst, hvor det ble samlet inn 2 300 km.

Forøvrig har det blitt samlet inn spekulativ seismikk av GECO, Western, GSI og NOPEC. Det ble samlet inn 15 677 km nord for Stad og 3 640 km sør for Stad.

Det har også vært betydelig aktivitet på Spitsbergen i 1985. Statoil har skutt 1 085 km, Hydro har skutt 1 000 km, Nordisk Polarinvest har skutt 1 450 km og Arctic Exploration har samlet inn 156 km. I tillegg har Horizon Exploration samlet inn landseismikk for BP.

Den resterende delen av selskapenes undersøkelser er 2D-seismikk i områder belagt med utvinnings-tillatelser og innenfor åpne områder.

2.2.1.4 Salg av seismiske data

Oljedirektoratet har i 1985 solgt for 377 mill kroner (301 mill kroner i 1984).

Følgende selskaper har kjøpt alle Oljedirektoratets seismiske datapakker i de forskjellige åpne områdene:

MØRE SØR (6 pakker)

Agip, Amerada, BP, Britoil, Conoco, Deminex, DNO, Elf, Esso, Fina, Hydro, Mobil, Occidental, Phillips, Saga, Shell, Statoil, Texas Eastern, Total

MØRE I (5)

Agip, Amerada, Amoco, Arco, BP, Britoil, Conoco, Deminex, DNO, Elf, Esso, Fina, Hydro, Mobil, Occidental, Phillips, Saga, Shell, Statoil, Svenska Petroleum, Tenneco, Texas Eastern, Total, Unionoil

TRØNDELAG II (7) NORD FOR 64° 15'

Agip, Arco, BP, Britoil, Conoco, Deminex, DNO, Elf, Esso, Fina, Hydro, Mobil, Phillips, Saga, Shell, Statoil, Svenska Petroleum, Tenneco, Texas Eastern, Total

TRØNDELAG II (7) SØR FOR 64°15'

Agip, Amerada, Arco, BP, Britoil, Conoco, Deminex, DNO, Elf, Esso, Fina, Hydro, Mobil, Phillips, Saga, Shell, Statoil, Svenska Petroleum, Tenneco, Texas Eastern, Total, Unionoil

TRØNDELAG I (1)

Agip, Amerada, Amoco, Arco, BP, Britoil, Conoco, Deminex, DNO, Elf, Esso, Fina, Hydro, Mobil, Occidental, Phillips, Saga, Shell, Statoil, Svenska Petroleum, Tenneco, Total, Texas Eastern, Unionoil

NORDLAND IV (8)

Shell

NORDLAND III (4)

Shell

NORDLAND II (3)

Agip, Amerada, Arco, BP, Britoil, Conoco, Elf, Esso, Fina, Hydro, Mobil, Phillips, Saga, Shell, Statoil, Texas Eastern, Tenneco, Total, Unionoil

TAB 2.2.1.4

Oversikt over antall seismiske datapakker solgt i 1985 og totalt

Pakke- nr	Navn	1985	Totalt
001	MØRE-TRØNDELAG-REG-PAKKE-1	0	30
002	MØRE-TRØNDELAG-REG-PAKKE-2	9	24
003	TAMPEN SPUR	16	19
004	MØRE-SØR-84	15	19
005	TRØNDELAG-REGIONAL	6	22
006	HALTENBANKEN-VEST-84	20	21
007	FRØYABANKEN-84	22	23
008	MØRE-TRØNDELAG-PAKKE-2	1	21
009	MØRE-TRØNDELAG-PAKKE-3	0	28
010	TRÆNABANKEN	0	30
011	REGIONAL-DATA-NORDLANDSRYGGEN	0	20
012	NORDLAND-III-85	1	1
013	REGIONAL-DATA-MIDT-NORSK-SOKKEL	8	19
014	NORDLAND-II-83	1	21
015	NORDLAND-III-84	6	6
016	TROMS-II	5	7
017	REGIONAL-DATA-TROMS-ØST	6	16
018	FINNMARK-VEST-83	10	17
019	FINNMARK-VEST-84	14	17
020	NORDLAND-III-85	1	1
021	MØRE-SØR-TEST-84	2	2
022	STOREGGGA-85	1	1
023	VØRINGSPLATÅET	1	1
100	TROMS-HOVEDPAKKE	0	34
101	REGIONAL-TROMS-BARENTSHAVET-73	2	17
102	TROMS-III-83/84	5	5
105	TROMS-I-ØST-77	0	17
106	TROMS-NORD-82-PAKKE-1	1	23
107	TROMS-NORD-83-PAKKE-3	0	22
108	TROMS-NORD-82-PAKKE-2	1	15
109	TROMS-NORD-83-PAKKE-4	1	15
200	BJØRNØYA-PAKKE-1	1	20
201	BJØRNØYA-SØR-84	17	20
202	BJØRNØYA-ØST-REGIONAL-84	12	12
203	BJØRNØYA-ØST-84	11	11
204	BJØRNØYA-ØST-TILLEGG-NORD	8	8
205	BJØRNØYA-VEST-REGIONAL-84	5	5
206	LOPPARYGGEN-ØST-REGIONAL-84	6	6
300	BARENTSHAVET-SØR-ØST-HOVEDPAKKE	11	11
301	BARENTSHAVET-SØR-ØST-PAKKE-2	8	8

NORDLAND I (2)

Agip, Amerada, Amoco, Arco, BP, Britoil, Chevron, Conoco, Deminex, Elf, Esso, Fina, Getty, Gulf, Hispanoil, Hydro, Japan Oil, Mobil, Phillips, Saga, Shell, Statoil, Superior, Svenska Petroleum, Tenneco, Texaco, Texas Eastern, Total, Unionoil, ØMV

TROMS II (2)

Elf, Esso, Hydro, Mobil, Saga, Shell, Statoil

TROMS I (1)

Agip, Amerada, Conoco, Elf, Esso, Hydro, Mobil, Phillips, Saga, Shell, Statoil

FINNMARK VEST (4)

Agip, Amerada, Arco, BP, Conoco, Elf, Esso, Fina, Hydro, Mobil, Phillips, Saga, Shell, Statoil, Tenneco, Total

BJØRNØYA SØR (4)

Agip, Amerada, Arco, BP, Britoil, Conoco, Deminex, Elf, Esso, Fina, Hydro, Mobil, Phillips, Saga, Shell, Statoil, Svenska Petroleum, Tenneco, Texas Eastern, Total

BJØRNØYA ØST (8)

BP, Conoco, Elf, Esso, Fina, Hydro, Mobil, Statoil

2.2.1.5 Frigivning av data og materiale fra sokkelen

I forbindelse med Oljedirektoratets oppfølging av oljevirkksomheten på norsk kontinentalsokkel, mottar Oljedirektoratet bl a kopier av borehullslogger og kontinuerlige, representative utvalg av borekaks og borekjerner. Prøver av borekaks tas hver 10. meter gjennom borehullet, og hver 3. meter i formaasjoner 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 i letebrønner og halvparten av kjernen i produksjonsbrønner.

Oljedirektoratet har som en del av sine plikter ansvaret for å publisere data og frigi materiale i undervisnings- og forskningsøyemed. Data eller materiale frigis 5 år etter at borehullet er komplettert. Operatørens tolkninger frigis ikke.

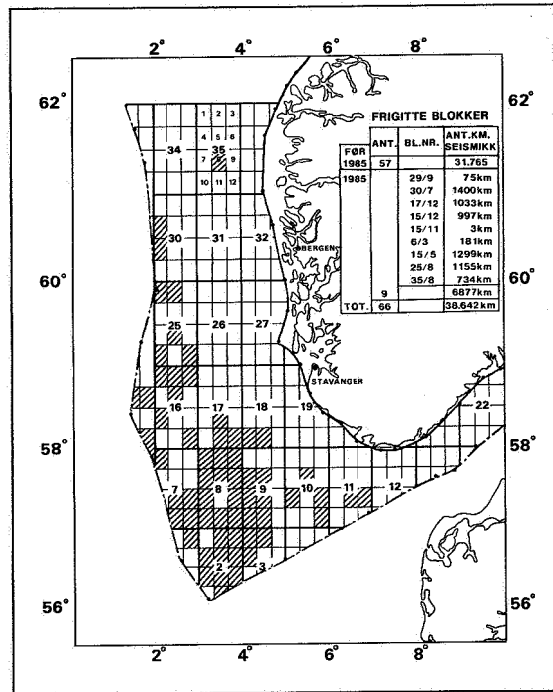
Well Data Summary Sheets (WDSS) blir publisert årlig, og gir en oversikt over borehull som er 5 år gamle. Formålet med denne serien er å vise hvilke borehull som er frigitt, og hvilke kjerne- og loggmateriale som finnes fra de forskjellige borehull. Videre gis en del tekniske data og testresultater, samt samlelogg med litologibeskrivelse for hvert hull i målestokk 1:4000.

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

Pr 31.12.85 er 66 blokker frigitt, 9 av disse i 1985. I alt er 38 642 profilkilometer frigitt, 6 877 km i 1985.

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



I løpet av året ble det påbegynt 50 nye letehull, fordelt på 29 undersøkeshull og 21 avgrensingshull. Dette er ny rekord, en økning på 1 hull fra det tidligere rekordåret 1982 og på 3 hull fra 1984 (fig 2.2.2.a).

FIG 2.2.2.a

Leteboring på den norske kontinentalsokkel (Antall borehull påbegynt pr. år)

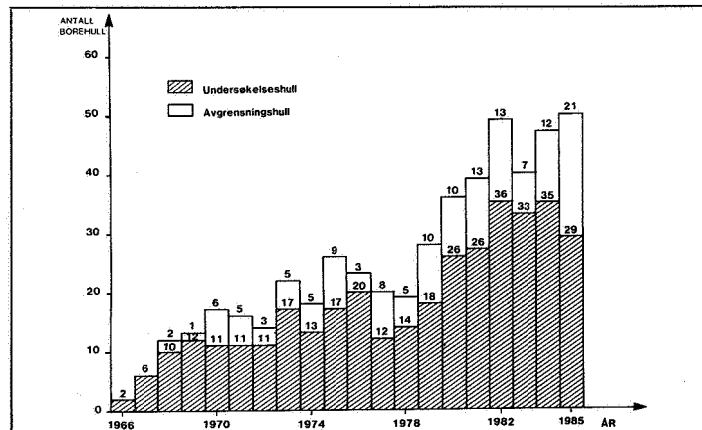
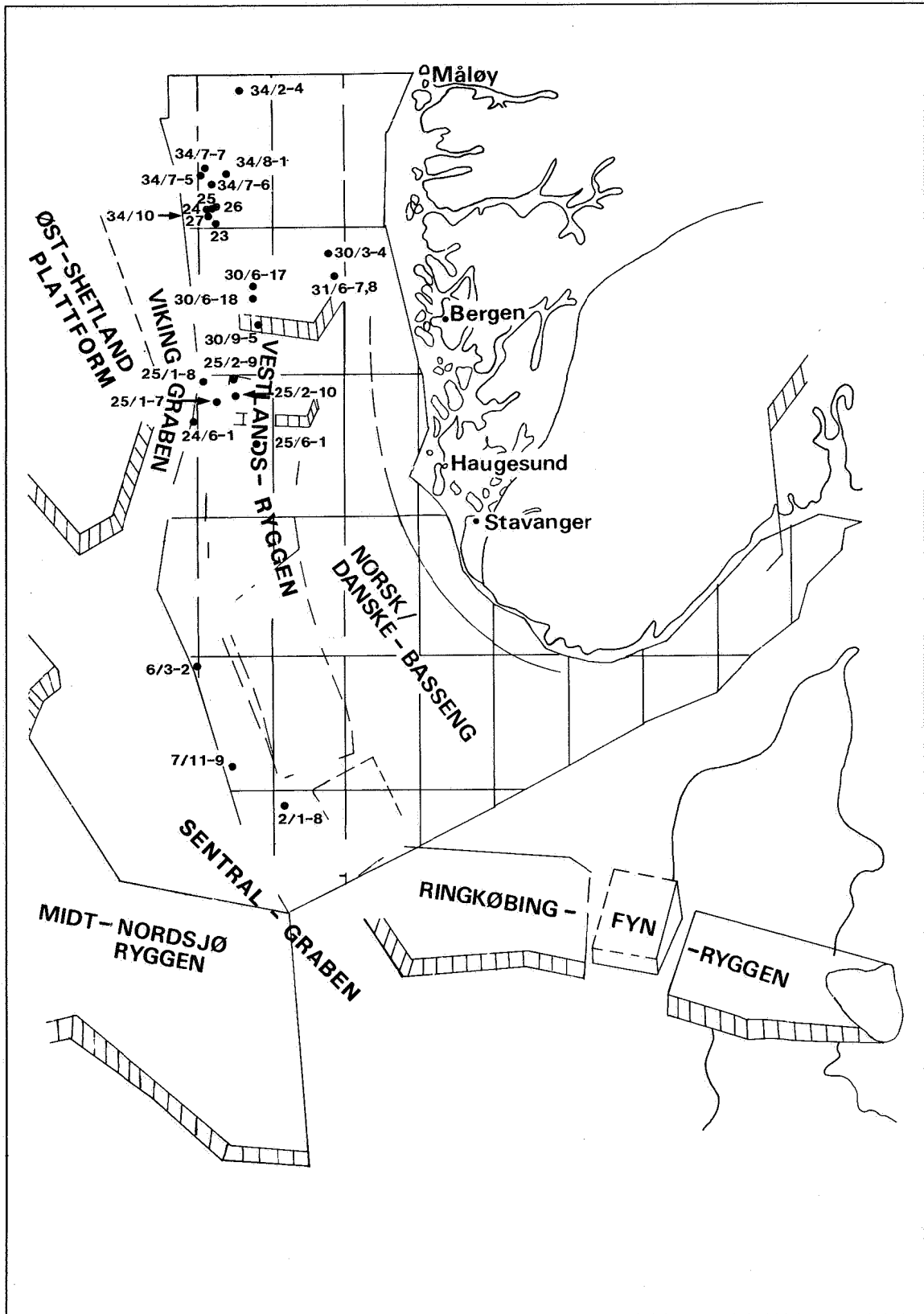


FIG 2.2.2.b
Borehull i 1985 i forhold til strukturelle hovedtrekk i Nordsjøen



2.2.1.6 Vitenskapelige undersøkelser

Pr 31.12.85 er det i alt gitt 214 tillatelser til vitenskapelige undersøkelser på den norske kontinentalsokkelen. Som det fremgår av tab 2.2.1.a er det gitt 18 slike tillatelser i 1985. De fleste undersøkelsene dreier seg hovedsakelig om geofysikk og geologi, og noen om biologi.

2.2.2 Lete- og avgrensingsboring

Ved årsskiftet 1984/85 var 12 lete- og avgrensingshull under boring. 11 av disse er avsluttet i 1985, 1 er suspendert.

43 av hullene er avsluttet i løpet av året, 11 er suspendert og 11 hull er under boring ved årets slutt.

Ved årsskiftet var det totalt boret 497 letehull på norsk sokkel. De fordeler seg med 359 undersøkelseshull og 138 avgrensingshull.

Borevirksomheten i 1985 har vært forholdsvis jevnt fordelt mellom områdene sør og nord for Stad, med 27 borehull i sør og 23 i nord.

Totalt er 25 borehull midlertidig forlatt på norsk sokkel ved årets slutt.

Suspenderte borehull på norsk sokkel med utstyr plassert på havbunnen:

1/09-01	7/12-02	30/06-13	6407/09-03
1/09-04	15/09-17	30/06-16	6407/09-05
1/09-06	25/01-08	30/09-02	7120/01-01
2/07-14	25/02-09	34/10-03	7121/01-01
2/07-19	30/02-01	34/10-05	
2/11-06 S	30/03-04	34/10-27	
7/11-08	30/06-09	6407/06-02	

Figurene 2.2.2.b, c og d viser de påbegynte borehullene i de tre områdene på norsk sokkel (Nordsjøen, Haltenbanken og Tromsøflaket) i forhold til strukturelle hovedtrekk.

TAB 2.2.1.a**Tillatelse til vitenskapelige undersøkelser etter naturforekomster**

Tillatelse	Navn	Arbeidsfelt			Område
		Geo-fysikk	Geo-logi	Bio-logi	
197	Oceaneering Norway A/S, Stavanger		X		Nordland II-området
198	British Geological Survey, Edinburgh, Skottland	X			Nordsjøen
199	Universitetet i Bergen, Jordskjelvstasjonen, Bergen	X			Hordaland, Sogn og Fjordane
200	Institutt for kontinentalsokkelundersøkelser, Trondheim	X			Barentshavet
201	Natural Environment Research Council, South Glamorgan, South Wales		X	X	Nordsjøen
202	Alfred-Wegener-Institut für Polarforschung, Bremerhaven, Forbundsrepublikken Tyskland	X		X	Grønlandshavet
203	Institutt for kontinentalsokkelundersøkelser, Trondheim	X			Barentshavet
204	Institut Francais du Pétrole, Frankrike	X			Norskehavet
205	Ocean Drilling Program, Texas, USA		X		Vøringsplatået
206	Universitetet i Tromsø, Institutt for biologi og geologi, Tromsø	X	X		Finnmarkskysten, Bjørnøyrenna
207	Institutt for Meereskunde an der Universität Kiel, Kiel, Forbundsrepublikken Tyskland	X	X	X	Vøringplatået
208	DAFS, Marine Laboratory, Aberdeen, Skottland		X	X	Nordsjøen
209	Institutt for kontinentalsokkelundersøkelser, Trondheim	X			Barentshavet
210	Institut für Meeresforschung, Bremerhaven, Forbundsrepublikken Tyskland		X	X	Nordsjøen
211	Rogalandforskning, Stavanger		X		Barentshavet
212	Polish Academy of Sciences, Institute of Geophysics, Warszawa, Polen	X			Spitsbergenområdet
213	Institutt for kontinentalsokkelundersøkelser, Trondheim		X		Norskehavet
214	Universitetet i Bergen, Geologisk institutt Avd B, Bergen	X	X		Nordsjøen

FIG 2.2.2.c

Borehull 1985 i forhold til strukturelle hovedtrekk på Haltenbanken

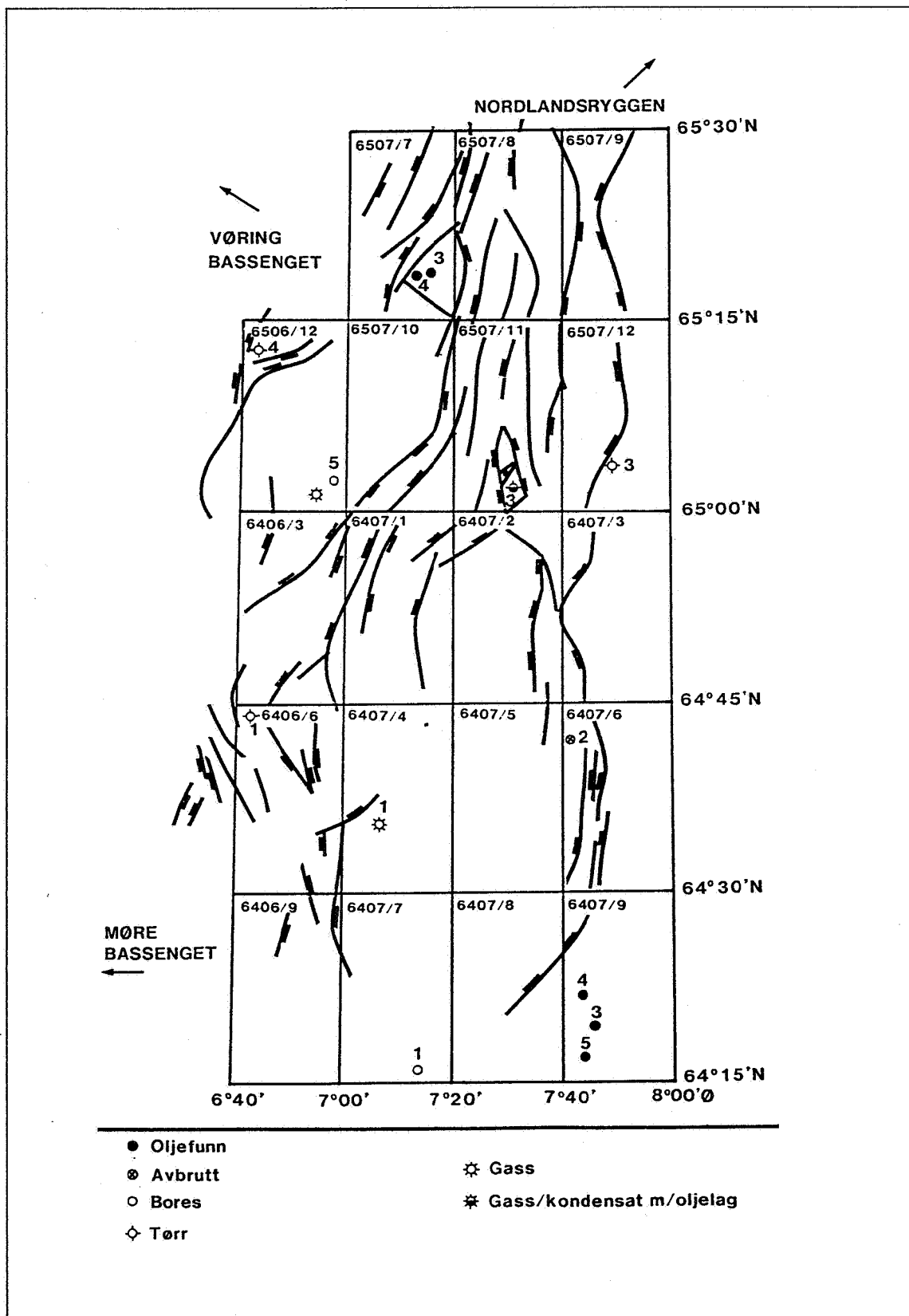
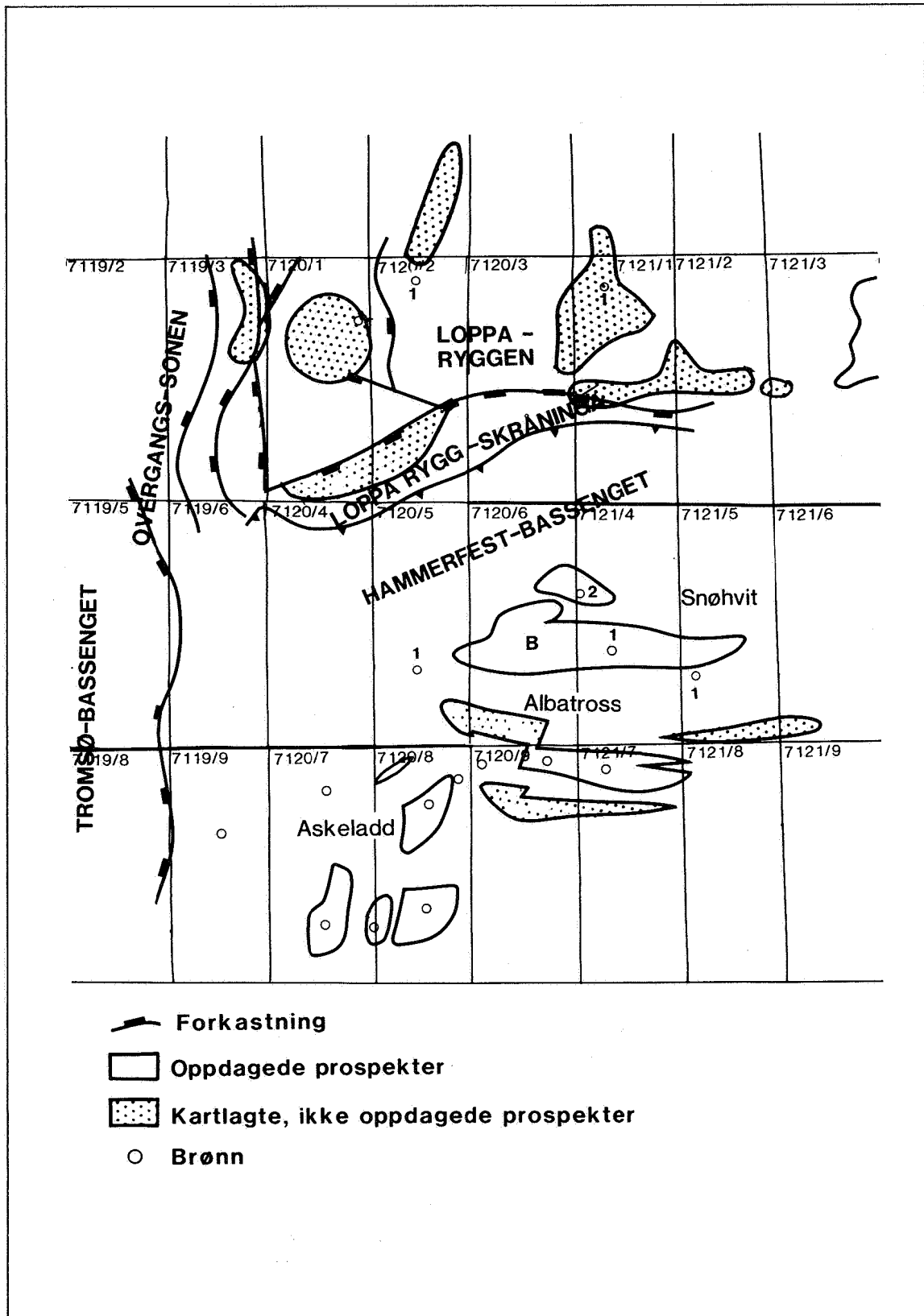


FIG 2.2.2.d
Borehull i 1985 i forhold til strukturelle hovedtrekk på Tromsøflaket



I 1985 har det vært stor aktivitet på Haltenbanken. Det er påbegynt 16 borehull, hvilket er om lag 1/3 av den totale aktivitet. Aktiviteten utenfor Troms og Finnmark har vært som tidligere år.

De norske selskapene Saga, Norsk Hydro og Statoil har i 1985 hatt operatøransvaret for 34 av de påbegynte boringene, hvilket tilsvarer om lag 70 % (dette er 3 hull mindre enn i 1984). De resterende 16 fordeler seg på forskjellige utenlandske selskap (Amoco, BP, Conoco, Elf, Esso, Shell og Total). Dette går fram av tabell 2.2.2.a.

Siden starten i 1966, har totalt 18 forskjellige selskap vært operatør på norsk sokkel. Statoil har boret flest hull, 109, deretter følger Norsk Hydro med 68 og Phillips med 52. 60 forskjellige borefartøyer har til nå operert på norsk kontinentalsokkel.

2.2.2.1 Fordeling på prospekttyper

I likhet med i 1984 har leteaktiviteten i 1985 i hovedsak vært rettet mot jurassiske sandsteinsprospekter (39 av 50 påbegynte borehull). Flere av disse borehullene har i tillegg hatt sekundære prospekter på andre nivåer. Antall boringer, rettet mot andre prospekter enn jura, er likevel større i år enn tidligere år.

De øvrige 11 borehull fordeler seg med 2 på perm/karbon (Tromsøflaket), 1 på trias (34/4-6), 4 på tertiær (25/1-7, 25/1-8, 25/2-9 og 25/2-10) og 4 på kvartær (34/10-24 til 27. Dette er grunnassboringer på Gullfaks).

Av de 12 borehull som var under boring ved forrige årsskifte hadde 9 jurassiske lag som hovedmål. 2 hadde perm (1/3-5 og 2/1-7) og en (6609/5-1) hadde trias som hovedmål.

2.2.2.2 Svalbard

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

I 1985 har aktivitetsnivået økt ytterligere og felt-sesongen er utvidet. Totalt har 14 forskjellige selskaper hatt petroleumsrelatert aktivitet på Svalbard dette året.

De mest omfattende undersøkelsene er foretatt av BP som har skutt seismikk på Paulabreen. Statoil, Norsk Hydro, Nordisk Polarinvest og en polsk ekspedisjon har utført seismiske undersøkelser i territorialfarvannet rundt Spitsbergen, og 6 ulike selskaper har gjort geologiske undersøkelser på Svalbard.

Kun ett hull er påbegynt i 1985 (fig 2.2.2.2.a). Det russiske selskapet Trust Arktikugol begynte i januar å bore i Vassdalen ved Van Mijenfjorden. Dette hullet ventes ferdig sommeren 1986.

Tabell 2.2.2.b viser de 13 boretillatelser som er gitt på Svalbard i forbindelse med boring etter olje og gass.

Aktivitetsnivået vil trolig øke ytterligere i 1986 både når det gjelder innsamling av seismiske data og geologiske feltundersøkelser. Det foreligger konkrete planer om 2 boringer i 1986 som skal utføres av Nordisk Polarinvest og Svensk Polarenergi i samarbeid med Norsk Polarnavigasjon.

Oljedirektoratet har utført flere inspeksjonsturer til Svalbard i 1985. Disse er utført i samarbeid med bergmesteren for Svalbard og sysselmannskontoret. På en av befaringsene ble de 12 tidligere borelokalitetene merket med jernstenger for lettere å kunne gjenfinnes.

TAB 2.2.2.a

Påbegynte og/eller avsluttede undersøkelseshull (U) og avgrensningshull (A) i 1985.

R = Gjenåpning X = Har ikke nådd prospektive dyp

Borehull	Till. nr.	Posisjon	Boring påbegynt avsluttet	Operatør Rettighetshaver	Borefartøy	Brønn-type	Vann-dyp KBE	Total dyp (MSL)	Form. på TD	Resultat
6506/12-1	430	65°10'07.58" 06°43'44.07"	16.08.84 06.02.85	Statoil Stat/Mobil/Agip	Ross Isle	U	250 22	4903	Jura/ Trias	Gass/kond.
2/1-7	431	56°51'49.85" 03°05'41.88"	06.09.84 06.03.85	BP Stat/BP/Conoco	Glomar Moray F.I.U		68 38	5426	Perm	Tørt hull
1/3-5	435	56°46'16.02" 02°53'38.85"	01.10.84 11.02.85	Shell Shell	Neddrill Trigon	U	71 35	4815	Perm	Tørt hull
34/7-3	436	61°25'54.05" 02°07'43.95"	14.09.84 02.01.85	Saga Stat/Esso/Hyd/Saga	Vildkat	U	303 25	3389	Trias	Olje
6609/5-1	439	66°37'42.73" 09°24'52.17"	03.11.84 05.01.85	Statoil Stat/PPCO/Esso	West Vanguard	U	294 22	3578	Trias ?	Tørt hull
6/3-1	441	57°58'10.20" 01°55'30.38"	02.11.84 01.02.85	Statoil Stat/Con/Hyd/Amer	Deepsea Bergen	U	86 23	3537	Trias ?	Olje/gass/kond
30/6-16	442	60°39'31.72" 02°41'37.64"	09.11.84 21.01.85	Norsk Hydro Stat/Petronord	Treasure Scout	U	108 23	3277	Trias	Olje/gass
6407/9-2	443	64°24'01.31" 07°48'11.26"	18.11.84 02.02.85	Shell Stat/Shell/BP	Borgny Dolphin	A	247 25	1840	M. Jura	Olje
30/9-4	444	60°28'12.83" 02°45'32.05"	22.11.84 30.03.85	Norsk Hydro Stat/Hydro/Saga	Treasure Seeker	U	110 25	4278 3552	U. Jura TVD	Olje/gass/kond
34/7-4	445	61°29'04.44" 02°08'00.26"	18.11.84 16.01.85	Saga Stat/Esso/Hyd/Saga	Treasure Saga	U	319 26	3089	Trias	Olje
7/8-4	446	57°15'28.03" 02°25'46.23"	11.12.84 20.02.85	Conoco Stat/Con/Hydro	Nortrym	U	82 25	4375	Trias	Tørt hull

Bore- hull	Till. nr.	Posisjon	Boring påbegynt avsluttet	Operatør Rettighetshaver	Borefartøy	Brønn- type KBE	Vann- dyp (MSL)	Total dyp	Form. på TD	Resultat
30/2-2	447	60°49'53.89"	19.12.84	Statoil	Dyvi Delta	U	123	4141	Jura	Gass/kond
		02°39'51.65"	04.05.85	Stat/Union/Ten			30			
34/7-5	448	61°21'54.95"	17.01.85	Saga	Treasure Saga	U	244	3120	Trias	Olje
		02°01'23.67"	16.03.85	Stat/Esso/Hyd/Saga			26			
7121/4-2	449	71°39'26.09"	29.01.85	Statoil	West Vanguard	U	317	2778	Trias	Gass/kond
		21°03'45.96"	14.04.85	Stat/Total/Conoco			22			
7120/6-1	450	71°37'11.76"	02.02.85	Norsk Hydro	Treasure Scout	U	314	2797	Trias	Olje/gass
		02°55'59.72"	02.05.85	Stat/Hydro/Esso			23			
30/3-4	451	60°45'56.85"	05.02.85	Statoil	Deepsea Bergen	A	164	3264	U. Jura	Olje/gass
		02°51'30.20"	12.06.85	Statoil/Union			23			
24/6-1	452	59°36'00.25"	09.02.85	Total	Zapata Ugland	U	122	4912	U. Jura	Gass
		01°55'22.16"	25.08.85	Stat/Total/Union			25			
6506/12-2 X453	453	65°01'29.85"	12.02.85	Statoil	Ross Isle	U	310	933		Oppgitt
		06°53'29.41"	28.02.85	Stat/Mobil/Agip			22			
6507/7-2	454	65°20'12.37"	25.02.85	Conoco	Nortrym	U	351	3237	Trias	Olje/gass
		07°18'34.52"	10.06.85	Stat/Con/Arco			25			
25/1-7	455	59°55'08.28"	09.03.85	Elf	Byford Dolphin	A	101	2694	Kritt	Gass
		02°04'52.33"	27.05.85	Petronord gr			25			
6506/12-3	456	65°01'31.09"	01.03.85	Statoil	Ross Isle	U	307	4338	U. Jura	Olje/gass
		06°53'27.35"	17.07.85	Stat/Mobil/Agip			22			
34/7-6	457	61°27'10.85"	17.03.85	Saga	Treasure Saga	A	307	3659	Trias	Olje
		02°08'17.26"	30.05.85	Stat/Esso/Hyd/Saga			26			
34/2-4	458	61°45'20.11"	22.03.85	Amoco	West Venture	U	391	4074	U. Jura	Tørt hull
		02°39'37.64"	11.06.85	Stat/Amoco gr			33			
31/6-7 X	459	60°33'19.68"	01.04.85	N. Hydro	Treasure Seeker	A	300	669		Oppgitt
		03°40'39.04"	13.04.85	Stat/Hydro/Saga			25			
6506/12-4	460	65°12'46.97"	24.03.85	Statoil	Dyvi Stena	U	256	4432	U. Jura	Tørt hull
		06°43'30.37"	12.08.85	Stat/Mobil/Agip			25			
7120/5-1	461	71°34'51.86"	17.04.85	Statoil	West Vanguard	U	318	2678	Trias	Tørt hull
		20°26'12.26"	06.06.85	Stat/Hydro/Mobil			22			
31/6-8	462	60°33'21.36"	14.04.85	N. Hydro	Treasure Seeker	A	298	2113	Jura	Olje/gass
		03°40'39.07"	25.05.85	Stat/Hydro/Saga			25			
31/6-8 R	462	60°33'21.36"	22.07.85	N. Hydro	Treasure Seeker	A	298	2113	Jura	Olje/gass
		03°40'39.07"	22.09.85	Stat/Hydro/Saga			25			
6407/9-3	463	64°19'48.94"	03.05.85	Shell	Borgny Dolphin	A	279	1843	Jura	Olje
		07°46'30.91"	28.07.85	Stat/Shell/BP			25			
7120/2-1	464	71°58'57.94"	05.05.85	N. Hydro	Treasure Scout	U	387	3472		Olje
		20°28'35.09"	29.10.85	Stat/Hydro/Mobil			23			
34/10-23	465	61°01'06.35"	06.05.85	Statoil	Dyvi Delta	U	135	4735	U. Jura	Gass
		02°19'01.57"	13.10.85	Stat/Hydro/Saga			29			
25/1-8	466	59°54'03.28"	28.05.85	Elf	Byford Dolphin	A	102	2625	Paleoc.	Gass
		02°06'09.79"	25.07.85	Petronord gr			25			
30/9-5	467	60°21'31.34"	27.05.85	N. Hydro	Treasure Seeker	U	103	2955	Trias	Gass
		02°53'37.09"	19.07.85	Stat/Hydro/Saga			25			
7121/5-1	468	71°35'54.88"	07.06.85	Statoil	West Vanguard	U	336	3178	Trias	Olje/gass
		21°24'21.78"	28.09.85	Stat/Elf/Hyd/Con			22			
6507/11-3	469	65°01'59.80"	03.06.85	Saga	Treasure Saga	U	290	3224	Trias	Olje/gass
		07°30'42.34"	15.08.85	Stat/Shell/Saga			26			
25/2-9	470	59°53'10.16"	14.06.85	Elf	Nortrym	A	112	2272	Paleoc.	Gass
		02°22'15.09"	24.07.85	Petronord gr			25			
34/10-24	471	61°10'32.65"	28.06.85	Statoil	Deepsea Bergen	A	134	577	Tertiær	Gass
		02°11'28.10"	05.08.85	Stat/Hydro/Saga			23			
6407/9-4	472	64°22'14.00"	04.07.85	Shell	West Venture	A	244	1788	U. Jura	Olje
		07°43'21.84"	10.09.85	Stat/Shell/BP			32			
2/1-8	473	56°53'40.63"	28.07.85	BP	Neddrill Trigon	A	66.5	4122	Trias	Olje/gass
		03°06'55.95"	24.11.85	Stat/BP/Conoco			36.5			
6407/4-1	474	64°35'45.36"	20.07.85	Statoil	Ross Isle	U	225	4813	Trias	Kond/gass
		07°08'42.17"	14.11.85	Stat/Elf/Con/Saga			22			
6507/7-3	475	65°19'01.31"	29.07.85	Conoco	Nortrym	A	346	2825	Jura	Olje/gass
		07°17'44.79"	18.09.85	Stat/Con/Arco			25			
30/6-18	476	60°30'30.71"	01.08.85	N. Hydro	Byford Dolphin	U	108	3665	Trias	Olje/gass
		02°41'21.25"	23.11.85	Stat/Petronord			25			
34/10-25	477	61°12'11.60"	06.08.85	Statoil	Deepsea Bergen	A	143	577	Tertiær	Tørt hull
		02°12'12.77"	17.08.85	Stat/Hydro/Saga			23			
30/6-17	478	60°34'15.77"	12.08.85	N. Hydro	Vildkat	U	111	589		Suspendert
		02°44'59.84"	23.08.85	Stat/Petronord			24			
30/6-17 R	478	60°34'15.77"	14.11.85	N. Hydro	Treasure Hunter	U	111			
		02°44'59.84"		Stat/Petronord			25			
6406/6-1	479	64°43'48.23"	15.08.85	Statoil	Dyvi Stena	U	244	4690	U. Jura	Tørt hull
		06°42'14.69"	30.12.85	Stat/BP/Amerada			25			
7120/1-1	480	71°55'00.83"	16.08.85	Shell	Borgny Dolphin	U	341.5	2569		Suspendert
		20°18'07.13"	24.11.85	Stat/Shell/Elf/Hydro			25			
7120/1-1 R	480	71°55'00.83"	02.12.85	Shell	Borgny Dolphin	U	341.5	2585		Suspendert
		20°18'07.13"	24.12.85	Stat/Shell/Elf/Hydro			25			
6507/12-3	481	65°03'35.82"	16.08.85	Saga	Treasure Saga	U	240	2574	Jura	Tørt hull
		07°49'06.40"	13.09.85	Elf/Saga/Volvo			26			

Borehull	Till. nr.	Posisjon	Boring påbegynt avsluttet	Operatør Rettighetshaver	Borefartøy	Brønn-type KBE	Vann-dyp (MSL)	Total dyp	Form. på TD	Resultat
6407/9-5	482	64°16'42.35"	12.09.85	Shell	West Venture	A	286	1788	U. Jura	Olje
		07°44'14.66"	13.11.85	Stat/Shell/BP			33			
34/7-7	483	61°26'54.53"	17.09.85	Saga	Treasure Saga	A	302.5	3520	Trias	Olje
		02°05'55.69"	16.12.85	Stat/Esso/Hyd/Saga			26			
6407/6-2 X	484	64°42'29.56"	04.10.85	Statoil	West Vanguard	U	221	501		Suspendert
		07°40'32.59"	06.10.85	Stat/Mobil/Britoil			22			
6506/12-5	485	65°02'28.60"	17.10.85	Statoil	Dyvi Delta	A	301			
		06°58'21.93"		Stat/Hydro/Saga			29			
6407/7-1	486	64°16'31.49"	19.10.85	N. Hydro	Polar Pioneer	U	330			
		07°12'21.12"		Stat/Hydro/Shell			23			
7121/1-1	487	71°56'25.74"	10.10.85	Esso	Zapata Ugland	U	370	916		Suspendert
		21°04'36.52"	17.11.85	Stat/Esso/Hydro			27			
34/8-1	488	61°21'x53.00"	08.11.85	N. Hydro	Treasure Scout	U	325			
		02°25'57.57"		Stat/Hydro/Elf/Con			23			
34/10-26	489	61°12'59.90"	18.10.85	Statoil	Deepsea Bergen	A	219	600	Tertiær	Tørt hull
		02°16'23.77"	26.10.85	Stat/Hydro/Saga			23			
6507/7-4	490	65°19'11.56"	06.11.85	Conoco	Nortrym	A	345			
		07°15'44.99"		Stat/Con/Arco			25			
7/11-9	491		24.11.85	N. Hydro	Byford Dolphin	U				
				Stat/Hydro/Saga			25			
6/3-2	492	57°54'25.99"	21.11.85	Statoil	Ross Isle	U	089			
		01°59'14.19"		Stat/Con/Hydro			22			
25/6-1	493		18.12.85	Saga	Treasure Saga	U				
				Stat/Saga/Agip/Fina			26			
25/2-10	494	59°53'11.80"	02.12.85	Elf	Henry Goodrich	U	120			
		02°30'08.33"		Stat/Elf/Hydro/Total			21			
34/10-27	495	61°10'31.12"	02.12.85	Statoil	West Venture	A	134.5	450		Suspendert
		02°11'23.96"	14.12.85	Stat/Hydro/Saga			32			
34/10-29	496	61°10'33.06"	27.12.85	Statoil	West Venture	A	135			
		02°11'28.76"		Stat/Hydro/Saga			32			
34/4-6	497	61°34'15.49"	31.12.85	Saga	Vinni	A				
		02°13'19.52"		Stat/Saga/Amoco			26			

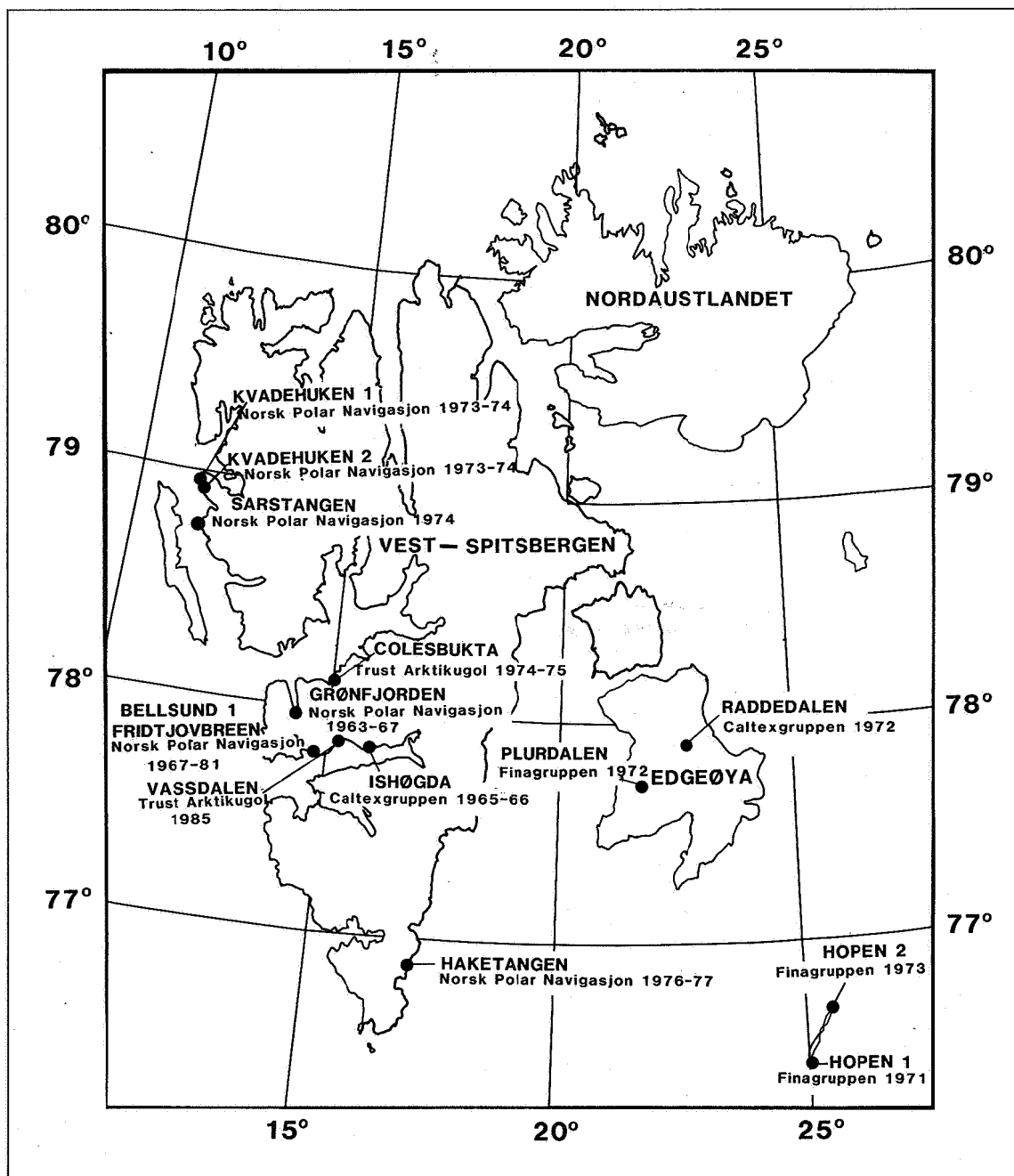
TAB 2.2.2.b

Boretillatelse gitt på Svalbard

Borehull (Lokalitet)	Posisjon Nord Øst	Påbegynt	Avsluttet	Boretid Dager	Operatør Rettighetshaver	Total dybde meter	KB elev. over MSL meter
Grønnfjorden 1 (Nordenskiöld Land)	77°57'34"	09.06.63	05.09.63	287	Norsk Polar Navigasjon	971.6	7.5
		13.06.64	26.08.64				
		26.06.65	08.09.65				
Ishøgda (van Mijenfjorden)	77°50'22"	01.08.65	15.03.66	277	Texaco Caltex gruppen	3304	18
		23.08.67	02.09.67				
		29.06.68	21.08.68				
Bellsund I (Fridtjovsbreen)	77°47' 14°46'	07.07.69	16.08.69	299 x)	Norsk Polar Navigasjon	405	
		10.07.74	18.09.74				
		16.07.75	20.09.75				
Hopen I (Hopen)	76°26'57"	11.08.71	29.09.71	50	Forasol Fina gruppen	908	9.1
		25°01'45"					
		77°54'10"	12.07.72				
Raddedalen (Edgeøya)	22°41'50"	02.04.72	12.07.72	100	Total Caltex gruppen	2823	84
Plurdalen (Edgeøya)	77°44'33"	29.06.72	12.10.72	108	Fina Fina gruppen	2351	144.6
Kvadehuken I (Brøggerhalvøya)	78°57'03"	01.09.72	10.11.72	112	Terratest A/S	479	
Hopen II (Hopen)	11°23'33"	21.04.73	19.06.73	123	Westburne Int. Ltd. Fina gruppen	2840.3	314.7
76°41'15"	20.06.73	20.10.73					
25°28'00"	13.08.73	19.11.73					
Kvadehuken II (Brøggerhalvøya)	11°33'11"	22.03.74	16.06.74	186	Terratest A/S Norsk Polar Navig	394	
Sarstangen (Forlandsrevet)	78°43'36"	15.08.74	01.12.74	-109	Terratest A/S Norsk Polar Navig	1113.5	5
Colesbukta (Nordenskiöld Land)	11°28'40"	13.11.74	01.12.75	373	Trust Arktikugol	3180	12
Haketangen (Tromsøbreen)	78°07' 15°02'	11.09.76	22.09.76	109	Terratest A/S Norsk Polar Navig	990	6.7
76°52'30"	13.06.77	19.09.77					
Vassdalen II (van Mijenfjorden)	77°49'08"	22.01.85		344	Trust Arktikugol	2481	
	15°16'00"			2477 boretid		22240.4 m boret	

x) Boringen er ikke endelig avsluttet.

FIG 2.2.2.a
Borelokaliteter på Svalbard



2.2.3 Funn og felt under vurdering

2.2.3.1 Funn i 1985

I løpet av 1985 er det gjort flere nye interessante funn på norsk sokkel. De mest interessante er gjort på Haltenbanken.

Mest oppmuntrende er Conocos funn i blokk 6507/7. Funnet har fått navnet Heidrun. Det er funnet olje i sandsteinslag av jura alder. 4 hull er boret på denne strukturen, hvorav ett er under testing.

Saga har boret et hull på en hittil uboret forkastningsblokk i Midgard-feltet. Det er tidligere påvist kun gass i sandsteiner av jura alder på dette feltet, men 6507/11-3 viste at det også finnes et tynt oljelag under gassen i deler av feltet.

I blokk 6407/4 gjorde Statoil et mindre gass/kondensatfunn i sandsteinslag av jura alder. Dessverre er reservoaregenskapene varierende og reservoaret viste dårlig produksjonsevne.

Helt sørøst i blokk 6506/12 (som også inneholder Smørbukkefeltet), gjorde Statoil et nytt olje- og gassfunn i sandsteinslag av jura alder.

På Tromsøflaket har Statoil boret en ny struktur nord for Snøhvit-strukturen. I dette borehull (7121/4-2) ble det påvist gass.

Et hull er boret ferdig på Lopparyggen, hvor Norsk Hydro boret på et perm/karbon prospekt. Under boring ble det påvist spor av hydrokarboner i kalksteins- og sandsteinslag av perm/karbon alder. Produksjonstester viste imidlertid at det kun dreide seg om residual olje og det ble produsert vann på alle nivåer.

I Nordsjøen er det gjort en del nye mindre funn. I Oseberg-området har Norsk Hydro påvist hydrokarboner i to borehull. I 30/6-18, som ble boret på en separat struktur i forkastningskomplekset sørvest av Oseberg-hovedstrukturen, ble det påvist både olje og gass i sandsteinslag av jura alder. I den delen av blokk 30/9 som ble tildelt i 9. konsesjonsrunde gjorde Norsk Hydro et mindre gassfunn i sandsteinslag av jura alder. Funnet ble ikke produksjonstestet.

Sør for Gullfaks Sør-feltet gjorde Statoil et gassfunn i borehull 34/10-23. Strukturen ble tidligere forsøkt boret (34/10-20), men måtte oppgis på grunn av høyt formasjonstrykk.

Total Marine avsluttet boring og testing av et mindre gassfunn i blokk 24/6. Blokken ligger på grensen til engelsk sektor. Gassen ble påvist i jurasiske sandsteinslag. Selv om funnet er relativt lite er det interessant på grunn av den nære beliggenhet til Frigg og Heimdal-feltene.

Ved årsskiftet 1985/86 var 11 lete- og avgrensningshull under boring, hvorav 6 hadde nådd reservoarnivå.

Totalt er det boret 16 nye strukturer i 1985. Det er gjort funn i 9 strukturer. Dette gir en funnfrekvens på 56 %, hvilket er høyt i leteboringssammenheng.

Blokk 24/6

Blokken, som er grenseblokk mot britisk sektor, ble tildelt sammen med deler av blokk 25/4 i 1984 med Total Marine som operatør. 24/6-1 er boret på en struktur opp til grenselinjen til engelsk sektor. Det er gjort funn av gass i sandsteinslag av midtre jura alder. Reservoaret som har meget høyt trykk og høy temperatur, ble produksjonstestet og maksimalproduksjon ble målt til 425 000 Sm³ gass og 74,7 Sm³ olje pr døgn gjennom en 7,9 mm dyseåpning. Funnet er relativt lite, men anses som interessant i betraktning av den nære beliggenhet til Frigg og Heimdal-feltene.

Blokk 30/6

Blokken ble tildelt i 1979. Norsk Hydro er operatør. Etter at Oseberg-feltet ble funnet og erklært kommersielt, er det blitt boret flere hull for å få kartlagt ressursene vest og sørvest for hovedstrukturen

(Alfa). 30/6-18 er boret på en av disse kompliserte forkastningsblokker (Kappa). Det ble påvist hydrokarboner i to separate sandsteinslag av nedre jura alder med henholdsvis olje og gass i det øvre intervallet og olje i det nedre intervallet. Maksimal produksjon fra oljesonen i det øvre reservoaret ble målt til 970 Sm³ olje og 195 000 Sm³ gass pr døgn gjennom 14,3 mm dyseåpning. I det nedre reservoaret ble maksimal produksjonen målt til 610 Sm³ olje og 190 000 Sm³ gass pr døgn gjennom 14,3 mm dyseåpning. Det er for tidlig å si noe sikkert om funnet, men det er kun tale om en økning på noen få prosent av ressursene i Oseberg-området.

Blokk 30/9

Den sørlige del av blokken ble tildelt i 1985 med Norsk Hydro som operatør. Den nordlige delen av blokken ble tidligere tildelt (1982) for å få en samlet kartlegging av ressursene for Oseberg-feltet. Norsk Hydro har påvist gass i mindre mengder i sandsteiner av nedre jura alder i en separat struktur, adskilt fra Oseberg-feltet. Hullet ble ikke produksjonstestet.

Blokk 34/10

Blokken ble tildelt i 1978 med Statoil som operatør. Ved årsskiftet 1983/84 ble det forsøkt å bore på Gammastrukturen sørøst i blokken. Dette hull nådde aldri prospektive lag på grunn av høye trykk. I 1985 har Statoil boret 34/10-23 på samme struktur, men ute på flanken slik at trykkgradienten ble lavere. Det ble påvist gass i sandsteinslag av midtre jura alder. Reservoaret ble testet og maksimal produksjon ble målt til 1,7 x 10⁶ Sm³ gass pr døgn gjennom 22,2 mm dyseåpning. Gass/oljeforholdet var ca 11 400 Sm³/Sm³. Det er for tidlig å si noe om reservoarets størrelse før ytterligere boring har funnet sted.

I tillegg til 34/10-23 er 4 borehull (34/10-24 til 27) boret for å skaffe flere tekniske opplysninger om de grunne gassforekomster i Gullfaks-området. Det er påvist et gassførende sandlag under lokaliteten for Gullfaks A-plattformen. Det arbeides nå med å utvikle teknologi som skal forhindre at grunn gass skaper problemer for boring av produksjonsbrønner på feltet. De grunne gassforekomster er meget små og har trolig ingen kommersiell betydning.

Den 22.11.85 oppstod en ukontrollert grunn gass utblåsning på lokasjon 34/10-A-2H med boreriggen «Deepsea Bergen».

Begynnende gasslekkasje mellom 20" og 30" foringsrør ble tidlig observert med undervannskameraer, og borefartøyet ble suksessivt trukket vekk i sikker avstand fra gassutblåsningen.

Situasjonen ble av operatør/reder vurdert til ikke å representere noen særlig risiko for hverken besetning eller innretning, og mannskapet ble følgelig heller ikke evakuert.

Gassutblåsningen skyldes en mislykket sementering.

Blokk 6407/4

Blokken ble tildelt i 1985 med Statoil som operatør. 6407/4-1 er boret sentralt i blokken. Det ble påvist gass i midtre jura sandsteinslag. Det ble utført 2 produksjonstester. Det nedre intervallet produserte kun vann, det øverste produserte bare 35 000 Sm³ gass og 20 Sm³ kondensat pr døgn gjennom 18 mm dyseåpning. Testresultatet viser at reservoaret har begrensede produksjonsegenskaper.

Blokk 6506/12

Blokken ble tildelt i 1984 med Statoil som operatør. I 1984 ble det store gass/kondensatfelt, Smørbukkk, funnet nordvest i blokken. 6506/12-3 er boret sørøst i blokken og påviste gass/kondensat og olje i sandsteinslag av midtre og nedre jura alder. Det ble utført et omfattende produksjonstestprogram med tester i 6 soner. Høyeste gassproduksjon ble målt til ca 450 000 Sm³ gass pr døgn. Høyeste oljeproduksjon ble målt til 820 Sm³ olje pr døgn. Begge tester var utført gjennom 25 mm dyseåpning. Testresultatene er gode, men er noe lavere enn det som er oppnådd på Smørbukkk-feltet. Ytterligere boring må til for å avklare 6506/12-3 funnets størrelse.

Blokk 6507/7

Blokken ble tildelt i 1984 med Conoco som operatør. 6507/7-2 er boret øst i blokken og påviste olje og gass i jurassiske sandsteiner. Funnet har fått navnet Heidrun. Det ble utført et stort testprogram med hele 7 produksjonsintervaller. Maksimal oljeproduksjon ble målt til 902 Sm³ olje og 68 000 Sm³ gass pr døgn gjennom 22 mm dyseåpning. Beste gassproduksjon ble målt til 890 000 Sm³ gass og 96 Sm³ kondensat pr døgn gjennom 20 mm dyseåpning. Testen viser at reservoaregenskapene i Heidrun-feltet er gode.

Blokk 6507/11

Blokken ble tildelt i 1981 med Saga som operatør. 6507/11-3 er boret på en forkastningsblokk sentralt i gassfeltet Midgard. Det ble funnet gass i sandsteinslag av midtre jura alder. Det interessante er at det i tillegg var en tynn oljesone under gassen. Tre produksjonstester ble utført og maksimal oljeproduksjon ble målt til 1 500 Sm³ olje pr døgn gjennom 25 mm dyseåpning. Under testen ble det observert gjennombrudd av fri gass fra gass-sonen, og oljeproduksjonen ble redusert til 200 Sm³ pr dag for å stoppe produksjonen av fri gass. Maksimal gassproduksjon fra gass-sonen ble målt til 1,73 x 10⁶ Sm³ gass og 279 Sm³ kondensat pr døgn gjennom 38 mm dyseåpning. Testene bekrefter at reservoaregenskapene i Midgard-feltet er svært gode. Funnet av en oljesone under gassen betyr at en står overfor samme problematikk omkring produksjon fra en tynn oljesone i dette feltet som i bl a Troll og Snøhvit.

Blokk 7121/4

Blokken ble tildelt i 1984 med Statoil som operatør. Tidligere er Snøhvit-strukturen blitt påvist i denne og naboblokkene (7120/6 og 7121/5). 7121/4-2 er boret på en separat struktur nord for Snøhvit-strukturen. Det ble påvist gass i sandsteiner av midtre jura alder. En produksjonstest ble utført og maksimalproduksjonen ble målt til ca 850 000 Sm³ gass og ca 80 Sm³ kondensat pr døgn gjennom 25,4 mm dyseåpning. Produksjonstesten viser at reservoaregenskapene er gode som de også er det i Snøhvit-strukturen.

2.2.3.2 Felt under vurdering**Hod**

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

Oljedirektoratets anslag for utvinnbare ressurser er 7 x 10⁶Sm³ olje og 5 x 10⁹Sm³ gass.

Hod-feltet består av to mindre strukturer. Disse er undersøkt med tilsammen fem brønner, to på Vest-Hod og tre på Øst-Hod. I 1981 ble en brønnhoderamme innstallert på havbunnen mellom de to strukturene, da feltet på det tidspunkt ble vurdert som lovende. Brønn 2/11-6 ble avviksboret fra denne. En eventuell senere boring av produksjonsbrønner vil skje fra brønnhoderammen.

Operatøren har det siste året hatt produksjonsvansker på Valhall pga faste partikler i brønnstrømmen. Operatøren antar at produksjonen fra Hod-reservoaret vil gi samme problemer, og at Hod derfor ikke vil kunne la seg produsere fra undervannskompletterte brønner som tidligere forutsatt. En utbygging av Hod vil dermed måtte basere seg på produksjon fra en brønnhodeplattform og videre transport til Valhall for sluttprosessering. Operatøren planlegger å bore ytterligere en brønn på Hod for eventuelt å kunne påvise høyere ressursestimat.

Det er på nåværende tidspunkt for tidlig å si om en utbygging av feltet er økonomisk forsvarlig.

Tommeliten

Feltet ligger i blokk 1/9 som ble tildelt i 1976 med Statoil som operatør.

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

Utvinnbare ressurser er anslått til å være 6 x 10⁶Sm³ olje/kondensat og 23 x 10⁹Sm³ gass.

Operatøren leverte drivverdighetserklæring i desember 1985. Denne er basert på en feltutbyggingsløsning med en brønnhodeplattform innstallert på Gamma-strukturen og en plattform for vannfjerning på Alfa-strukturen. Ubehandlet brønnstrøm transporteres fra Gamma til Alfa, hvor fritt vann fjernes for videre transport til Eldfisk. På Eldfisk vil produktene bli behandlet før de overføres til Ekofisk for sluttprosessering til transportspesifikasjoner. Produksjonsstart er planlagt til 1989/90.

Operatøren vurderer også andre utbyggingsløs-

ninger. Plan for utbygging og drift og ilandførings-søknad planlegges lagt fram for godkjenning våren 1986.

Felt omkring Ula

2/1-Nord er et oljefelt som ligger ca 25 km sør-øst for Ula-feltet. BP er operatør for begge disse feltene. Operatør arbeider med mulighetsstudier for 2/1-Nord med tilknytning til Ula-feltet. Ula-feltet vil ha ledig prosesskapasitet for olje fra andre felt fra 1990/91. Gassproduksjonen fra 2/1-Nord vil imidlertid både overskride prosesskapasiteten på Ula og kapasiteten i gassrørledningssystemet Ula-Cod-Ekofisk. Det synes klart at 2/1-Nord eventuelt må utbygges med en egen fast eller flytende installasjon. Tilkobling til Ula kan medføre betydelige modifikasjonsarbeider, eller en ny plattform på Ula-feltet. Operatøren har indikert at en feltutviklingsplan for 2/1-Nord kan bli lagt fram i 1986/87.

Blokk 1/3 er naboblokk til 2/1 mot vest. Elf Aquitaine er operatør. Det er påvist et mindre oljefunn som trolig strekker seg inn i blokk 2/1. Det er ikke direkte forbindelse mellom de to strukturene.

Blokk 2/2 er naboblokk til 2/1 mot øst. Saga er operatør. Det er også her påvist et lite oljefelt. Vanddypt er svært moderat med 60 m. De mindre feltene i blokkene 1/3 og 2/2 bør vurderes i sammenheng med eventuell utbyggingsplan for 2/1-Nord.

I naboblokken til Ula-feltet mot vest, 7/11, er det påvist et oljefelt. I blokk 7/8 nordvest for Ula er det også påvist et mindre oljefelt. Disse mindre feltene bør vurderes i sammenheng med en eventuell utbygging av infrastrukturen på Ula-feltet.

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.a.

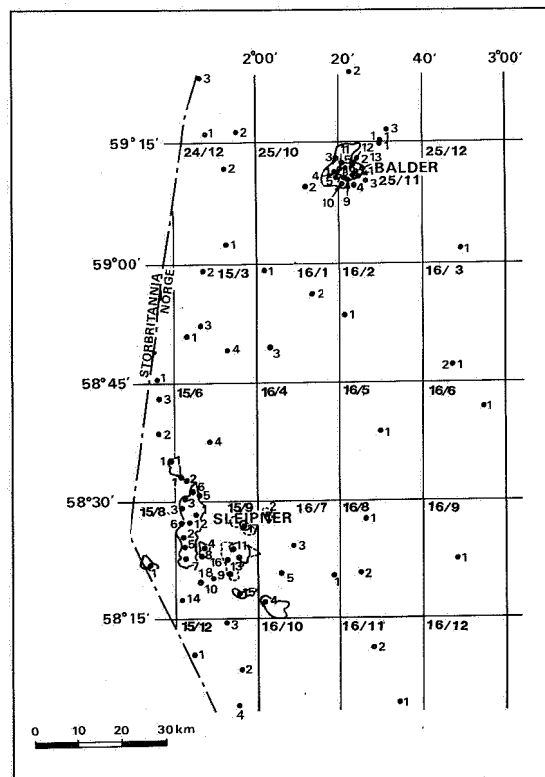
Tildelinger, utvinningstillatelser, operatørsvar er som følger:

Blokk	15/5	15/6	15/8 og 15/9	16/7
Tildelingsår:	1977	1969	1970	1981
Operatør:	N. Hydro	Esso	Statoil	Esso
Utvinningstillatelse:	048	029	046	072

Utvinnbare ressurser i Sleipner Vest som omfatter strukturene Alfa, Beta, Epsilon og Delta, er beregnet til $135 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass, $28 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje og 9×10^6 tonn NGL.

For Sleipner Øst er de utvinnbare ressursene i Heimdalformasjonen og jura/trias-reservoaret anslått til $51 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass, $17 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje og 10×10^6 tonn NGL. Tilstedeværende ressurser for 15/8 Alfa, 15/9 My og 15/9 Theta er anslått til $35 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass og $16 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje.

FIG 2.2.3.a
Sleipner- og Balderområdet



Utbygging av Sleipner-området

Nåværende planer forutsetter bygging av en Sleipner Øst plattform med kapasitet $16 \times 10^6 \text{Sm}^3$ pr døgn.

Det arbeides i øyeblikket med planer for en større ($24 \times 10^6 \text{Sm}^3$ pr døgn) Sleipner Øst plattform for eventuelt salg av Sleipner Øst til kontinentet. Man er således klar med flere utbyggingsalternativer dersom det blir inngått salgsvtaler for gassen.

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 oljeresurser er nå anslått til $35 \times 10^6 \text{Sm}^3$.

Ilandførings-søknad ble levert i desember 1980, men på grunn av en kraftig nedjustering av reservene og derav dårligere økonomi i prosjektet, ble ilandførings-søknaden trukket tilbake. Operatørselskapet har feltet under vurdering.

Oseberg-området

Oseberg-området omfatter blokkene 30/2, 30/3, 30/6, 30/9 og 31/4 (fig 2.2.3.b). Selve Oseberg-feltet er vedtatt utbygd og planlegges å være i produksjon fra 1989 (jf kap 2.3.6).

Ressursgrunnlaget

I området er det gjort funn av ulik størrelse i feltene Oseberg, Brage, Veslefrikk, Huldra, 30/6-Beta, 30/6 Kappa, 30/6-Gamma Nord og 30/9-prospekt A. Oppdagede utvinnbare ressurser fremgår av tab 2.4.3.

Det er i tillegg til funnene kartlagt et stort antall prospekter i Oseberg-området. Spesielt gjelder dette på vestflanken av Oseberg og i 30/9 (utvinningstillatelsene 079 og 104). Oljedirektoratets anslag over forventede utvinnbare ressurser i prospektene innen utvinningstillatelse 104 er $35 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ olje. I tillegg kan det forventes noe gass.

Norsk Hydro som er operatør for størstedelen av området, har hatt relativt høy leteaktivitet i 1985 og har planlagt høy aktivitet i 1986. Operatøren regner med at pågående kartleggings- og boreaktivitet vil bidra til en avklaring av ressursgrunnlaget i løpet av 1986 for en mulig samordnet utbygging.

Transport

Det er vedtatt at oljen fra Oseberg skal ilandføres i rør til Sture i Øygarden. Gass vil bli reinjisert. Transportbehov for gass vil derfor først oppstå etter år 2000. Det forutsettes at Oseberg da kan tilknyttes de transportsystemer for gass som da finnes.

For øvrige felt i Oseberg-området antas den samme transportmåte som for Oseberg.

Utbyggingsalternativer

Det finnes i utgangspunktet to hovedalternativer for videre utbygging av Oseberg-området. Det ene alternativet er å fortsette utbyggingsplanen for Ose-

berg som feltutviklingsplanen innebærer, samt å bygge ut satellitt-feltene i samsvar med dette. Det vil si at bl a Veslefrikk og Brage enten bør bygges ut med egen prosesskapasitet eller at de bør forskyves utover i tid til Oseberg A får ledig kapasitet etter år 2000. Alternativet er oppgradering av Oseberg C-plattformen til en PDQ plattform (prosess-, bore- og boligplattform) og å bygge ut feltene samordnet, med bruk av ledig prosesseringskapasitet på Oseberg.

Studier viser at det kan være samfunnsøkonomiske fordeler ved å oppgradere Oseberg C-plattformen framfor å bygge ut selvstendige enheter for feltene omkring Oseberg.

Det kan ikke tas endelig stilling til hvordan feltene omkring Oseberg bør samordnes og bygges ut, og til hvor stor prosesskapasiteten på Oseberg bør være, før ressursgrunnlaget i området er bedre kjent. Operatøren, Norsk Hydro, planlegger å legge fram for myndighetene en revidert feltutviklingsplan for Oseberg ultimo 1986, der områdetankegangen vurderes.

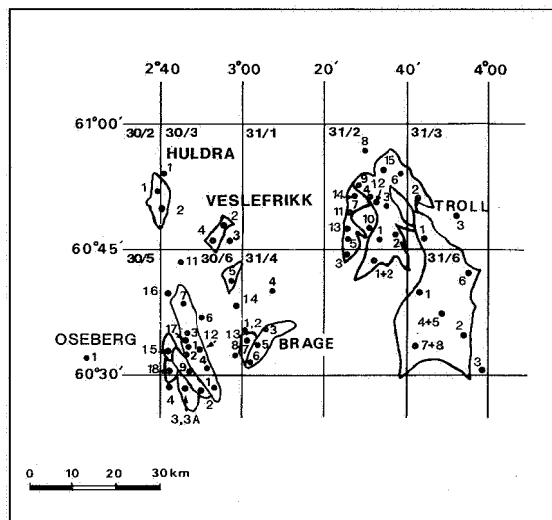
Plan for utbygging og drift for Brage planlegger operatøren å legge fram ca 1 år deretter. Statoil har som operatør for Veslefrikk planlagt at plan for utbygging og drift for dette feltet blir lagt fram samtidig med revidert feltutviklingsplan for Oseberg.

Beregninger viser at det ikke vil være lønnsomt å utsette produksjonsstart av feltene Brage og Veslefrikk i påvente av ledig prosesskapasitet på Oseberg.

Operatøren vil innen primo 1986 ta endelig stilling til om Oseberg-feltet skal utvinnes ved hjelp av gass- eller vanninjeksjon. Dette vil kunne påvirke beslutningen om å oppgradere Oseberg C-plattformen, slik at samordning av området kan bli aktuallisert.

Myndighetene forutsetter å kunne ta stilling til en samordnet utbyggingsplan i forbindelse med behandling av den reviderte feltutviklingsplanen for Oseberg i 1986/87. Det forutsettes at det da kan tas stilling til om Oseberg C-plattformen skal oppgraderes til en PDQ-plattform.

FIG 2.2.3.b
Oseberg- og Trollområdet



Troll

Troll-feltet dekker deler av blokkene 31/2, 31/3, 31/5 og 31/6 (fig 2.2.3.b). Operatøren på blokk 31/2, Norske Shell, erklærte i november 1983 den del av Troll-feltet som ligger innenfor blokk 31/2 økonomisk drivverdig. Operatøransvaret for blokkene 31/3, 31/5 og 31/6 er delt mellom Statoil, Saga og Norsk Hydro.

I løpet av 1985 har det mellom de to Troll-utvinningstillatelsene pågått et arbeid for å få disse samordnet (unitisert). Arbeidet ventes å være avsluttet i 1986.

Parallelt med slutføringen av dette samordningsarbeidet arbeider de fire operatørene for å komme fram til en anbefalt plan for første utbyggingsfase og finne alternativer for den videre utbygging. I løpet

av høsten 1985 har en felles arbeidsgruppe arbeidet med å komme fram til en utbyggingsplan som vil bli videreført fram til sommeren 1986 av Shell. Arbeidet vil munne ut i en plan som kan legges fram for myndighetene i slutten av 1986.

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. Strømningsegenskapene 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 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 oppdagede oljelaget i tykkelse fra null til noen få meter.

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 1 288 x 10⁶Sm³ utvinnbar gass og 35 x 10⁶Sm³ utvinnbar olje. Oljedirektoratet har i sine reserveanslag foreløpig ikke tatt med oljemengden i de deler av feltet som har 10–17 meters oljesone, men muligheten for utvinning fra denne del av feltet er fortsatt under vurdering.

Utvinningsgraden for olje og gass er beheftet med usikkerhet, bl a vil den være avhengig av utbyggingsskonsept og dreneringsstrategi.

Ut fra en totalvurdering vil en av reservoarmessige hensyn foretrekke en oppstart av gassproduksjon i Troll Øst. Dette vil kunne gi en lengre stabil platåperiode for gassproduksjonen og muligens kunne medvirke til en noe høyere totalutvinningsgrad for gassen. Separat oljeutvinning fra den tykke oljesonen vil kunne gi en større fleksibilitet. Hvorvidt det vil medføre en økt eller redusert oljeutvinning, er helt avhengig av måten en vil finne mest økonomisk å drenere området på. Gjennom det arbeid som pågår vil en søke å få disse spørsmålene besvart. Imidlertid kan det klart slås fast at en oppstart i Troll Øst vil være gunstigere enn en oppstart i vest med tanke på en mulig oljeproduksjon fra den tynne oljesonen.

Hvilke utbyggingskonsepter som blir valgt er det ennå for tidlig å ha faste formeninger om. For fase I gass, synes det likevel å gå i retning av en fast plattform med full prosessering på feltet.

Oljekonseptene som vurderes er basert på faste eller flytende installasjoner, eller en kombinasjon

av disse, undervannsbrønner eller avviksborede brønner fra plattform.

Fra den sørlige oljesonen ventes høyest utvinning ved å produsere oljen uten samtidig å produsere gass fra gasskappen. I den nordlige oljeprovinsen kan et visst gassuttak sammen med oljen øke produksjonsmengdene.

Sikkerhet, beredskap og driftstilgjengelighet

Oljedirektoratet har vurdert utviklingen på Troll-feltet. Arbeidet har vært konsentrert om Troll fase 0 og om Project Task Force (PTF). Utgangspunktet for de vurderinger som er foretatt har vært A/S Norske Shells feltutviklingsplan og utvinningstil-latelsenes 1.8.85-prosjekter.

I forbindelse med oljeutvinning fra vestre del av 31/2, er det presentert ulike konseptløsninger. Oljedirektoratet har på denne bakgrunn startet et utredningsarbeide for å belyse de krav som må stilles til eventuelle flytende produksjonsinnretninger på Troll Vest.

Generelt

2 typer produksjonsprinsipper er aktuelle:

- kontinuerlig produksjon uavhengig av værforhold
- avbrutt produksjon når visse miljøkriterier overskrides.

En kan tenke seg en rekke forskjellige systemer til disse formålene, f eks:

- konvensjonelt forankringssystem
- annen type kjedelinjeforankring
- strekkstagforankring
- dynamisk posisjonering
- kombinasjon av kjedelinjeforankring og dynamisk posisjonering.

Uansett hvilket system man velger, konvensjonell forankring eller dynamisk posisjonering, bør systemet gjøres til gjenstand for en omfattende sikkerhetsanalyse som må inngå i sikkerhetsanalysen for totalkonseptet.

Kontinuerlig produksjon uansett værforhold

Generelt gjelder bl a to hovedkrav:

- systemet må hindre bevegelser som truer stigerørets/brønnens integritet
- ved svikt i systemet må den gjenværende kapasitet være tilstrekkelig til å hindre bevegelser som kan true stigerørets/brønnens integritet.

Planlagt avbrutt produksjon

Dersom imidlertid plattformkonseptet baseres på nedstengning/frakopling av stigerør ved spesielle værforhold, må systemet

- hindre bevegelser som kan true stigerørets integritet inntil kontrollert nedstengning/frakopling er foretatt
- ved svikt i systemet må det være reservekapasitet til å hindre bevegelser som kan true stigerørets integritet inntil kontrollert nedstengning/frakopling er foretatt.

Konvensjonelt forankringsssystem (anker og kjetting) Kontinuerlig produksjon

Hvis produksjonen skal foregå kontinuerlig uansett værforhold, må man dokumentere at forankrings-systemet vil holde flyteren på plass selv om en ev flere forankringslinjer blir satt ut av funksjon.

Dregging av ankere kan være et annet problem-område. Normalt vil ikke dregging skje hvis for-setningene er riktige. Men siden dregging har fore- kommet, bør man se nøye på hvilke faktorer som har betydning for ankerets holdekraft, og hvordan disse faktorene virker inn.

Avbrutt produksjon

Dersom avbrudd i driftstilgjengeligheten aksepteres (økonomisk), og frakopling av stigerøret aksepteres (sikkerhetsmessig), kan man definere en grense mht værforhold, når produksjonen må stenges ned og frakopling foretas.

Forankringssystemet må i så fall være tilstrekkelig til å holde bevegelsene innenfor toleranseområdet for stigerøret inntil kontrollert nedstengning/frakop- ling av stigerør er foretatt.

Generelt for konvensjonelt forankringsssystem

Generelt er kravet til primære styrkeelementer at de er prosjektert i henhold til «Forskrift for bærende konstruksjoner» bl a at de skal tåle naturlaster med årlig sannsynlighet for overskridelse lik 10^{-2} og 10^{-4} og ulykkeslaster med årlig sannsynlighet for over- skridelse lik 10^{-4} .

Dessuten må systemet etter eventuelle brudd fort- satt ha tilstrekkelig reservekapasitet og tåle natur- laster med årlig sannsynlighet for overskridelse på 10^{-2} .

Men i helt spesielle tilfeller hvor konsekvensen av brudd er svært stor, kan det være aktuelt å forlange at sannsynligheten må være mindre.

I praksis forekommer det en del kjettingbrudd hvert år i forbindelse med konvensjonelle forank- ringssystemer. En bør derfor analysere forholdene når en benytter ny kjetting for å bringe på det rene i hvilken grad senere års kriterier for beregning og fabrikasjon av kjetting har bedret situasjonen.

En bør videre studere muligheten for å unngå brudd som skyldes ledehjul og annet utstyr, og der- ved redusere muligheten for denne typen brudd.

Strekkestag

Normalt er forankringslinjene for strekkstagforank- rede konstruksjoner av betydning for innretningens stabilitet. Derfor vil kravene til strekkstagene sann- synligvis være uavhengige av hvorvidt installasjonen er ment for kontinuerlig eller avbrutt operasjon.

For strekkstagforankrede konstruksjoner kan man tenke seg to alternativer:

- strekkstag som konstrueres for å vare i installa- sjonens levetid
- strekkstag som beregnes for å skiftes ut i løpet av en spesifisert tidsperiode.

Beregnes strekkstagene for å skiftes ut regelmes- sig, krever dette at systemet konstrueres for å gjøre utskifting så enkel som mulig. Det må dessuten ut- arbeides en spesifikasjon som angir når og i hvilken rekkefølge strekkstag skal skiftes ut. Videre må det foreligge en prosedyre som spesifiserer hvordan og under hvilke forhold utskiftingen skal foregå.

Strekktagene bør uansett være tilgjengelige for regelmessig inspeksjon, og inspeksjonsprogrammet bør utarbeides på grunnlag av bl a stagenes oppbyg- ging og tilkopling.

Dynamisk posisjonering

Dersom systemet har en årlig sannsynlighet for svikt som er lik eller overstiger 10^{-4} , må gjenværende thrusterkapasitet være tilstrekkelig til å holde inn- retningen på plass. I en slik situasjon må innretning- en tåle naturlaster med en årlig sannsynlighet for overskridelse på 10^{-2} .

Men det er mulig at konsekvensene ved enkelte former for svikt er så store at sannsynligheten for disse former for svikt bør være mindre.

I praksis bør en uansett ha en viss grad av redun- dans innebygget i systemet. Graden av redundans er avhengig av påliteligheten til de forskjellige elemen- tene og koplingen mellom elementene som inngår i systemet.

Gullfaks Sør

Blokk 34/10 ble tildelt i 1978 med Statoil som opera- tør, jf beskrivelsen av Gullfaks fase I og II.

Gullfaks Sør ligger omlag 9 km sør for Gullfaks- feltet.

Det er hittil boret tre borehull i dette området og operatøren planlegger et fjerde borehull i begynnel- sen av 1986.

Ressurser

Gullfaks Sør inneholder både olje, kondensat og fri gass. Operatøren vurderer om en skal utvinne olje først, så gass, eller om det er mulig å utvinne olje og gass samtidig.

Statoils anslag over utvinnbare ressurser er $37 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje og kondensat og $93 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass for Gullfaks Sør.

En utbygging av Gullfaks Sør må fremmes for myndighetene som egen sak. Statoil planlegger å fremme en plan for utbygging og drift for myndighe- tene i 1986.

Flere plattformløsninger vurderes, både en platt- form med delvis prosesseringsutstyr med overføring av stabilisert olje til Gullfaks-feltet for sluttproses- sering og egen fullprosesseringsplattform.

Nåværende planer for Gullfaks Sør innebærer mulighet for produksjonsstart i 1993/94.

33/9 Alfa og Beta

Alfa- og Beta-strukturene i blokk 33/9 ligger hen- holdsvis like øst og nord for Statfjord-feltet. Man antar at begge strukturene strekker seg inn i blokk

34/7. Det er hittil boret to brønner på Alfa-strukturen (33/9-7 og 34/7-5), og 1 brønn på 33/9-Beta.

Ressursgrunnlag

Avgrensningsbrønnen i Alfa som opprinnelig var planlagt i 1985, er utsatt til 1986. Også den seismiske kartleggingen av Alfa og Beta er utsatt til 1986. Neste avgrensningshull i Beta planlegges i 1987. Operatøren regner ikke med at disse utsettelsene vil medføre forsinkelser mht produksjonsstart 1991 for Alfa og 1992 for Beta. For å kunne gjennomføre en optimal kartlegging av strukturene, ønsker operatøren unitisering med rettighetshavere av 34/7 snarest.

Oljedirektoratets anslag for utvinnbare ressurser er:

Alfa: $19 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje og $2,5 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass

Beta: $39 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje og $2 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass

Disse anslagene inkluderer sannsynlige tilleggssressurser i 34/7-blokken.

Utbyggingsløsning

Operatøren har i de senere år utredet alternative utbyggingsløsninger for Alfa- og Beta-strukturene. Løsningene har vært basert på å utnytte framtidig ledig prosesskapasitet i Staffjord-området. Den løsningen som synes å minimalisere utbyggingskostnadene, er anvendelse av undervannsproduksjonsrammer med overføring av brønnstrømmene til Staffjord C. Trykket i reservoaret kan holdes oppe ved hjelp av vanninjeksjon.

Snorre

Snorre-feltet ligger i blokkene 34/4 og 34/7. Blokk 34/4 ble tildelt som utvinningstillatelse 057 i 1979. Blokk 34/7 ble tildelt som utvinningstillatelse 089 i 1984. Saga er operatør på begge blokkene.

Det ble i 1985 boret og testet to nye hull på den sørvestlige delen av Snorre-feltet, 34/7-6 og 34/7-7. Begge hullene påviste olje i sandsteiner av andre jura alder. Resultatene ved produksjonstester var gode.

Ressursgrunnlaget

Det er nå boret 7 hull på Snorre-feltet, 34/4-1 og 4, og 34/7-1, 3, 4, 6 og 7. Alle hullene har påvist olje med assosiert gass, men uten gasskappe. Oljen er påvist i sandsteiner av andre jura og trias alder. Snorre-feltet er strukturelt komplekst. Dybden til reservoaret er ca 2 500 m. Avgrensningen av feltet mot sør er usikker. Boring og testing har vist at det finnes to adskilte oljesoner på Snorre-feltet. I den vestlige delen er olje/vann-kontakten dypere enn i den østlige delen.

Oljedirektoratets anslag over utvinnbare ressurser er $99 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje og $27 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass. Oljedirektoratet arbeider for tiden med en ny geologisk/geofysisk kartlegging av feltet.

Utbyggingsløsning

Vanndypet varierer over feltet fra 300 m i sør til 370 m i nord. Planleggingen av feltutbygging befinner seg på et tidlig stadium, og operatøren har en rekke konsepter under vurdering. Det mest aktuelle synes å være en utbygging med to plattform, hvorav den første plasseres i sør. Det forventes omfattende bruk av havbunnskompletterte brønner. Det er ikke fastlagt hvilken prosesseringsgrad som er mest hensiktsmessig for feltet. Ved delvis prosessering synes videretransport til Staffjord å være det mest realistiske alternativet. Produksjonsstart er antatt til 1993 eller 1994.

Haltenbanken

Ressursgrunnlaget

Det har vært stor boreaktivitet på Haltenbanken i 1985, og det er gjort flere betydelige gass/kondensat funn. I tillegg er det gjort et nytt oljefunn. Figur 2.2.3.c viser funn på Haltenbanken.

Følgende funn er gjort i området:

Tyrhans

To brønner er hittil boret på feltet. Feltet består av to strukturer. En struktur med gass/kondensat og en med tynn oljekolonne og overliggende gasskappe.

Midgard

Tre brønner er boret på feltet til nå. Feltet er et gassfelt med små mengder kondensat. I den siste brønnen ble det også påvist olje under gassen. Det er imidlertid på nåværende tidspunkt vanskelig å fastslå hvorvidt denne oljen er produserbar.

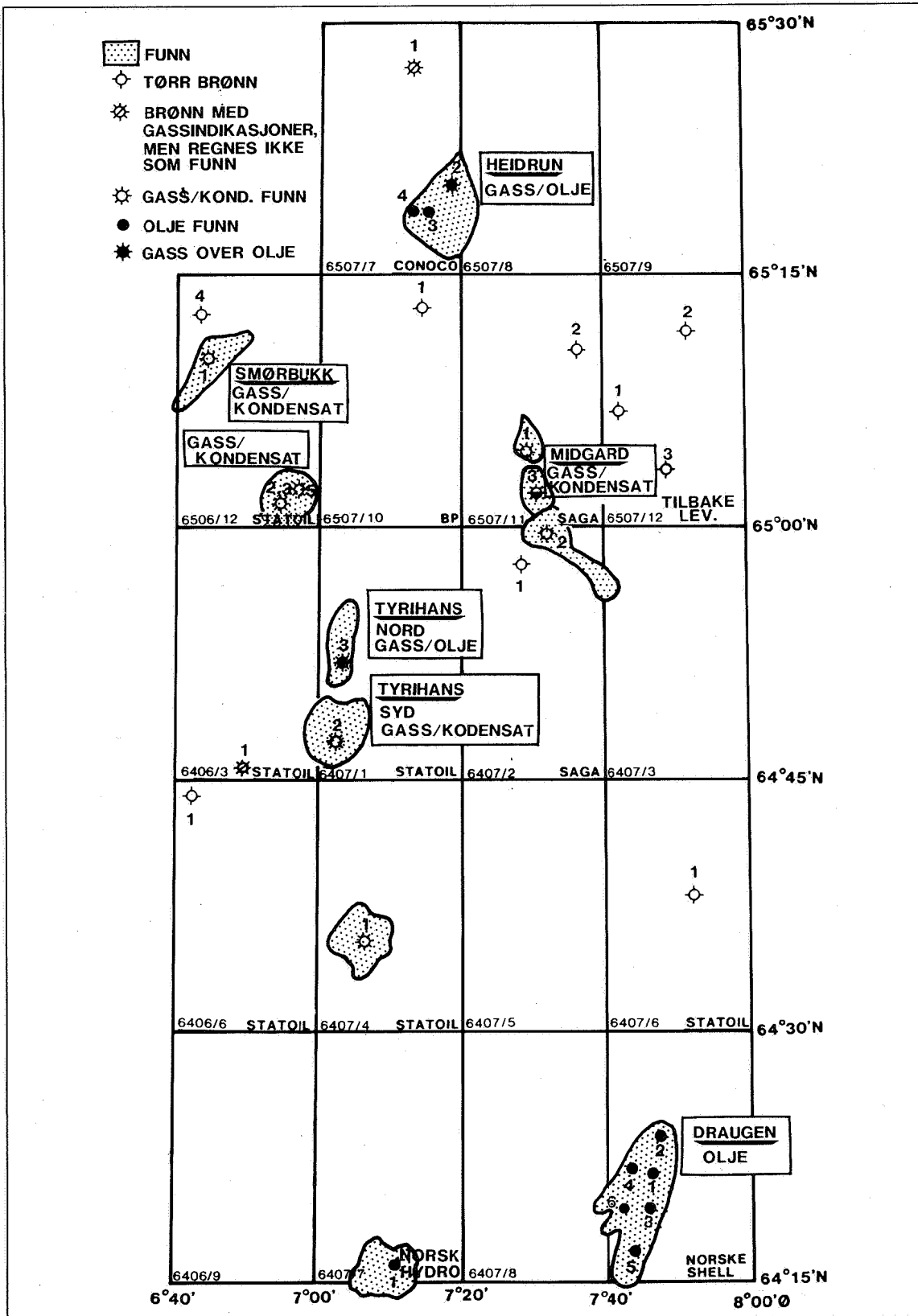
Draugen

Totalt fem brønner er boret på feltet. På bakgrunn av disse brønnene synes det som en har god oversikt over reservoaret. Reservoaret er tynt, fra 11–40 m og inneholder lett olje, men med et lavt gass/olje forhold. Reservoaregenskapene er gode.

Smørbukk og 6506/12 Beta

På Smørbukk er det boret en brønn. Det er påvist gass/kondensat i flere nivåer. Ressursestimatene er på nåværende tidspunkt svært usikre, men potensial er stort. Hvor mye kondensat som lar seg utvinne er avhengig av hvilken produksjonsmekanisme som brukes. For å kunne gi et ressursestimat med bedre sikkerhet, trengs flere avgrensningsbrønner. På Beta-strukturen er brønn nr 2 under boring. Den første brønnen påviste hydrokarboner i samme type formasjon som på Smørbukk. Væskeprøver fra denne brønnen antyder lett olje. Overgangen mellom tungt kondensat og lett olje er imidlertid svært flytende og nærmere analyser er nødvendig for å bestemme hydrokarbontype.

FIG 2.2.3.c
Haltenbanken



Heidrun

Den første brønnen som ble boret påviste to reservoarformasjoner. Den øverste inneholdt gass, og den nederste gass og olje. Brønn nr to påviste at begge reservoarformasjonene inneholder olje med gasskappe. Oljen er relativt tung. Det vil bli boret avgrensingsbrønner på strukturen.

Oljedirektoratets ressursanslag for feltene i området går fram av tab 2.4.4. I tillegg til hva denne tabellen viser, er det gjort et gassfunn i blokk 6407/4. Ressursanslagene for Haltenbanken er under kontinuerlig oppdatering etter hvert som nye brønner bores.

Når forestående oppboring av prospektene i forbindelse med 9. tildelingsrunde er avsluttet, kan det synes som om ressurspotensialet for Haltenbankområdet er kartlagt.

Utbyggingsplaner

Det siste års aktivitet på Haltenbanken har vist at dette området er et svært prospektivt og interessant område. På bakgrunn av ressursituasjonen på Haltenbanken og spesielt ved funnene av de to oljefeltene Draugen og Heidrun, har aktualiteten av utbygging i området blitt ytterligere forsterket.

En gassproduksjon fra Haltenbanken er avhengig av utviklingen i gassmarkedet og antas ikke å være mulig før etter år 2000. På bakgrunn av de vurderinger som er foretatt kan det imidlertid synes som en LNG-terminal vil være den beste løsningen for videre gasstransport.

Siden Haltenbanken er et område uten infrastruktur har en nå mulighet til fra starten av å samordne utbygging av produksjons- og transportanlegg for de påviste feltene.

Operatørene arbeider med å etablere et samarbeidsprosjekt som i første omgang tar sikte på å etablere et rørsystem for transport av olje/kondensat til en landterminal for eventuell videre prosessering og lagring før videre eksport. Et felles transportsystem vil ved siden av å danne grunnlaget for infrastrukturen i området også kunne bidra til en forenkling og besparing på feltinstallasjonene.

Oljedirektoratet har i løpet av 1985 fått utført flere reservoartekniske og utbyggingstekniske studier samt områdeanalyser på Haltenbanken. Målet har vært å se på potensialet for Haltenbanken og hvordan det vil være mulig å samordne felt, hvilke kriterier som skal ligge til grunn for samordning og hvordan en infrastruktur best kan bygges opp til både å kunne ta vare på de samfunnsmessige såvel som de bedriftsmessige interessene.

Ved påvisning av gass/kondensat-feltene Smørbukk og 6506/12 Beta, er det spesielt blitt fokusert på mulighetene for bare å produsere kondensat i en første fase. Eventuell produksjon fra disse feltene synes på det nåværende tidspunkt å måtte kreve et rørtransportsystem til land for videre prosessering, og det er i Oljedirektoratets arbeid blitt fokusert på

samspeillet mellom olje- og kondensatfeltene med alternative transportmuligheter og terminalanlegg.

Oljefeltene Draugen og Heidrun kan imidlertid bygges ut helt uavhengig av annen aktivitet, dvs kun med egne transportløsninger og i dette tilfellet bøyelastning. Diskusjonen om Draugens tilknytning til oljetransportsystemet vil være et viktig punkt i behandlingen av plan for utbygging og drift for Draugen og planen for transportsystemet for Haltenbanken.

Med tilfedsstillende markedsforhold vil det være kostnadsbesparende å gjennomføre utbygging av Haltenbanken etter en større samordnet plan for alle feltene i området.

Aktiviteten i de forskjellige utvinningstillatelsene på Haltenbanken er høy med tanke på utforskning og teknologisk utvikling. En plan for utbygging og drift for Draugen ventes fremlagt i slutten av 1986, mens de foreløpige planene for Heidrun, Smørbukk og 6506/12-Beta går ut på at en plan for utbygging og drift vil være klar høsten 1987.

Troms-området

Alle funn i Troms-området er gjort i Hammerfestbassenget som består av feltene Askeladd, Albatross, Snøhvit og 7120/12 (Alke). Det er tilsammen påvist betydelige mengder gass. I tillegg er det en del prospekt hvor det ennå ikke er boret etter olje eller gass. Figur 2.2.3.d gir en oversikt over blokkene i Troms-området. På figuren er angitt blokknummer og operatør.

Boringer og ressurser

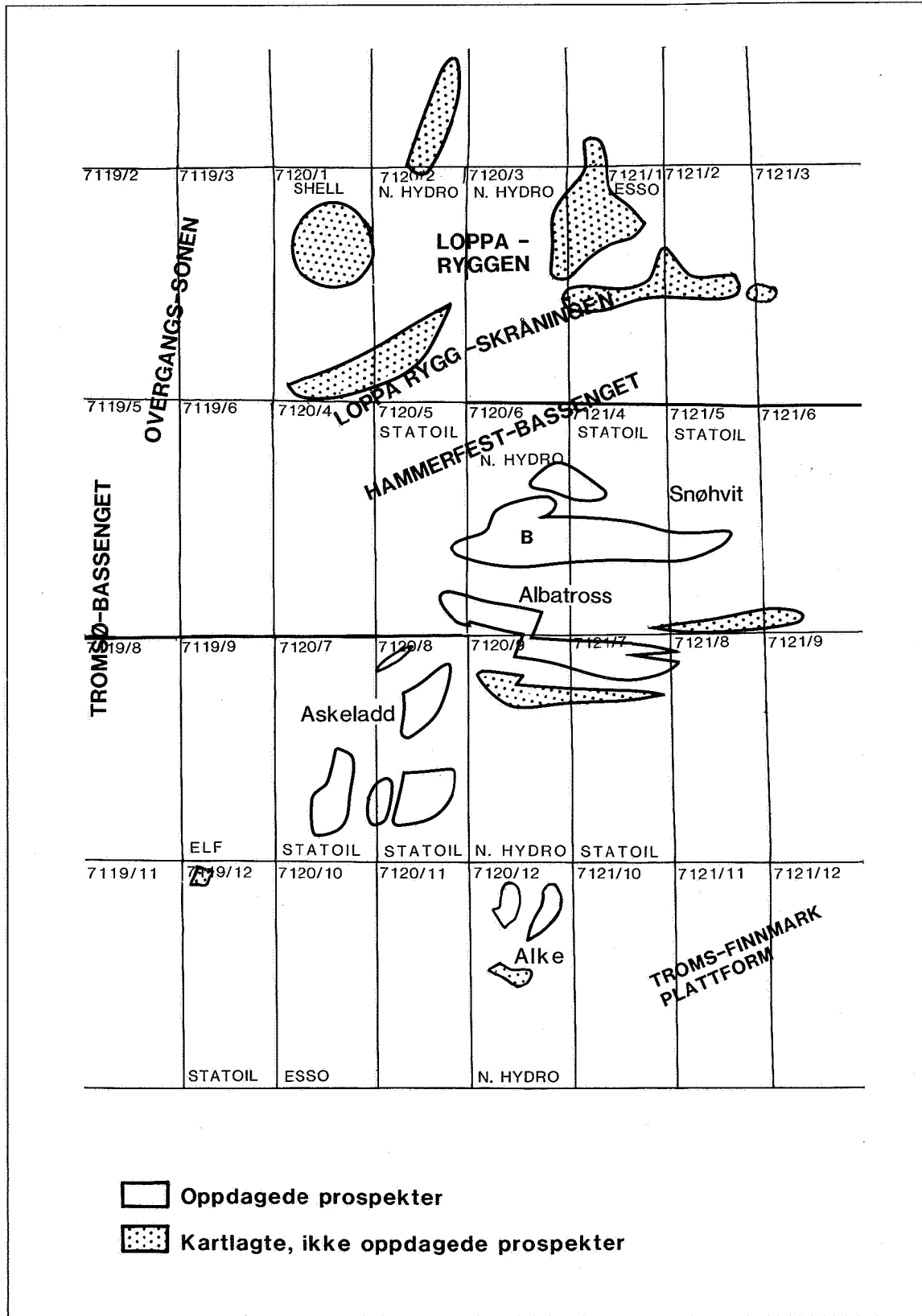
I perioden etter september 1984 er det ikke boret i blokker tildelt i 5. runde. I blokkene tildelt i 8. runde er det gjort funn i Snøhvit og Snøhvit Nord, 7120/6 og 7121/4 og i østlige forlengelse av Albatross, 7121/7. 7119/9-1 og 7120/10-1 var tørre, og det forventes ikke å gjenstå store ressurser i disse to blokkene.

Det er boret to brønner i blokkene tildelt i 9. runde. 7121/5-1 påviste gass og olje i østlige del av Snøhvitfeltet, mens 7120/5-1 var tørr. Hovedprospektet i 7120/5 inneholder derfor ikke ressurser av noen betydning.

En brønn (7120/2-1) er boret ferdig på Lopparyggen. Resultatet var negativt hva angår hydrokarboner, men reservoarbergarter av relativt stor mektighet ble påvist. To andre brønner i samme geologiske provins; 7120/1-1 og 7121/1-1, er på grunn av pålegg fra Oljedirektoratet midlertidig forlatt for vintren før prognosert reservoar er påtruffet.

Oljedirektoratets anslag over teknisk utvinnbare ressurser fra området framgår av tabell 2.4.4. Den tynne oljesonen på Snøhvit er ikke tatt med i tabellen, fordi studiene i direktoratet om utvinningsmulighetene ennå ikke er avsluttet.

FIG 2.2.3.d
Troms-området



Utbyggingsmuligheter

Oljedirektoratet har utført en områdestudie for Tromsområdet. Konklusjonen på denne studien er at det pr i dag ikke er lønnsomt for operatørene å bygge ut området. Ny teknologi og bedre markedsforhold for LNG-produkter kan endre bildet.

2.2.3.3 Felt erklært drivverdige

Statoil har erklært Tommeliten drivverdig i 1985.

2.3 Felt under planlegging, utbygging og i produksjon

På den norske del av kontinentalsokkelen er en rekke felt erklært drivverdige og vedtatt utbygd eller i produksjon: Valhall, Albuskjell, Cod, Edda, Ekofisk, Eldfisk, Tor, Vest Ekofisk, Ula, Heimdal, Frigg, NØ-Frigg, Odin og Statfjord.

Feltene Øst Frigg, Oseberg og Gullfaks er under planlegging/utbygging. I det følgende er feltene nærmere omtalt.

2.3.1 Valhall

Utvinningsstillatelse 006

Rettighetshavere

Amoco 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, utvinningstillatelse 033. I denne utvinningstillatelsen har hver av de ovennevnte selskaper en andel på 25 %.

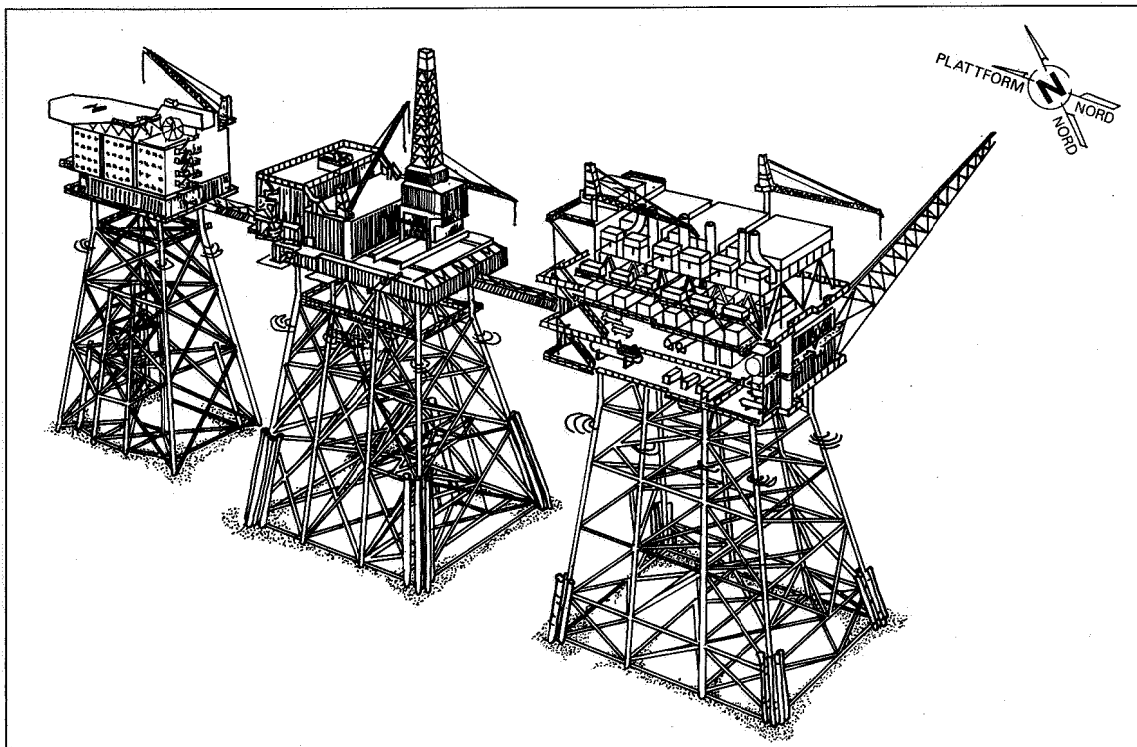
Produksjonsanlegg

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 duggpunkt-kontrolleres 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 fraksjoneringstårn, og injiseres deretter i oljen.

FIG 2.3.1.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 $16 \times 10^6 \text{Sm}^3$ gass kan bli drenert fra Valhall A ved trykkavlastning.

Produksjonen fra Valhall A startet 1.10.82, og pr 31.12.85 er i alt 19 brønner koplet til produksjonsanlegget.

Produktiviteten for brønnene har vært betydelig lavere enn ventet.

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 1985 på Valhall var gjennomsnittlig $0,10 \times 10^6 \text{Sm}^3$ pr døgn, tilsvarende 5,9 % av total gassproduksjon (fig 2.3.1.b). Brennegrensen er $0,150 \times 10^6 \text{Sm}^3$ pr døgn. I løpet av året har det vært få prosess tekniske problemer og dermed høy prosessregularitet. Gass er brent pga kompressorproblemer (fig 2.3.1.b).

Kostnader

Totale investeringskostnader antas å bli ca 8,9 mrd kroner i fast 1985 kroneverdi.

Sikkerhet, beredskap og arbeidsmiljø

Eksplasjon og brann

Lørdag 1.6.85 skjedde det en eksplosjon på Valhall A produksjonsplattform. Eksplosjonen skjedde i luftinntaket til en turbin. Årsaken var at ved en feil ble gass under trykk fra en nabo-turbin avlastet gjennom atmosfærisk ventilasjonssystem og ikke til fakkelsystemet. Da luftinntaket til turbinen lå svært nær atmosfærisk ventilasjon, ble gass sugd inn og antent.

Brannen ble hurtig slukket. Det var ingen personskade.

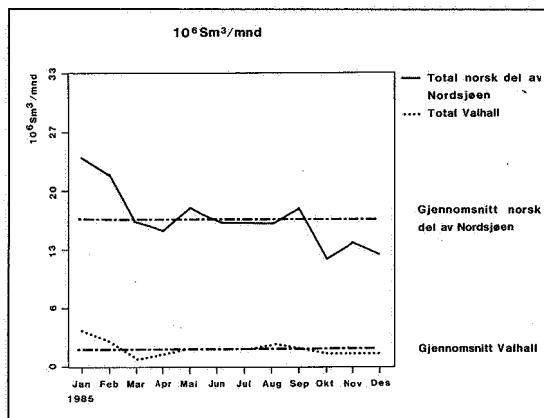
Undervannsinnspeksjon

Under den årlige undervannsinnspeksjonen på produksjonsplattformen ble det oppdaget et punktert diagonalstag. Skaden har sannsynligvis oppstått under peling av plattformunderstellet da den ble installert. Skaden er imidlertid reparert.

2.3.2 Ekofisk-området

Utvinningsstillatelse 018

FIG 2.3.1.b
Gass brent på Valhall



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 utvinningstillatelsene 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:

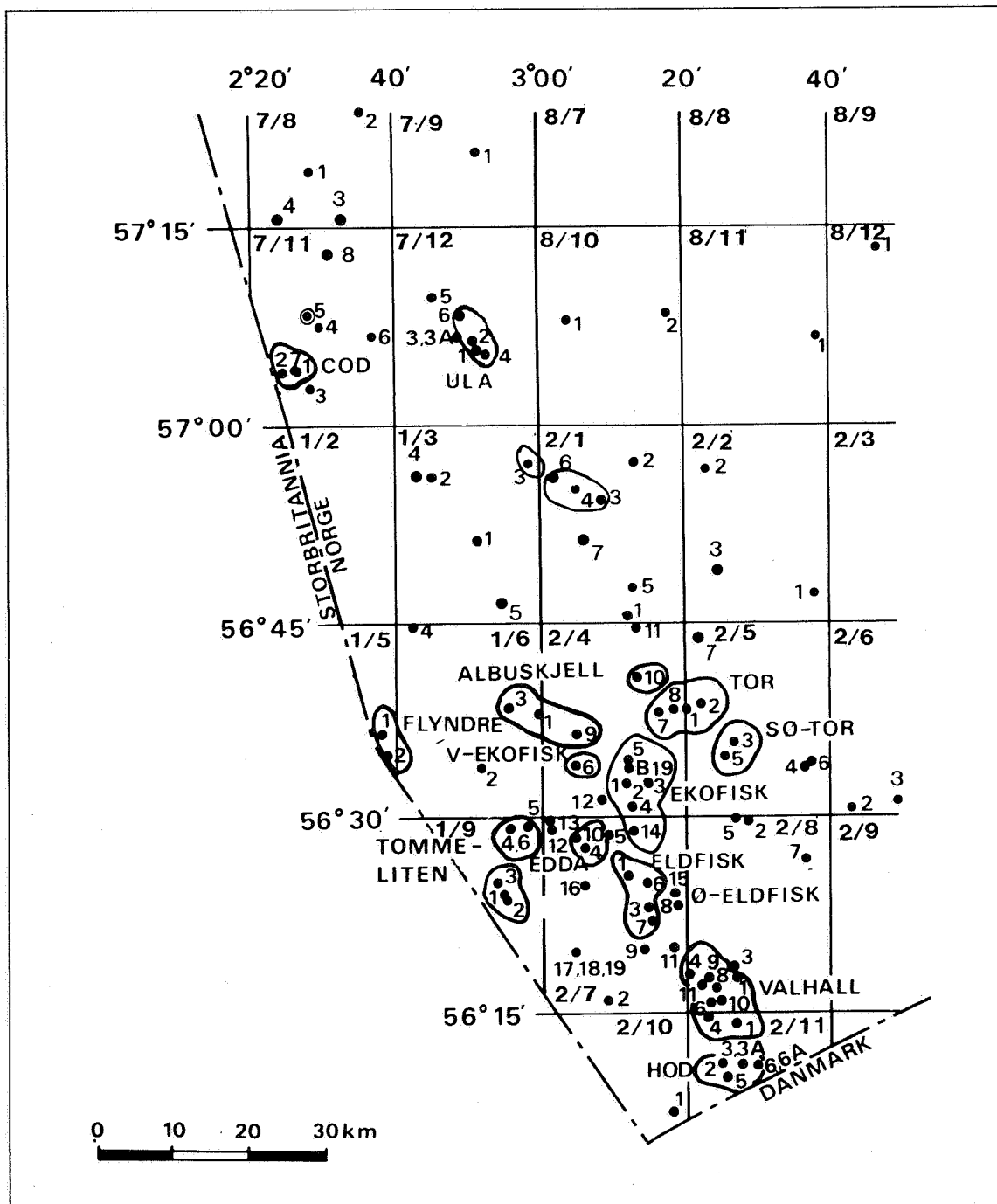
Albuskjell:	Utvinningsstillatelse 018	
	«Phillips-gruppen»	50 %
	Utvinningsstillatelse 011	
	A/S Norske Shell	50 %
Tor:	Utvinningsstillatelse 018	
	«Phillips-gruppen»	75,3612 %
	Utvinningsstillatelse 006	
	«Amoco-gruppen»	24,6388 %

Utvinningsstillatelse 006 («Amoco-gruppen») består av:

Aموco 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 %

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.

FIG 2.3.2.a
Ekofisk-området



Feltene er utbygget i fire faser:

Fase 1: Prøveproduksjon på Ekofisk-feltet fra fire brønner ferdigstilt på havbunnen. Denne fase varte fra juni 1971 – 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 Teeside og en gassrørledning til Emden. Ledningene ble satt i henholdsvis oktober 1975 og september 1977.

Fase 4: Utbygging og tilknytning av feltene Eldfisk, Edda og Albuskjell til Ekofisk Senter.

Den femte fasen som ble vedtatt i 1983, innebærer oppbygning av en ny plattform for vanninjeksjon på Ekofisk-feltet. Denne fasen sammen med problemene med innsynkningen på Ekofisk-feltet er kommentert nedenfor.

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

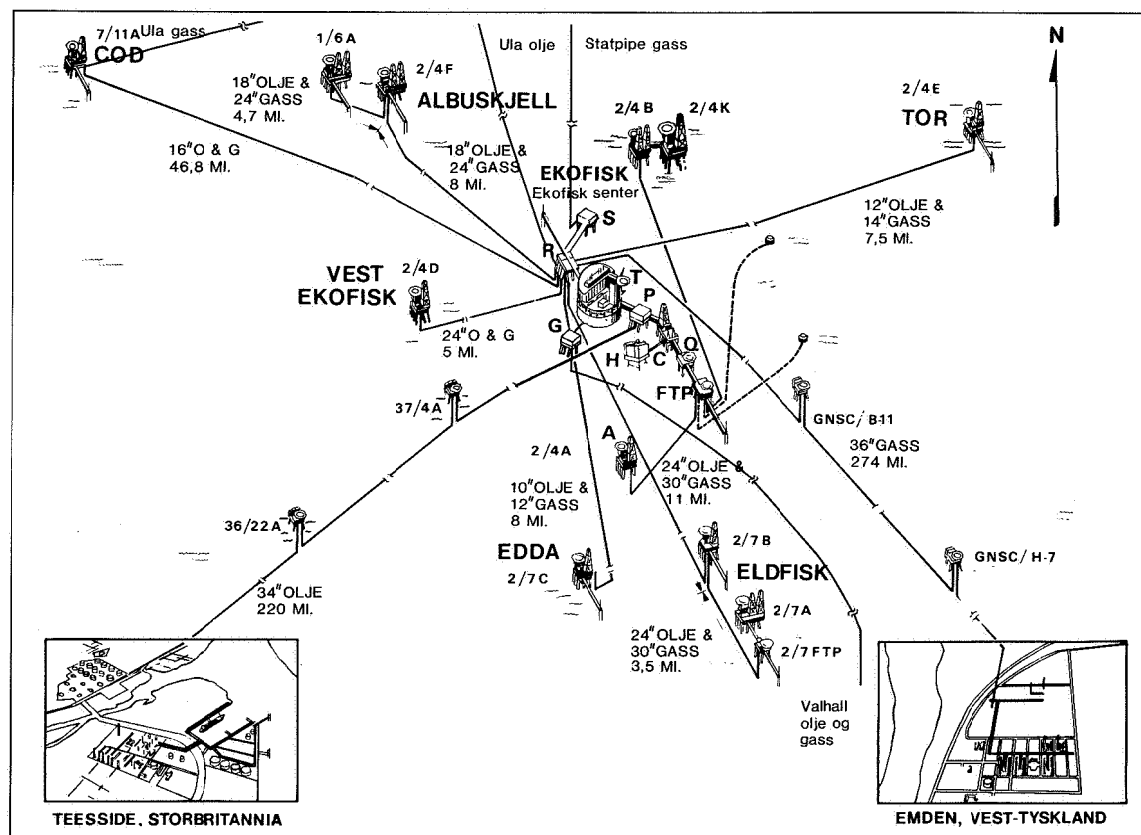
Innsynkningen

I november 1984 oppdaget man at havbunnen ved Ekofisk Senter hadde sunket. Målinger som er utført siden anslår en total innsynkning pr 1.12.85 på ca tre meter. Innsynknings-hastigheten fra 1979/80 er beregnet til å ha vært 0,4 til 0,5 meter pr år.

Innsynkningen på Ekofisk kommer av at petro-

FIG 2.3.2.b

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



leum produseres fra Ekofisk-reservoaret tre km under havbunnen. Bergarten, som oljen og gassen ligger i, er forholdsvis løs og presses sammen etter som trykket avtar. Trykket av oljen og gassen sammen med bergartens styrke har tidligere utgjort en kraft som har vært i stand til å holde de tre km med overliggende bergarter oppe. Når trykket reduseres føres en større del av belastningen over på bergarten. Bergarten tåler ikke belastningen og avtar i volum, den blir mere kompakt. Tidligere var man klar over at man ville få en reduksjon av reservoarvolumet, men det var ikke ventet at dette ville vise seg på overflaten. Hvordan sammenpressingen i reservoaret overføres til overflaten er fortsatt usikkert.

Flere uavhengige studier av bergartenes egenskaper er utført. Disse konkluderer med at styrken svekkes med økende porøsitet. Kartlegging av reservoarets porøsitet gjør det mulig å beregne sam-

menhengen mellom trykk-utviklingen og sammenpressingen i reservoaret. Direktoratet har engasjert eksterne konsulenter til å avdekke ovennevnte sammenheng. I tillegg vil man se på hvordan bevegelsen i reservoaret forplantes til havbunnen. Man utelukker ikke at de overliggende bergarter bidrar til innsynkningen.

For å hindre sammenpressing i reservoaret må man forsøke å opprettholde trykket. Dette gjøres nå ved at operatøren, gjennom avtale med gasskjøperne, injiserer ca 50 % av den produserte gassen på Ekofisk-feltet. Gass-salget til kontinentet er av den grunn redusert med ca 25 % fra Ekofisk-området.

På lang sikt kan man tenke seg alternative måter å opprettholde trykket i reservoaret; injeksjon av naturgass, nitrogen eller vann. Hva man tar sikte på å injisere på lang sikt, vil bli vurdert i løpet av 1986.

Innsynkning har også ført til planer om å modifi-

sere plattformene stukturelt. Planene vil gå ut på å modifisere plattformene til å kunne tåle en total innsynkning på 6 m. På grunn av at Ekofisktanken ikke kan modifiseres til å tåle en innsynkning utover 6 m, er dette satt som en grense. I tillegg til planene for modifiseringer studeres også alternative strukturelle løsninger.

Det er pr i dag ikke klart hvordan man på sikt skal løse innsynkningsproblemene. Svært mye avhenger av de studier man har satt i gang. Endelige konklusjoner fra disse kan ventes mot slutten av 1986.

Vanninjeksjonsprosjektet

Vanninjeksjonen i Tor-formasjonen ble vedtatt i 1983. Hensikten den gangen var utelukkende å øke mengden hydrokarboner utvunnet fra Ekofisk-feltet. Injeksjon av vann vil også øke trykket i reservoaret. Dette gir i tillegg et positivt bidrag til bestrebelsene på å redusere innsynkningen. Forut for vedtaket om å starte injeksjon av vann, prøvde man ut effekten av vann på feltet i en laboratorie-test og i en pilot-test. Pilot-testen ble utført ved å injisere vann i en begrenset del av reservoaret.

Injeksjon av vann krever en egen plattform. Denne vil bli plassert i den nordlige delen av feltet i juni 1986. Arealmessig forventes det at plattformen vil nå to-tredeler av reservoaret. Boringen av brønnene er satt i gang fra en oppjekkbare borerigg. Denne boringen er noe forsinket i forhold til planen, men vanninjeksjonen forventes å starte som planlagt våren 1987.

Vanninjeksjon i den nedre delen av Ekofisk-formasjonen er under utprøving. En avgjørelse om dette vil trolig kunne tas i første halvdel av 1987.

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).

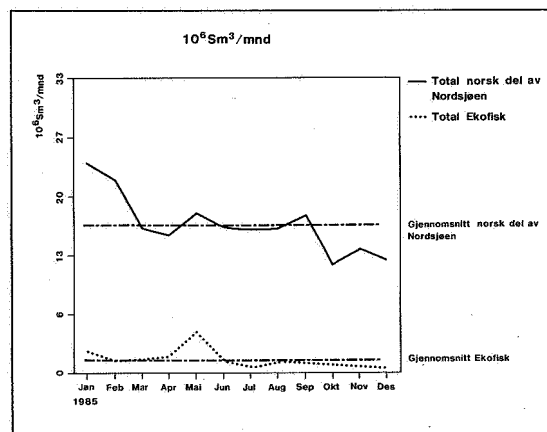
Prosjektet vil også kreve at det gjennomføres en del modifikasjoner på eksisterende plattformer. Disse omfatter bl a installasjon av vannseparatorer og gassløftutstyr på 2/4-B og 2/4-C. Levering av gass til sistnevnte vil foregå ved hjelp av eksisterende kompressor på 2/4-C.

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 lasting 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-reservoaret. Siden rørledningen til Emden ble tatt i bruk,

FIG 2.3.2.c
Gass brent på Ekofisk



har mengden av brent gass blitt vesentlig redusert. Gass brent i 1985 i Ekofisk-området, var gjennomsnittlig $0,05 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ pr døgn, og tilsvarte 0,14 % av total gassproduksjon fra feltene. Brennegrensen har hele året vært $0,40 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ pr døgn. 1985 har vist at brenneraten er stabil og tilfredsstillende lav, hovedsakelig grunnet høy prosessregularitet. Mengden av gass som er blitt brent framgår av fig 2.3.2.c.

Målesystem

Inspeksjon av målesystemene i Ekofisk-området er blitt utført etter fastsatt skiftordning fram til 1.5.85. Siden er det blitt utført sporadiske inspeksjoner og en systemrevisjon. Uttesting av gassmålesystemet på 2/4 S før oppstart er blitt foretatt i september og oktober. Inspeksjoner av målesystemene på salgsstedet for gass i Emden og for olje og våtgass i Teeside er blitt utført ca en gang pr måned.

Kostnader

Totale kostnader for Ekofisk-området inkludert Tor, Albuskjell, Norpipe og investeringene i forbindelse med Ekofisk-vanninjeksjon antas å bli ca 49,4 mrd kroner i løpende kroneverdi og 80,4 mrd kroner i fast 1985-kroneverdi.

Sikkerhet, beredskap og arbeidsmiljø

Den årlige inspeksjonen av strukturer og rørledninger har ikke avslørt noen alvorlige defekter.

Det er iverksatt endel strukturelle modifikasjonsarbeider på 2/4-C som følge av innsynkningen av havbunnen i Ekofisk-området. Modifikasjonene består i å avrunde endel I-bjelker i kjellerdekket samt skjære hull i dekkspatene. Disse hullene blir så «tettet» med dekkstrister.

Vedlikeholdsprogrammet som ble iverksatt for å oppgradere turbiner og kompressorer til å ta imot Statpipe gass og Ula olje er ferdig.

Turbiner på 2/4-C er også under oppgradering. Oppgraderingen vil bestå i å øke antall hestekrefter og virkningsgraden.

Endrede beredskapsordninger på Ekofisk-feltet

I forbindelse med innsynkingen på Ekofisk har vinterens bølgetrussel foreløpig gjort det nødvendig å flytte en livbåt og en redningskapsel fra utsatt plassering.

Direktoratet har bedt operatøren analysere den totale beredskapsplan og beskrive de nødvendige tiltak for å opprettholde og forbedre denne. Analysen omfatter tilgjengelighet av evakueringsmidler, rømningsveier og broer ved mulige aktuelle ulykkes- og faresituasjoner samt beredskaps-prosedyrer ved stormvarsler.

2.3.3 Ula

Utvinningsstillatelse 019 A

Rettighetshavere

BP Petroleum Development of Norway A/S	57,5 %
A.S.Pelican & Co K.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 2.3.2.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. Understellene til plattformene ble installert i juni 1985, og sammenkoblingsarbeidet til havs startet i oktober 1985.

Produksjonen er planlagt å starte fra to brønner i oktober 1986, mens den 3. brønnen vil være klar for produksjon ca 2 måneder senere.

Utnyttelse av forekomstene

Oljedirektoratets anslag for utvinnbare reserver er $30 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje, $1,3 \times 10^6$ tonn NGL og $1,5 \times 10^9 \text{Sm}^3$ 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 betale og stå som operatør for ledningen.

Rørledningen ble installert på havbunnen somme-

FIG 2.3.3
Installasjoner på Ula

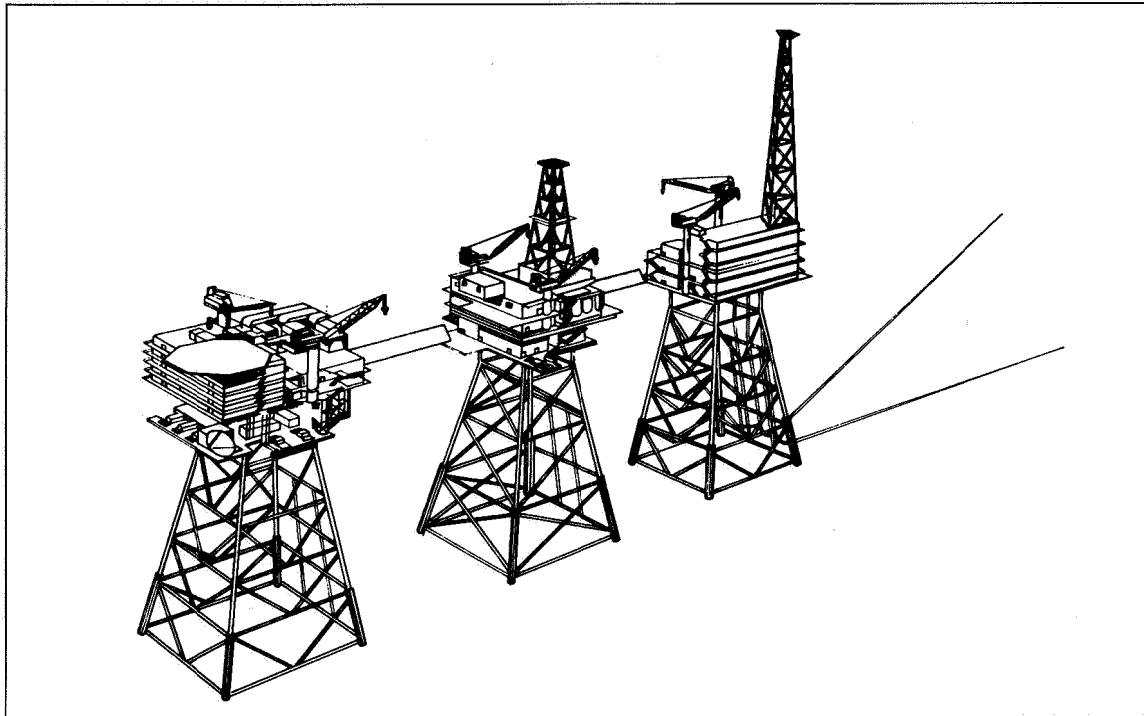
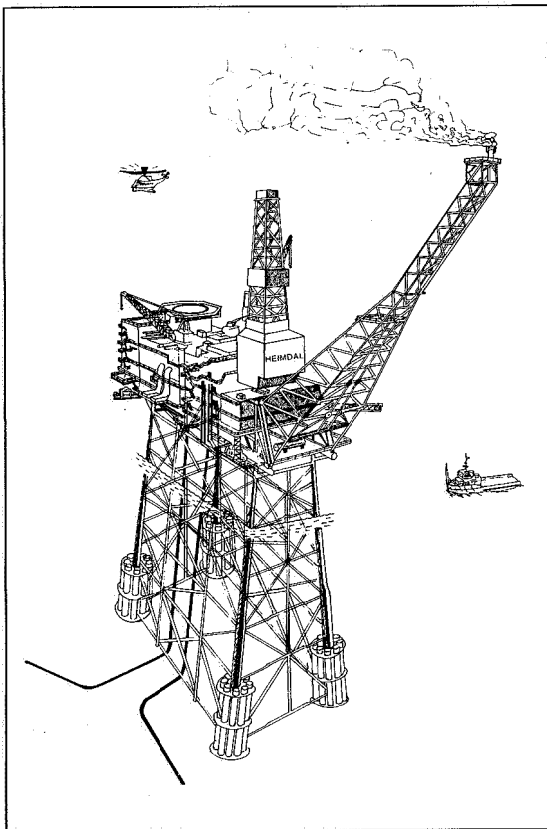


FIG 2.3.4
Installasjon på Heimdal



ren 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 vektkappe høsten 1984. Rørledningen Ula-Cod ble installert og testet våren 1985.

Målesystem

Tester av målesystemene for olje og gass er utført hos underleverandører. Målesystemene for olje og gass er klar for utskipning til plattformen. Det er forventet at utstyret skal være montert i løpet av 1986.

Kostnader

Totale investeringskostnader antas å bli ca 8,5 mrd kroner i fast 1985-kroneverdi.

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 ligger ca 180 km vest-nord-vest for Stavanger (fig 2.3.5.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. Ilandførings-søknaden 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 $34 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass og $3 \times 10^6 \text{Sm}^3$ 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 april 1986.

I april 1985 startet produksjonsboringen. 2 av de 10 planlagte produksjonsbrønnene er nå ferdig boret og komplettert. Det samme gjelder for en observasjons-/injeksjonsbrønn.

Transport

Gassen fra Heimdal-feltet vil bli transportert i Statpipe, og rørledningen fra Heimdal tilknyttet Statpipesystemet 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

Det er gjennomført systemrevisjon innen mengdemåling av petroleumprodukter, samt kontroll av utførelse og uttesting av målesystemene for gass og kondensat på Heimdal plattformen.

Kostnader

Totale kostnader for utbyggingen antas å bli ca 9,2 mrd kroner i fast 1985-kroneverdi.

Sikkerhet, beredskap og arbeidsmiljø

Det ble oppdaget sprekker i en del knutepunktsforbindelser i flammebommen på Heimdalplattformen kort tid etter installasjon. Disse var forårsaket av

uforutsette vindbelastninger. Forholdene er imidlertid utbedret.

Arbeidet med plattformen har gjort store fremskritt. Boligkvarteret ble tatt i bruk tidlig på året, og boring startet noe senere. 3 brønner er ferdigboret og komplettert. I slutten av året var produksjons- og hjelpeutstyr ferdig montert og utprøvd slik at hovedsamtykke til bruk av plattformen ble gitt i desember. En forventer at gass og kondensat kan leveres fra april 1986.

Byggearbeidet har gått planmessig og er noe foran opprinnelige planer.

Oljedirektoratet vil foreta en nærmere vurdering av tillatte materialpåkjenninger i bolter til ventiler i forhold til maksimalt tillatt gasstrykk i rørledningen.

2.3.5 Frigg-området (Frigg, Ø-Frigg, NØ-Frigg og Odin)

2.3.5.1 Frigg

Rettighetshavere

Norsk del (60,82 %) (utvinningstillatelse 024)

Elf Aquitaine Norge A/S	25,19 %
Norsk Hydro A/S	19,99 %
Total Marine 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.

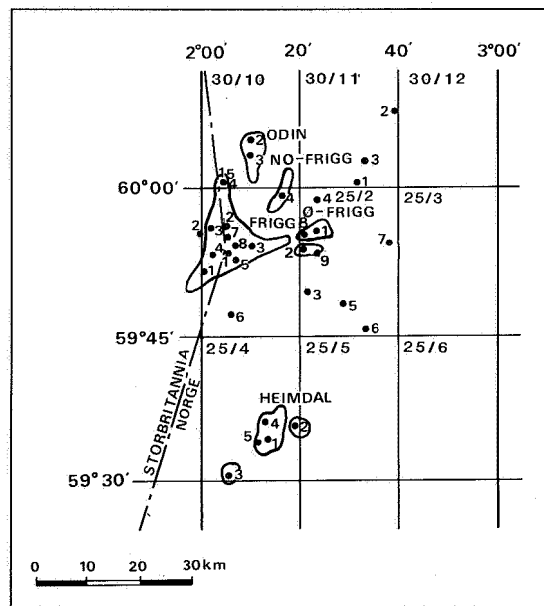
Frigg-feltet ligger i blokk 25/1 på norsk sokkel og i blokk 10/1 og 9/5 på britisk sokkel (fig 2.3.5.a). Feltet er unitisert. 60,82 % av gassreservene anses etter avtale å tilhøre de norske rettighetshaverne og de resterende 39,18 % tilhører de britiske rettighetshaverne. Avtalen om fordeling av reservene kan reforhandles hvert fjerde år, 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.

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.

FIG 2.3.5.a
Frigg-området



Fase 3 av utbyggingen omfattet installasjon av tre turbindrevne kompressorer hver på 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

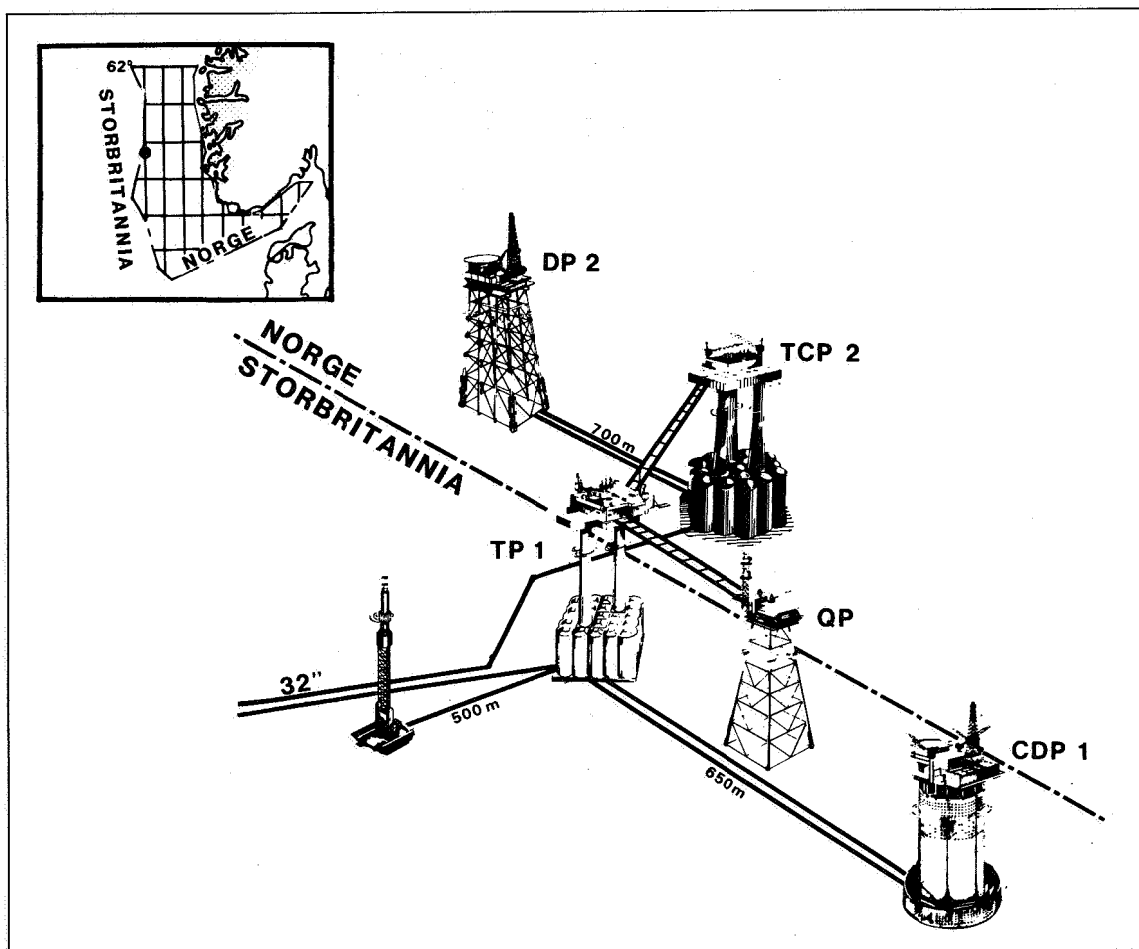
Gassen transporteres til St Fergus i Skottland gjennom to 813 mm rørledninger. For å øke kapasiteten til transportsystemet er det installert to turbindrevne kompressorer a 38 000 HK på pumpeplattformen MCP-01 som ligger midtveis mellom Frigg og Skottland. Kapasitetsøkningen var nødvendig for å kunne 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

For måling av væskekontaktene under CDP 1 ble produksjonsbrønn 10/1-A 12 på britisk side sommeren 1984 boret dypere og omgjort til observasjonsbrønn med benevnelse 10/1-A25. Den avdekket en vannstigning på ca 55 m siden produksjonsstart, noe som bekrefter en ujevn stigning av væskekontaktene i reservoaret.

Det var behov for flere brønner for å forbedre kjennskapet til reservoaret og vanninnslaget. I løpet av 1985 ble 5 brønner boret/fordypet, og stigningen av væskekontaktene i disse var fra ca 5 m til ca 55

FIG 2.3.5.b
Installasjoner på Frigg



m. Stigningen bestemmes i stor grad av mer eller mindre kontinuerlige skiferlag i reservoaret.

Ny seismikk, som vil være ferdig tolket rundt midten av 1986, forventes å gi verdifull informasjon. Etter krav fra British Gas Corp. ble nye reservoarstudier foretatt av et uavhengig selskap, og det førte til at reservene ble nedjustert til $190,9 \times 10^9 \text{Sm}^3$ (norsk andel: $116,1 \times 10^9 \text{Sm}^3$). Som en følge av dette blir daglig kontraktsvolum (DCQ) satt ned fra $45,4 \times 10^6 \text{Sm}^3$ pr døgn til $38,2 \times 10^6 \text{Sm}^3$ pr døgn i oktober 1986.

Oljedirektoratets anslag for norsk andel er $127 \times 10^9 \text{Sm}^3$. Simuleringsstudier indikerer at noe gass vil bli liggende igjen i reservoaret, og en eventuell tilleggsutbygging for å få produsert den gjenværende gassen blir nå vurdert.

Målesystem – Frigg

Inspeksjoner og saksbehandling i forbindelse med målesystemene på Frigg, MCP-01 og i St Fergus er utført i samarbeid med Department of Energy. Samarbeidet omfatter også de norske feltene NØ-

Frigg og Odin, da summen av disse feltenes produksjon trekkes fra samlet målt mengde inn på rørdelingen til St Fergus. Dette for å bestemme Friggfeltets bidrag.

Målesystem – Alwyn

Gassen fra Alwyn vil bli sendt til St Fergus via Frigg-feltet. Målesystemets utførelse er iht Oljedirektoratets forskrifter for fiskal kvantumsmåling av gass, og Oljedirektoratet har fått full tilgang til installasjoner på Alwyn-feltet. Målesystemets utførelse og funksjoner er kontrollert hos fabrikant i samarbeid med Department of Energy.

Kostnader

Totale kostnader (norsk andel) for Frigg-utbyggingen, inkl Ø-Frigg, forventes å bli ca 33,3 mrd kroner i fast 1985-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.

Sikkerhet, beredskap og arbeidsmiljø

Innmaten i en av beholderne til kompressor væskeutskiller er skiftet ut. Denne er og vil bli omfattende testet, før operatøren eventuelt beslutter seg til å skifte de resterende.

Boreriggen på DP-2 er nå modifisert og er bl a utstyrt med nytt boretårn, «toppdrive» og rørhåndteringssystem.

Operatøren har funnet det nødvendig å modifisere gassturbinene om bord på TCP-2.

Det årlige inspeksjonsprogrammet har ikke avdekket nevneverdige feil eller mangler hverken på DP-2 eller TCP-2. Alle trykkbeholderne er nå tilbake på vanlig inspeksjonsfrekvens.

2.3.5.2 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

Utvinningsstillatelse 112 (tidligere tilbakelevert del av blokk 25/2, nytildelt i 1985)

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 %

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 salgsavtalen.

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 ble presentert i juni 1985. Utbyggingsplan med 4 brønner er godkjent av partnerne. Etter planen skal produksjonen begynne i oktober 1988. Utvinnbare gassreserver er anslått

til 8,0 x 10⁹Sm³ på Ø-Frigg Alfa og 5,0 x 10⁹Sm³ på Ø-Frigg Beta, totalt 13,0 x 10⁹Sm³.

Salgsavtalen innebærer en produksjonstid på ca 13 år. Utbyggingen vil være basert på undervannsteknologi.

Det er planlagt to identiske undervannsproduksjonssystemer som fjernstyres fra Frigg, en på Alfa og en på Beta. En sentral manifold vil knytte 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 på Frigg.

Kostnader

Totalt kostnader for utbyggingen antas å bli ca 2,8 mrd kroner i fast 1985-kroneverdi.

2.3.5.3 NØ-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 030 (Blokk 30/10)

Rettighetshavere

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

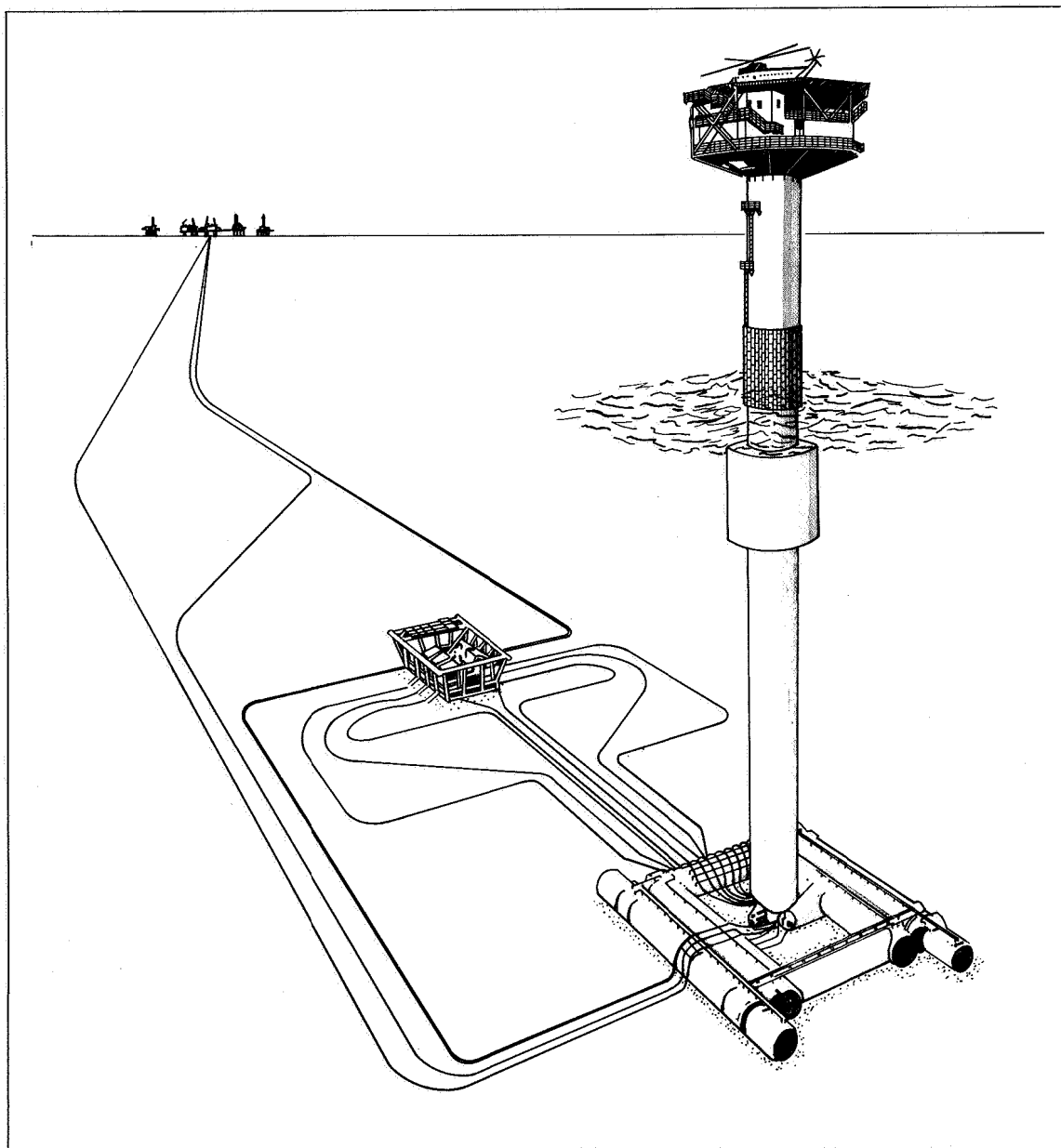
NØ-Frigg-feltet ligger i blokkene 25/1 og 30/10 (fig 2.3.5.a), og ny fordeling av gassreservene i august 1984 ga henholdsvis 42 % og 58 % i hver av blokkene. Elf Aquitaine Norge A/S er operatør for utbyggingen.

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 utbygd med 6 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 rørledning til Frigg-feltet for prosessering. Hvert av de seks ventiltrærne styres via separate service- og kontrollledninger 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

FIG 2.3.5.c
Installasjon på NØ-Frigg



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. Dermed 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 måneds nedstengning ble de tre siste brøn-

nene rensert i mai/juni 1984. Alle seks brønnene kom i produksjon i slutten av juli etter 1 1/2 måneds oppstartingsfase med tre produserende brønner.

Utnyttelse av forekomstene

Nye seismiske data førte til at rettighetshaverne sommeren 1984 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 forble imidlertid omtrent som før på grunn av endret utvinningsgrad. Trykk-

målinger foretatt før produksjonsstart viste at reservoartrykket sank som følge av kommunikasjon med Frigg-feltet gjennom sadelen mellom feltene.

Målesystem

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

Kostnader

Totale kostnader for utbyggingen antas å bli ca 2,4 mrd kroner i fast 1985-kroneverdi.

Sikkerhet, beredskap og arbeidsmiljø

Lekkasjer på hydrauliske slanger

Det er oppdaget lekkasje på hydrauliske slanger på bunnrammen for ventiltrærne. Dette har bl a medført at en brønn er stengt.

Årlige inspeksjonsprogram

Inspeksjonene foretatt i 1985 ga tilfredsstillende resultat.

Problemer med kald gass

Med bakgrunn i tilknytning av NØ-Frigg og Odin samt fremtidige tilknytninger av Alwyn og Ø-Frigg har studier, eksperimenter og testing vist at kald gass kan volde operasjonelle problemer. Kondensatproblemene oppstår først og fremst i sommerperioden når kompressorene ikke er i bruk. Disse problemene vil også medføre visse modifikasjoner om bord på avlasting/fakkelsystemer bl a på TCP-2.

Brudd på aktuatorspindler

To brudd på aktuatorspindler (av totalt fem) har medført at alle spindler av denne type og fabrikk må utskiftes. Undersøkelser har bl a avdekket materielle svakheter.

Studier

Operatøren har utført studier vedrørende levetid for innretningene QP, TP-1 og TCP-2. Denne studie konkluderer med total levetid på ca 50 år (år 2025).

2.3.5.4 Odin

Utvinningstillatelse 030

Rettighetshaver

Esso Exploration & Production Norway Inc 100 %.

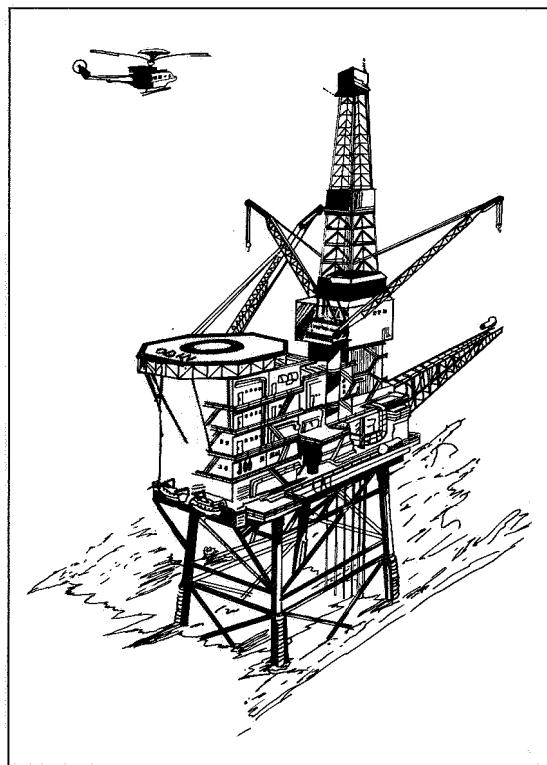
Statoil har rett til 17,5 % av netto-overskudd før skatt.

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

Produksjonsanlegg

Gassfeltet Odin ble påvist i 1974 og utbyggingsplan ble vedtatt i 1980. Feltet er utbygd med en mindre stålplattform med et forenklet prosess- og boreutstyr og et relativt lite boligkvarter (fig 2.3.5.d).

FIG 2.3.5.d
Installasjon på Odin



Dette var mulig fordi et hjelpefartøy ble benyttet i en 2-års periode, både for installasjonsarbeider og produksjonsboring.

Produksjonsboringen tok til i desember 1983, og 4 måneder senere startet produksjonen fra to brønner. Full feltproduksjon fra sju brønner kom i gang 1.10.84. Fram til februar 1985 ble de fire siste brønnene boret, komplettert og satt i produksjon.

På Odin-plattformen blir vann skilt fra gassen og metanol blir injisert for hydratkontroll. Deretter sendes gassen gjennom rørledning til TCP 2-plattformen på Frigg for videre behandling før levering gjennom den norske Frigg-rørledningen til St Fergus.

1.10.83 begynte forhåndsalget av gass til BGC, 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

Våren 1985 økte operatøren sitt reserveanslag for Odin på grunnlag av nye brønndata og ny kartlegging. 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 og saksbehandling i forbindelse med målesystemet, som er installert på Frigg, er utført i samarbeid med Department of Energy.

Kostnader

Totale kostnader for utbyggingen antas å bli ca 3,10 mrd kroner i fast 1985-kroneverdi.

Sikkerhet, beredskap og arbeidsmiljø

Driften av feltet har i 1985 gått uten nevneverdige problemer. Alt boreutstyr var demontert 15.4.85 ved ilandsending eller preservering om bord.

2.3.6 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 2.2.3.b).

Rettighetshavere

Utvinningstillatelse 053

Statoil	50 %
Elf Aquitaine Norge A/S	13,33 %
Total Marine Norsk A/S	6,67 %
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.

Rettighetshaverne har antatt en foreløpig fordeling av reservene i Oseberg-feltet med ca 60 % i blokk 30/6 og ca 40 % i blokk 30/9. Statoils eierandel er økt på Osebergfeltet etter at glideskalaen er utøvet overfor bare de utenlandske selskapene. Eierinteressene i det unitiserte Oseberg-feltet er:

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

Felthistorie

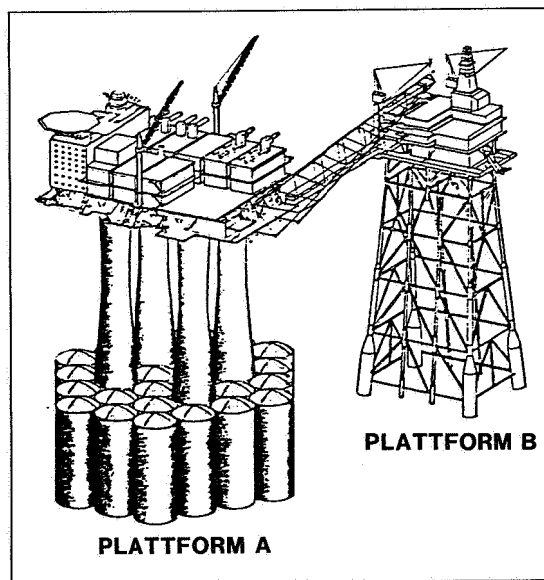
Det første funnet ble gjort i 1979, det ble da påvist gass. Senere funn viser at det i reservoaret er et oljeførende lag med gasskappe. Drivverdighetserklæringen ble lagt fram i juni 1983. Stortinget behandlet utbyggingsøknaden i vårsesjonen 1984.

Utbyggingsløsning

Oseberg-feltet er vedtatt utbygd med et feltcenter i sør med to plattformer; Oseberg A, en prosess- og boligplattform med betongunderstell og Oseberg B, en bore- og vanninjeksjonsplattform med stålunderstell (fig 2.3.6).

FIG 2.3.6

Planlagte installasjoner på Oseberg



Produksjonsoppstart er satt til 1. kvartal 1989.

Den midtre delen av feltet er planlagt utbygd med undervannskompleterte brønner.

Den nordlige delen av feltet er planlagt utbygd med en enkel bore- og boligplattform med utstyr for delvis prosessering. Oseberg C er planlagt igangsatt i 1995.

Det er satt igang studier med henblikk på endringer av fase II-utbyggingen. Dette vil påvirke plattformkonseptet på Nordflanken, og undervannsløsningene. Økende avviksvinkel på boringen vil redusere antall undervannskompleterte brønner.

Det er gjort studier når det gjelder injeksjon av gass fra andre felt.

De ovennevnte forhold kan resultere i endringer i feltutbyggingsplanen som også vil påvirke Oseberg A plattformen. De foreslåtte endringer i feltutviklingsplanen vil øke mengden av utvinnbar olje.

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.

Gasstransport vil først starte etter år 2000. Transportløsninger er ikke fastsatt.

Produksjonsboring – reserver – produksjon

Produksjonsboring

Boring av de første produksjonsbrønnene begynte høsten 1985. 5 produksjonsbrønner og 5 injeksjonsbrønner vil stå klare når produksjonen fra feltet starter.

Reserver

Oljedirektoratets reserveanslag er $172,4 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje og $70,9 \times 10^6 \text{Sm}^3$ gass. Dette reserveanslaget er noe høyere enn det operatøren regner med. 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-blokkene 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.

Operatøren vurderer nå å endre drivmekanismen for Alfa-Etive reservoaret fra injeksjon av vann til injeksjon av gass. Det er antatt at dette vil øke de utvinnbare oljereservene noe. Gass for injeksjon må i tilfelle tilføres fra eksterne kilder. En beslutning vedrørende drivmekanismen forventes våren 1986.

For å få bedre informasjoner for plassering av brønnene, ønsker operatøren å bruke et produksjons- og testskip i ca 18 måneder fra sommeren 1986. Utvunnet olje vil bli lagret i produksjonsskipet og bli transportert til land med tankskip.

I testperioden vil det bli produsert omtrent $1 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje. Assosiert gass som produseres vil måtte bli brent.

Slike langtidstestskip har ikke tidligere vært benyttet på norsk sokkel, og representerer en utfordring for Oljedirektoratet både med hensyn til sikkerhet og ressursforvaltning.

Det har vært avholdt flere møter mellom Oljedi-

rektoratet, operatøren og rederiet for å få skipet bygget slik at det vil få samtykke til bruk på Oseberg-feltet.

Produksjonsskipet er en innretning i petroleumslovens forstand og Oljedirektoratet kan derfor stille de nødvendige sikkerhetskrav overfor operatøren som vilkår for å få samtykke til bruk. Imidlertid er gjeldende detaljforskrifter for utvinningsaktiviteter lite tilpasset virksomhet med bruk av produksjonsskip slik at dette har reist en rekke problemstillinger som er blitt søkt løst i samarbeid med operatør og rederiet.

Prosjektgruppen har gjort ferdig sin vurdering av prosjektet, og konklusjon og anbefaling foreligger som grunnlag for partenes avgjørelse.

Prosjektgruppen har funnet en del punkter hvor testskipet på nåværende tidspunkt ikke tilfredsstillende Oljedirektoratets forskrifter, men regner med at nødvendig tiltak for å oppfylle kravene kan og vil bli gjennomført.

Målesystem

Spesifikasjonene for oljemålesystemets utførelse er blitt vurdert og kommentert av Oljedirektoratet. Tester av deler av målesystemet for olje er utført hos underleverandør og ytterligere deltesting foregår.

Målesystemet for lastemålestasjonen på Sture er i planleggingsfasen.

Oljedirektoratet er blitt tildelt det overordnede ansvar for kontroll av målesystemene på Sture.

Kostnader

Totale kostnader, inkludert rørledning til Sture og terminal, antas å bli ca 40,8 mrd kroner i fast 1985-kroneverdi.

Sikkerhet, beredskap og arbeidsmiljø

Oseberg-prosjektet er drevet frem under meget strenge tidsrammer. Det synes likevel som om alle forhold når det gjelder sikkerhet, beredskap og arbeidsmiljø er ivaretatt på en tilfredsstillende måte. Det har vært en god kontakt mellom operatøren og Oljedirektoratet. Oljedirektoratet er blitt holdt godt orientert om utviklingen gjennom hele prosjektet slik at kommentarer er blitt tatt hensyn til på et tidlig tidspunkt.

For Oseberg A, er nesten alle kontrakter inngått, og arbeidet er i full gang på byggeplassene. Noen få resterende kontrakter vil bli inngått i begynnelsen av 1986.

For B-plattformen er alle engineering- og en prosjekt service kontrakt tegnet. Kontrakt på understellet og dekkstrammen er satt ut, og arbeidet på-begynt.

Oljedirektoratets kontrollaktiviteter

Oljedirektoratet har gjennomført et omfattende oppfølgingsprogram av operatørens operasjoner i forbindelse med Osebergprosjektet.

Det er foretatt revisjoner på alle nivåer innenfor operatørens ledelse og prosjekt driftsorganisasjon. Målet med revisjonen har vært å fastslå felles systemforståelse i organisasjonen. Det er valgt ut spesielle spesifikasjoner og prosedyrer som er gjennomgått for å se om de tilfredsstillende Oljedirektoratets forskriftsverk.

Det er gjennomført et stort antall revisjoner på entreprenører og underleverandører til operatøren for å se om sikkerhetskravene er tilfredsstillende.

En underleverandør er blitt revidert to ganger pga mangler registrert ved første revisjon. Til gjennomgang av beregningen for Oseberg B plattformen, har Oljedirektoratet fått assistanse fra Sjøfartsdirektoratet. Også mot operatørens teknologi- og utviklingsseksjon er det utført revisjoner.

De revisjoner og kontroller som er gjennomført har gitt følgende konklusjoner: Operatørens tekniske spesifikasjoner gir i hovedsak et forsvarlig sikkerhetsnivå. De tekniske krav blir i all hovedsak ivaretatt. De avvik Oljedirektoratet har påpekt er blitt rettet opp. I en del tilfeller har det vist seg at fabrikkasjonsstedene ikke har hatt oppdaterte spesifikasjoner.

Operatørens krav til kvalitetssikring basert på norsk standard er i hovedsak innarbeidet. Et par av de besøkte bedrifter har manglet et tilstrekkelig dokumentert kvalitetssikringssystem.

Japanske leverandører til prosjektet har generelt en annen forståelse av kvalitetssikring, men dekker i hovedsak kravene i norsk standard. Driftsområdenes interesser er ivaretatt i prosjektplanleggingen.

Oseberg transportsystem

Oseberg-feltets olje er besluttet ilandført til Norge gjennom en rørledning. Et interessentselskap med samme eierstruktur som for det unitiserte Oseberg-feltet, er etablert for å stå for anlegg og drift av oljerørledningen fra Oseberg-feltet (plattform A) i blokk 30/9 til terminalen på Sture i Øygarden kom-

mune (fig 2.3.8.d). Norsk Hydro er operatør for rørledningen og terminalen.

Eierstrukturen i Oseberg transportsystem er:

Norsk Hydro	13,75 %
Statoil	63,24 %
Saga	8,61 %
Elf	6,40 %
Total	3,20 %
Mobil	4,80 %

Oseberg transportsystem blir dimensjonert for følgende betingelser:

- Besørge transport av produsert olje fra Oseberg-feltet.
- Ha muligheter til å besørge transport av produsert olje fra andre felt knyttet til Oseberg transportsystem.

Rørledningen vil få en diameter på 28" og en fremtidig maksimal kapasitet på 95 000 Sm³ pr døgn.

Oseberg transportsystem vil bestå av følgende hovedelementer:

- Rørledningsutstyr på Oseberg, plattform A
- Rørledning til havs
- Ilandføringssted
- Rørledning på land
- Terminal

Transportledning og terminalen på Sture

Også disse prosjektene er drevet frem i høyt tempo. Engineering er stort sett ferdig for transportledningen, og produksjonen av rør har startet.

Oseberg transportsystem skal kunne transportere olje fra Oseberg-feltet fra 1.4.89.

2.3.7 Gullfaks

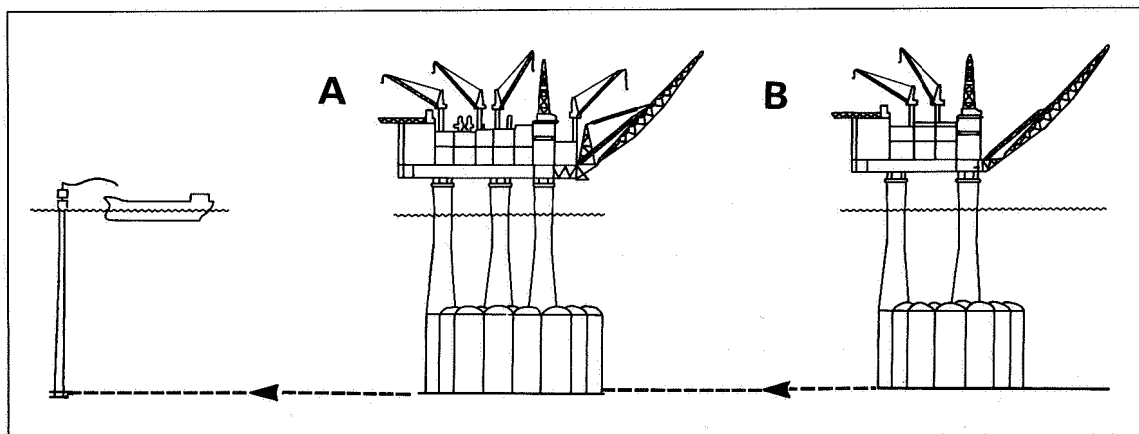
Utvinningsstillatelse 050

Rettighetshavere

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

FIG 2.3.7

Planlagte installasjoner på Gullfaks fase 1



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

Produksjonsanlegg

Det første funnet i blokken ble gjort i 1978. Den 10.6.81 ble utbyggingsplanen 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 utbyggingsplanen.

Fase I vil bestå av to plattformer (fig 2.3.7). 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 vanninjeksjons-plattform 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 Staffjord C-plattformen.

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

Sammenstilling av dekk og betongstruktur vil finne sted i januar 1986. Byggearbeidene følger stort sett fremdriftsplanene.

Operatøren regner med at plattform A skal være klar til produksjon 1.7.87 og plattform B planlegges å komme i drift 1.12.88.

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 2.3.8.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 helling 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 avgrensner feltet i sør, øst og nord-øst. Geologisk sett er Gullfaks det mest kompliserte felt som hittil har vært vurdert utbygget på norsk kontinentalsokkel. 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 ju-

raformasjoner: 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 sandstein 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

Byggearbeidene er kommet så langt at målesystemene for olje og gass er installert på plattformen. Det er utført inspeksjoner av målesystemet for gass.

Kostnader

Totalt kostnader for utbyggingen antas å bli ca 33,7 mrd kroner i fast 1985-kroneverdi.

Sikkerhet, beredskap og arbeidsmiljø

Revisjonsaktivitet

Oljedirektoratet har i 1985 gjennomført en omfattende revisjonsaktivitet rettet mot Gullfaksutbyggingen.

Det er foretatt revisjoner av Gullfaks A, B og C prosjektene, Statoil Bergen og Statoil Forus. I revisjonene ble blant annet følgende områder fokusert: styring og samspill i organisasjonen, erfaringsoppbygging, utvikling og bruk av ny teknologi, personellutnyttelse samt enhetlighet i dokumentasjon og organisasjonsoppbygging.

Gullfaks A

I begynnelsen av november inntraff en hendelse på Gullfaks A dekket. Mellom dekk og midlertidige betongskaft er det plassert deformasjonsrør hvis funksjon er å fordele vekten mellom dekk og betongstruktur. På det ene skaftet brøt alle disse rørene sammen med det resultat at lokale punkter på betongen ble uakseptabelt høyt belastet. Det ble derfor besluttet å evakuere dekket. Deretter ble dekket jekket opp igjen 10–15 cm ved hjelp av 160 hydrauliske jekker. Det er nå plassert stålkiler mellom skaft og dekk. Det er ikke observert skader på dekket.

Gullfaks B

Concem-ulykken og en lønnskonflikt på byggestedet har forsinket fremdriften med ca 5 uker.

Fremdriften på byggeplassene for dekk moduler og boligkvarter går stort sett etter prosjektets fremdriftsplaner. Prosjektering av rørledninger for gass mellom Gullfaksplattformene og for olje mellom plattformene og lastebøyene er startet.

Gullfaks fase II

Gullfaks fase II omfatter området øst for hovedforkastningen mellom borehullene 34/10-4 og -9. Vanddypet 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 omfatter fase II-utbyggingen.

Avgrensingsbrønn 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 er godkjent av Stortinget 1.6.85 (St prp nr 86 (1984-85)). Reduksjon av ressursene i fase II-området har ført til at utbygging-løsningen med en full-prosessplattform, en kopi av Gullfaks A-plattformen, er valgt.

Plattform C vil bli plassert i den midtre delen av feltet, hvor vanddypet er 220 m. Det er planlagt å produsere samtlige reservoar ved hjelp av vanninjeksjon, og det vil bli benyttet havbunnskompletterte brønner i den grad det er nødvendig for å sikre en god drenering av reservoaret.

Det forutsettes overføring av delvis prosessert råolje gjennom en 205 mm rørledning fra Gullfaks B til C-plattformen hvor sluttprosessering kan starte i 1990. Dette er tidligere enn planlagt ledig tilgjengelig kapasitet på Gullfaks A. Overført kvantum er $5,85 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje fra B til C. Stabilisert råolje produsert på Gullfaks C vil bli transportert til lastebøye nr 2 (SPM2) gjennom en 414 mm rørledning.

Via en 254 mm rørledning fra Gullfaks C til Gullfaks A vil gassen bli transportert gjennom Statpipe-systemet.

2.3.8 Statfjord-feltet

Utvinningsstillatelse 037

Rettighetshavere:

Norsk del (84,09322 %)	
Mobil Exploration Norway Inc	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 (UK) Ltd	5,30226 %
Britoil PLC	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 2.3.8.a).

Mobil er operatør inntil 1.1.87, da Statoil overtar operatør-ansvaret.

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 utbygd i tre faser med fullt integrerte plattformer A, B og C. Statfjord A-plattformen er plassert sentralt i feltet, mens B er plassert i sør og C er plassert i nordre del av feltet (fig 2.3.8.b).

Ved å injisere vann i Brent-reservoaret og gass i Statfjord-reservoaret, regner Oljedirektoratet med at det vil bli oppnådd en utvinningsgrad på ca 50 %. Det vil si at de totale utvinnbare mengder olje er $342 \times 10^6 \text{Sm}^3$. Mengden utvinnbar assosiert gass er beregnet til $41 \times 10^9 \text{Sm}^3$ tørr gass og 127×10^6 tonn NGL. Fordelingen av reserver i feltet som ble godkjent av myndighetene i 1979, er 15,9068 % på britisk side og 84,0932 % på norsk side. Reservene blir gjenstand for refordeling med noen års mellomrom. Rettighetshavergruppene er nå i forhandlinger om nye fordelingstall. Forhandlingene er planlagt avsluttet i 1987.

Produksjonsanlegg**Statfjord A**

Statfjord 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 $54\,000 \text{Sm}^3$ pr døgn. Produksjonskapasiteten er økt som følge av finjustering av prosessutstyr. Gjennomsnittlig utnyttelse av prosessutstyr i 1985 har vært høy. Plattformen kom i produksjon den 24.11.79 og vil i følge operatørens siste boreprogram få 21 produksjonsbrønner og 16 injeksjonsbrønner. Det er besluttet å installere ny Statfjord A lastebøye.

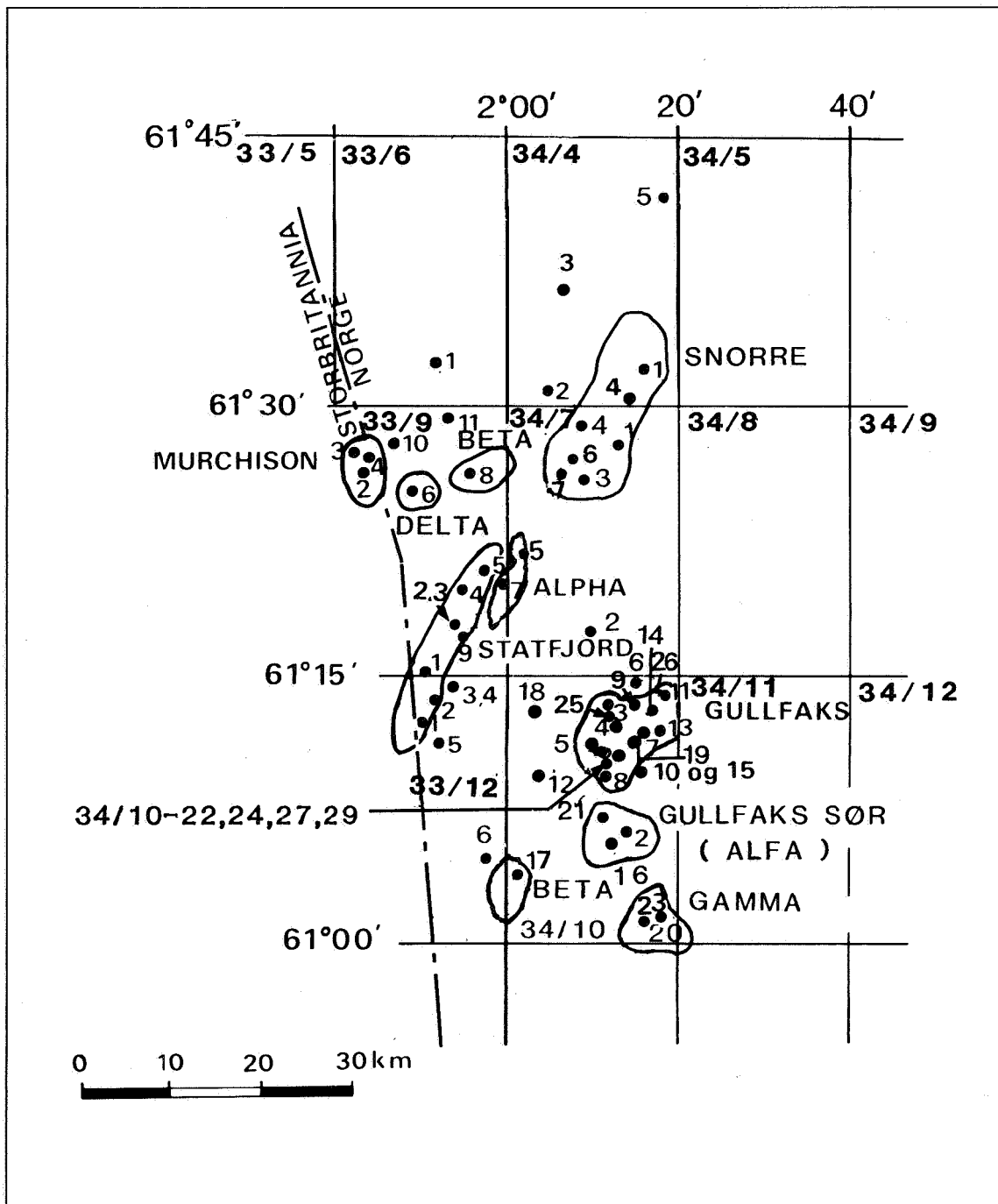
Statfjord B

Statfjord B, som er plassert i den sørlige delen av feltet, har 4 skaft og 24 celler i betong. Dekket er av stål. Plattformen er bygget som en integrert «Con-deep». Produksjonskapasiteten er også her økt som følge av finjustering av prosessutstyr. Ny maksimal kapasitet er $39\,800 \text{Sm}^3$; pr døgn. Produksjonen startet 5.11.82 og går nå med full kapasitetsutnyttelse. Tilgjengeligheten på utstyret har vært svært høy i 1985.

Boreprogrammet, som består av 31 brønner to-talt, vil ha følgende fordeling: 19 oljeproduserende brønner og 12 injeksjonsbrønner.

Operatøren undersøker nå mulighetene for å opp-

FIG 2.3.8.a
Gullfaks-, Statfjord- og Snorre-området



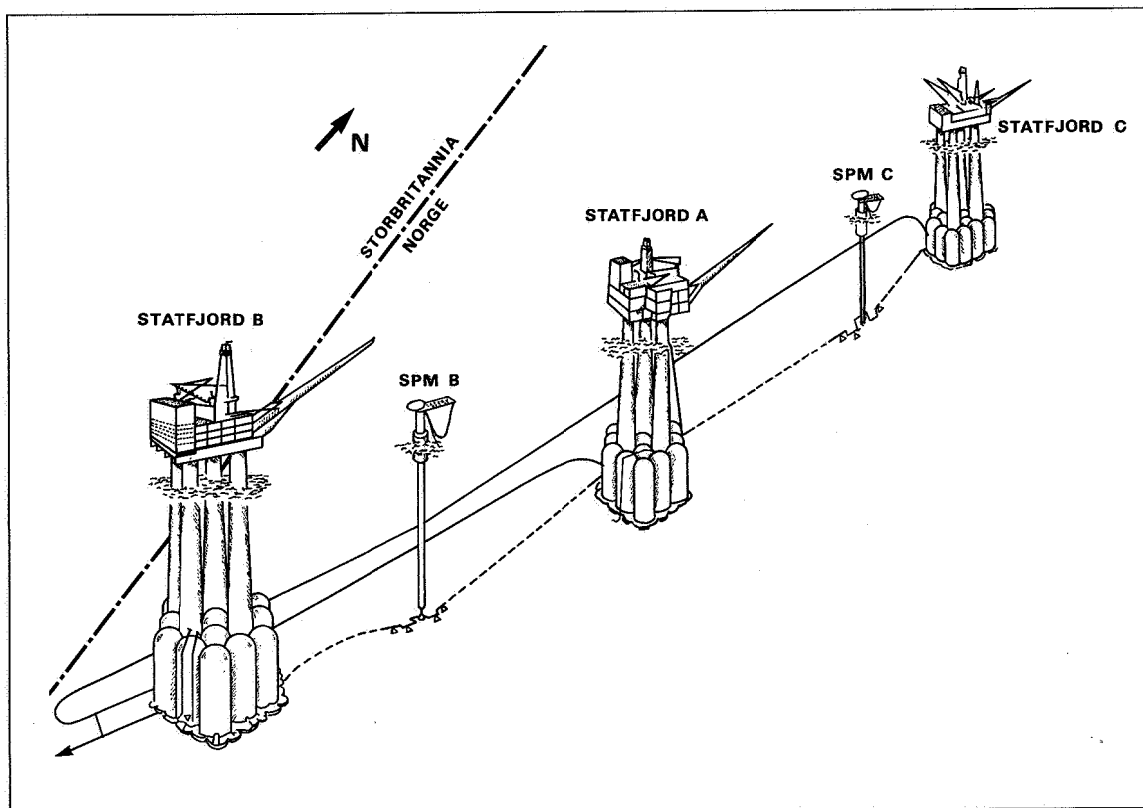
gradere vannbehandlings- og vanninjeksjonskapasitet samt en utvidelse av plattformens boligkvarter.

Statfjord C

Tredje og siste fase i utbyggingen av Statfjord-feltet

er nå fullført med bygging og installasjon av C-plattformen. Statfjord C er en tilnærmet kopi av Statfjord B, dvs også denne er bygget som en integrert «Condeep» med 4 skaft, 24 celler av betong og dekk av stål. Statfjord C har som de andre plattformene

FIG 2.3.8.b
Installasjoner på Statfjordfeltet



nødvendig utstyr som muliggjør produksjon og lagring av olje samt utstyr for gassinjeksjon, gasstransport og vanninjeksjon. Statfjord C har 42 brønnsliker og i tillegg muligheten for framtidig tilknytning av 9 brønner ferdigstilt på havbunnen.

Produksjonsstarten 26.6.85 var foran tidsplanen. Oppstart av plattformen har forløpt uten store problemer, og Statfjord C vil i løpet av 1986 komme opp i full utnyttelse av produksjonskapasitet. I følge operatørens boreprogram vil plattformen få 19 produksjonsbrønner og 12 injeksjonsbrønner. Operatør vurderer også her en oppgradering av vanninjeksjonskapasitet.

Utnyttelse av forekomstene

Gassinjeksjonsanleggene er i normal drift både på A, B og C-plattformene. I løpet av 1985 er 77 % av den totale mengde produsert gass ført tilbake til Statfjordreservoaret, og 13,5 % er levert til gasssalgsystemer.

Virkingen av å injisere gass i Statfjord-formasjonen er fortsatt under vurdering. Operatøren vil fortsatt injisere gass, samtidig som gass-salget går som planlagt.

Tidligere gassinjeksjon førte til at trykket i reservoaret nærmet seg opprinnelig reservoartrykk. Etter oppstart av gasseskport er nå høytrykksproblemet redusert.

Injeksjon av vann i Brent-formasjonen startet i 1982 på A-plattformen og i 1984 på B-plattformen. Statfjord C vil starte vanninjeksjon i begynnelsen av 1986.

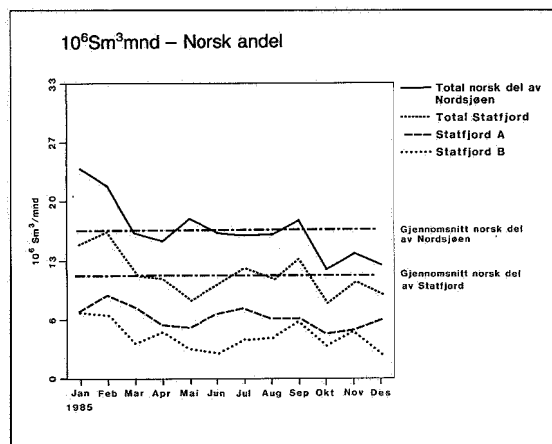
Noen brønner produserer vann, men det antas at bare en av brønnene produserer vann pga vanngjennombrudd fra injeksjonsbrønner. Vannproduksjonen holdes lavt ved hjelp av brønnoverhaling og reperforering. Foreløpig har ikke vannproduksjonen ført til begrensninger i oljeproduksjonen. Det forventes vanngjennombrudd i flere brønner i 1986, men uten at dette vil påvirke planlagt produksjon.

Brenning av gass i Statfjord-området

Mengden av gass brent i 1985 på Statfjord A var gjennomsnittlig $0,27 \times 10^6 \text{Sm}^3$ pr døgn, og tilsvarte 3,0 % av total gassproduksjon fra plattformen (fig 2.3.8.c). Statfjord 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. Hovedårsaken til gassbrenning har vært kompressorproblemer. Videre har det vært en del brenning etter stimulering av gassinjeksjonsbrønnene.

På Statfjord B har det gjennomsnittlig i samme periode vært brent $0,19 \times 10^6 \text{Sm}^3$ pr døgn, tilsvarende 2,7 % av total gassproduksjon. Statfjord B regnes også å være i stabil driftsfase. Det ble brent

FIG 2.3.8.c
Gass brent på Statfjord



godt under brennetillatelsen på $0,50 \times 10^6 \text{Sm}^3$ pr døgn. Kompressorproblemer har vært hovedårsaken til gassbrenning.

Statfjord C har hatt en gjennomsnittlig brenning av $0,58 \times 10^6 \text{Sm}^3$ pr døgn. Dette tilsvarer 14,4 % av total gassproduksjon på Statfjord C. Høy brenning har sammenheng med oppstart av produksjonsanleggene og vanlige oppstartsproblemer.

Målesystem

Statfjord C ble satt i produksjon juli 1985. Inspeksjon av målesystemene for olje som produseres fra Statfjord A, B og C er blitt utført månedlig.

Målesystemene for gass fra Statfjord A, B og C til Statpipe samt målesystemet som leverer gass til Storbritannia, ble igangsatt høsten 1985.

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

Kostnader

Totalt investeringskostnader for Statfjord-utbyggingen antas å bli ca 61,9 mrd kroner i fast 1985-kronerverdi. Norsk andel av dette utgjør ca 52 mrd kroner.

Sikkerhet, beredskap og arbeidsmiljø

Evakuering

Ved godkjennelsen av plattformkonsepter for Statfjord-feltet ga Oljedirektoratet operatøren pålegg om å utvikle tilfredsstillende opplegg for evakuering.

Våren 1985 har operatøren hatt under utprøving på feltet prototypen av et gondolsystem for tørrevaakuering fra plattform til beredskapsfartøy. Operatøren har tatt beslutning om å prøve systemet og har bestilt dette. Det første systemet vil ventelig installeres medio 1986.

Trykktanker

I forbindelse med den årlige produksjonsnedstengningen ble det ved inspeksjon funnet innvendig korrosjon i enkelte trykktanker. Det ble foretatt reparasjon av de mest korroderte områdene. Etter grundig vurdering ble det besluttet å utsette det resterende reparasjonsarbeid til produksjonsnedstengningen sommeren 1986.

Lastebøye

Statfjord A-lastebøyen ble frakoplet og slept til land pga sprekkdannelse i hovedoppdriftstanken. Omfattende inspeksjon etter dokksetting viste imidlertid at skadeomfanget var betydelig større enn antatt. Det er besluttet å installere en erstatningsbøye, som er en enklere type enn den forrige installerte.

Statfjord-forpleining prosjektet

Høyt sykefravær blant de forpleiningsansatte som man antok hadde sammenheng med arbeidsmiljøet, førte til at et prosjekt ble igangsatt for å kartlegge problemet, vurdere sammenhengen mellom belastningslidelse og belastninger i arbeidet og eventuelt komme med forslag til forbedringer.

Ut fra de innsamlede data ble det anbefalt en rekke konkrete endringer som kan danne grunnlag for næringen når arbeidsmiljøet skal forbedres og belastningslidelsene skal reduseres.

Gasstransport, Statpipe

Gasstransportsystemet 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.

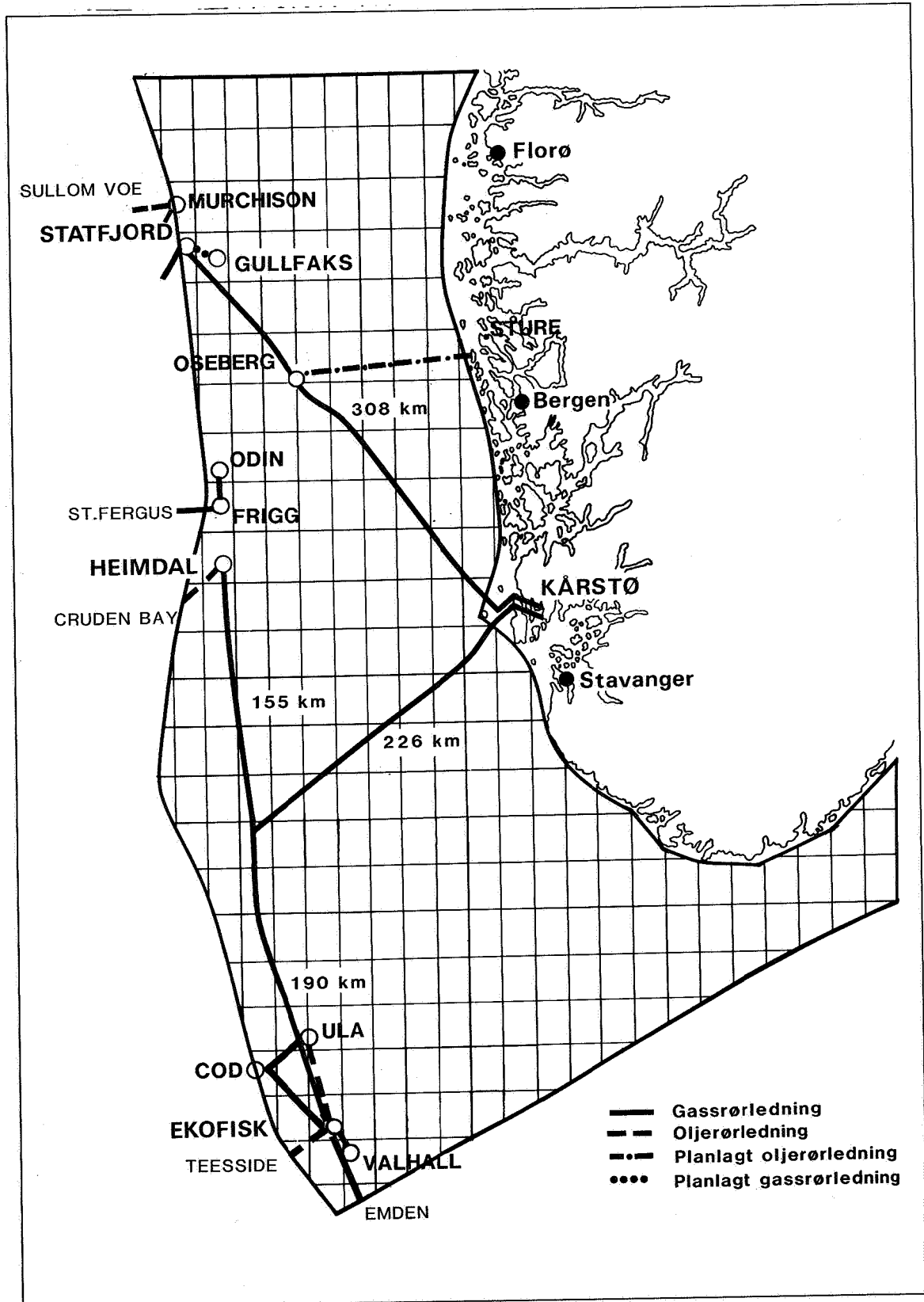
Transportsystemet omfatter:

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

Rørledninger og stigerørplattformer

Tømming og tørking av rørledningene ble foretatt hovedsaklig på forsommeren 1985, med unntak av tørkingen av rørledningen fra Heimdal til 16/11-S som ble foretatt i november. Statpipesystemet ble satt under trykk og ble gradvis operativt fra sommeren 1985.

FIG 2.3.8.d
Rørledninger i norsk del av Nordsjøen



Kårstø

Den første nordsjøgass ble brakt i land til Kårstø 25.3.85. Den første leveransen av gass fra Statpipe-systemet gjennom koblingen Statpipe/Norpipe skjedde 15.10.85 og den første båtlast med våtgass fra Kårstø gikk 5.11.85.

En skisse av transportsystemene for olje og gass i den norske del av Nordsjøen er vist i fig 2.3.8.d.

Transportkapasiteten fra Statfjord til Kårstø er $8 \times 10^9 \text{Sm}^3$ våtgass pr år. Kårstøanlegget har en behandlingsskapasitet på $5 \times 10^9 \text{Sm}^3$ våtgass pr år. Tørrledningen inn til Ekofisk har en transportkapasitet på $17 \times 10^9 \text{Sm}^3$ pr år. Dette overskrider kapasitetsbehovet for Statfjord, Gullfaks og Heimdal og er gjort for at en senere skal kunne tilknytte andre felt. Dersom en ønsker å øke transportkapasiteten i Statpipe-systemet, må en bygge en ny kompressorplattform ved siden av stigerørplattformen 16/11-S.

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

Målesystem

Kontroll med utførelse og utsjekking av målesystemene for Liquified Petroleum Gas (LPG) på Kårstø er slutført. LPG-målesystemene for gass er levert til Kårstø. Systemene er forsinket pga tekniske vansker ved fabrikasjon av rørnormalene.

Kostnader

Anslaget for de totale investeringene inkludert terminalanleggene er 20,6 mrd kroner i fast 1985-kroneverdi.

2.3.9 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	3,75 %
Den norske stats oljeselskap a.s	12,53 %
Norske Conoco A/S	2,51 %
Esso Exploration and Production Norway A/S	2,51 %

A/S Norske Shell	2,51 %
Saga Petroleum a.s.	0,47 %
Amoco Norway Oil Co A/S	0,26 %
Amerada Hess Norwegian Exploration A/S	0,26 %
Texas Eastern Norway Inc	0,26 %

Ovennevnte rettighetshavere er de samme som for Statfjord-feltet. Murchison-feltet ble påvist 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 reforderingsforhandlinger. Disse ventes å bli avsluttet i løpet av første kvartal 1986. De utvinnbare reservene for hele feltet er $53 \times 10^9 \text{Sm}^3$ olje og $1,2 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass.

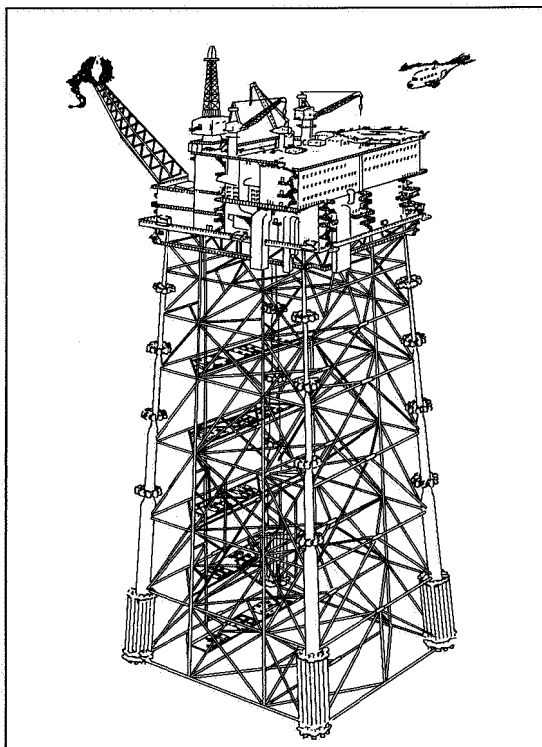
Produksjonsanlegg

Feltet er bygget ut med en integrert plattform av stål med produksjonskapasitet på $26\,200 \text{Sm}^3$ pr døgn (fig 2.3.9.a). Produksjonen ble startet 28.9.80 fra to havbunns-kompletterte brønner. Nåværende produksjon ligger rundt $14\,300 \text{Sm}^3$ pr døgn.

Plattformen har 28 brønnsliiser totalt. Hittil er 26 brønner komplettert til følgende: 14 oljeproduksjons-brønner, 2 satellittproduksjonsbrønner, 9 vanninjeksjons-brønner og 1 gassinjeksjonsbrønn.

Utnyttelse av forekomstene

Boring av brønner har gått raskt på Murchison. Feltet har derfor produsert opp mot maksimal behandlingsskapasitet siden 1981. 1984 var siste året med platåproduksjon. Vann-produksjonen har steget til 30 %. Det planlegges en økt vannbehandlingska-

FIG 2.3.9.a**Installasjon på Murchison**

pasitet. Kapasiteten (på 7 950 Sm³ pr døgn) ble økt til 15 900 Sm³ pr døgn i løpet av desember 1985. Vanninjeksjonskapasiteten skal også økes fra 27 000 Sm³ pr døgn til 31 800 Sm³ pr døgn. Det er planlagt ytterligere økning.

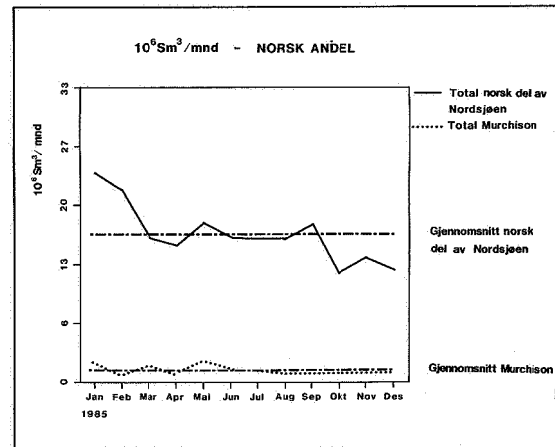
Regjeringen ga ved kgl res av 24.9.82 samtykke til ilandføring av den norske del av Murchison-gassen via rørledning NLGP (Northern Leg Gas Pipeline) til Brent-feltet på britisk side, og videre til St Fergus i Skottland via rørledning FLAGS (Far North Liquefied and Associated Gas Gathering System). Gassleveransene gjennom NLGP startet 20.7.83.

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

Brenning av gass

Gjennomsnittlig er det i 1985 brent 0,18 x 10⁶Sm³ pr døgn tilsvarende 17 % av total gassproduksjon (fig 2.3.9.b). Regulariteten i gass-systemet var 88 %. Redusert regularitet skyldes hovedsakelig problemer med gasskompressorer og dessuten at mottaksanlegget i perioder var ute av drift.

FIG 2.3.9.b
Gass brent på Murchison



Målesystem

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

Kostnader

Totalt kostnader for utbyggingen antas å bli ca 33,8 mrd kroner i fast 1985-kroneverdi. Norsk andel av dette utgjør 8,5 mrd kroner.

FIG 2.4.1.a

Klassifisering av teknisk utvinnbare petroleumressurser

		OPPDAGEDE			UOPPDAGEDE	
		BEVISTE	SIKRE	MINDRE SIKRE	HYPOTETISKE	SPEKULATIVE
FREMDRIFT	I PRODUKSJON	RESERVER				
	BESLUTTET UTBYGD					
	PLANLAGT UTBYGD					
TEKNISK ØKONOMISK SIKKERHET ↑	MULIG UTBYGGBART					
	UNDER VURDERING					
	SUB. MARGINALT					
		PROD. BRØNNER	AVGR. BRØNNER	LETEBRØNNER	DEFINERTE PROSP.	UDEFIN. PROSP.
		AVTAGENDE BRØNNKONTROLL			AVTAGENDE SEIS. KONT.	
		AVTAGENDE GEOLOGISK KONTROLL →				
	PRODUSERT					

FIG 2.4.1.b
Ressursregnskap for norsk kontinentalsokkel

FREMDRIFT	MILL Sm ³ OLJE/NGL	OPPDAGEDE						UOPPDAGEDE	
		BEVISTE		SIKRE		MINDRE SIKRE		HYPOTE- TISKE	SPEKULA- TIVE
		OLJE NGL	GASS	OLJE NGL	GASS	OLJE NGL	GASS		
	MRD Sm ³ GASS								
	I PRODUK- SJON	477	254						
	BESLUTTET UTBYGD			423	133				
	PLANLAGT UTBYGD			130	672				
TEKNISK ØKONO- MISK SIKKERHET ↑	MULIG UT- BYGGBART			446	1310	256	324		
	UNDER VURDERING								
	SUB. MARGINALT			17	41	20	24		
		PROD. BRØNNER	AVGR. BRØNNER		LETE BRØNNER		DEFINERTE PROSP.	UDEFIN. PROSP.	
AVTAGENDE BRØNNKONTROLL							AVTAGENDE SEIS. KONT.		
AVTAGENDE GEOLOGISK KONTROLL →									

2.4 Petroleumsressurser

2.4.1 Ressursregnskapet

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

Petroleumsressurser klassifiseres etter sikkerhet i ressursanslagene og sikkerhet for driverdighet (fig 2.4.1.a). Sikkerhet i ressursanslagene bestemmes av geologisk kontroll (horisontal akse). For oppdagede 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 drivverdige vil framdriften for prosjektet være avgjørende for klassifiseringen.

Petroleumsreserver er den delen av de oppdagede

ressurser som er utvinnbare ved gitte teknisk/økonomiske forutsetninger, og som rettighetshaverne har erklært drivverdige.

Det totale ressursregnskap for norsk kontinentalsokkel er framstilt i fig 2.4.1.b.

For presentasjonsformål i årsberetningen er ressursene på norsk kontinentalsokkel 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 Resurser nord for Stad (tab 2.4.4).

2.4.2 Reservegrunnlaget for besluttede felt

Pr 31.12.85 er det tatt beslutning om å gjennomføre 18 utbyggingsprosjekter på norsk kontinentalsokkel. Petroleumsmengdene som disse utbyggingene representerer, er gitt i tab 2.4.2. Alle reservetall er Oljedirektoratets anslag så langt annet ikke er nevnt

TAB 2.4.2 Oppdagede petroleumsreserver i felt som er besluttet utbygd

	OPPRINNELIG SALGBAR			RESTERENDE		
	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
Albuskjell ¹⁾	7,8	16,9	1,1	2,0	6,5	0,4
Cod ¹⁾	2,8	6,8	0,5	0,7	2,2	0,2
Edda ¹⁾	4,4	1,9	0,2	1,3	0,3	0,1
Ekofisk	237,0	126,0	13,5	110,3	76,9	9,9
Eldfisk ¹⁾	50,8	31,6	3,0	24,3	22,8	2,1
Frigg ²⁾	1,0	127,0		0,7	54,8	
Gullfaks ¹⁾	210,3	13,7	2,1	210,3	13,7	2,1
Heimdal	3,0	34,0		3,0	34,0	
Murchison ³⁾	13,0	0,3	0,5	6,0	0,2	0,3
Nord-øst Frigg	0,1	8,0		0,1	4,6	
Odin	0,1	22,0		0,1	16,2	
Oseberg ⁴⁾	173,0	71,0		173,0	71,0	
Statfjord ⁵⁾	342,0	41,0	12,7	256,9	41,0	12,7
Tor ¹⁾	19,8	13,7	1,5	4,5	5,7	0,7
Ula	29,9	1,5	1,3	29,9	1,5	1,3
Valhall A	19,4	16,2	1,3	13,1	15,2	1,0
Vest Ekofisk ¹⁾	11,9	26,2	1,3	1,7	7,6	0,5
Øst Frigg		13,0			13,0	
Sum	1126,3	570,8	39,0	837,9	387,2	31,3

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 %

spesielt. Operatørselskapene kan ha andre anslag for reservene på de enkelte felt. Totalt er det fram til 31.12.85 produsert 0,43 x 10⁹ t.o.e.

2.4.3 Øvrige ressurser sør for Stad

Tabell 2.4.3 viser øvrige ressurser som er oppdaget sør for Stad. Av disse er feltene Sleipner/Gamma, Troll vest og Tommeliten erklært drivverdige. Ressursmengden i disse 4 feltene utgjør tilsammen 0,78 x 10⁹ 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.

2.4.4 Funn nord for Stad

Foreløpig er det oppdaget 0,77 x 10⁹ t.o.e. ved boring nord for Stad. Av dette ligger 0,56 x 10⁹ t.o.e. på Haltenbanken og 0,21 x 10⁹ t.o.e. utenfor Troms. Anslagene for Smørbukk, Heidrun og 6506/12 Beta er foreløpige og svært usikre.

2.4.5 Oppdateringer av ressursanslag fra forrige årsberetning

Felt besluttet utbygd

For Albuskjell, Cod, Edda, Eldfisk, Tor og Vest Ekofisk har Oljedirektoratet ikke hatt kapasitet til å utarbeide egne produksjonsprofiler. Ressurstallene som er benyttet i årsberetningen er hentet fra operatørens prognoser, og ligger gjennomgående noe høyere enn anslaget fra 1984. For Gullfaks, Statfjord, Ula og Vallhall A er det foretatt mindre prognose-justeringer. Gullfaks omfatter Gullfaks fase I og II fra tidligere årsberetninger.

TAB 2.4.3 Oppdagede petroleumsressurser sør for Stad som ikke er besluttet utbygd

	Olje 10 ⁹ Sm ³	Gass 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn
Balder	35,0		
Brage	29,0	6,0	
Gullfaks Sør	37,0	93,0	
Hild		20,0	
Hod	7,2	5,4	
Huldra ¹⁾		18,0	
Sleipner + Gamma ²⁾	45,0	186,0	19,0
Sleipner satelitter ³⁾	16,0	35,0	
Snorre ⁴⁾	99,0	27,0	
SØ-Tor	4,0	3,0	
Tommeliten	6,0	23,0	
Troll Vest	41,0	463,0	
Troll Øst		825,0	
Valhall rest	14,5	12,0	
Veslefrikk	41,0	4,0	
2/1	18,0	2,0	
6/3 Pi	4,6	4,0	
7/11 A	6,5		
15/3-1,3	2,0	29,0	
15/3-4	12,0	5,0	
15/5-1	2,0	6,0	
16/7-4	1,4	9,0	
24/9	3,0		
25/2-4	4,0	12,0	
30/6 Gamma Nord ¹⁾	2,3	5,0	
30/6 Kappa ¹⁾	5,0	1,7	
30/6,Beta ¹⁾	20,0		
30/9 Prospekt A ¹⁾	9,3	10,0	
33/9,Alfa	19,0	2,5	
33/9,Beta	39,0	2,0	
34/10 Beta	8,0	22,5	
34/4-1	3,0		
35/8	1,0	10,0	
Total	534,8	1841,1	19,0

1) Operatørens anslag

2) Omfatter Alfa, Beta, Epsilon, Delta, Gamma tertiær 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
Oppdagede petroleumressurser nord for Stad

	Olje 10 ⁶ Sm ³	Gass 10 ⁹ Sm ³
Haltenbanken		
Draugen	39,0	
Heidrun	87,0	31,0
Midgard	22,0	103,0
Smørbukk	60,0	83,0
Tyrhans	12,0	51,0
6506/12 Beta	76,0	54,0
Sum	296,0	322,0
Troms		
Albatross		34,3
Askeladd		52,0
Snøhvit		74,4
Snøhvit Nord		3,3
7119/12 (1)		3,6
7120/07		24,3
7120/12		14,8
Sum		206,7
Total	296,0	528,7

1) Operatørens anslag

Ekofisk

Produksjonsprofilene for Ekofisk har tidligere vært avsluttet i år 2010 ved avslutning av utvinningstillatelsen. De nye produksjonsmekanismene med injeksjon av gass og vann vil forlenge produksjonsprofilen, og fører til en økning i olje-ressursene.

Andre funn

Sleipner satellitter, 15/5-1

Oljedirektoratet har tidligere ikke oppgitt kondensat fra flere av satellittene i Sleipner-området. Kondensatet oppgis som olje.

Troll vest

Nye simuleringer av oljesonen på Troll vest tyder på at utvinningsgraden for olje blir lavere enn tidligere antatt.

Veslefrikk

Ny brønn har ført til en betydelig økning i oljeressursene. Ressursanslaget er operatørens.

6/3-Pi

Nytt funn påvist ved brønn 6/3-1.

7/11 A

Funn påvist ved brønn 7/11-5, som tidligere ikke har vært oppgitt i årsberetningen.

30/6 Gamma nord, 30/6 Kappa, 30/9 prospekt A

Dette er nye funn på frontblokkene vest for Oseberg som tidligere ikke har vært oppgitt i årsberetningen.

34/10 Beta

Nytt funn i Gullfaks-området.

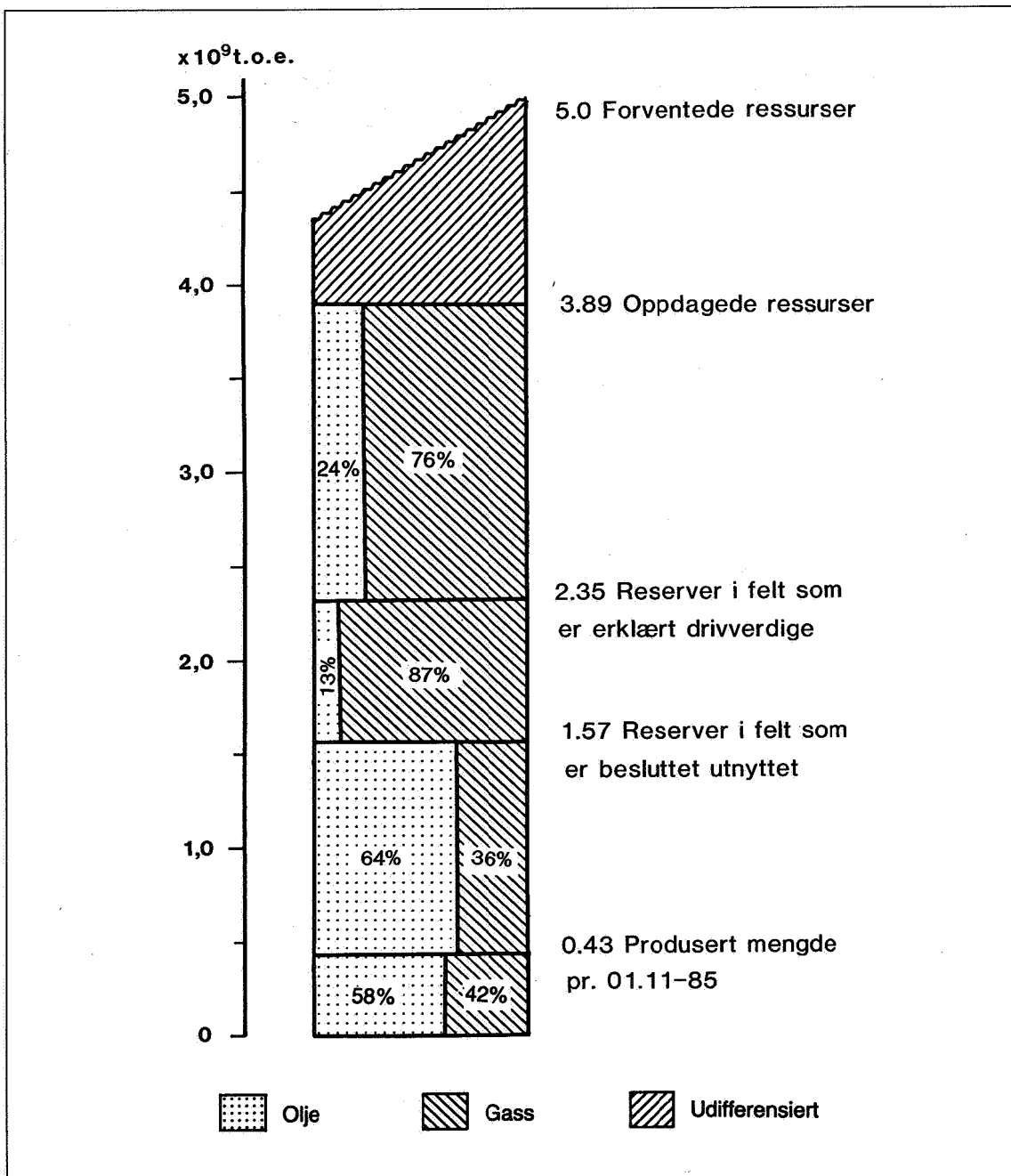
Haltenbanken

På Haltenbanken er det gjort tre større olje og kondensatfunn (Heidrun, Smørbukk, 6506/12 Beta).

TAB 2.4.5 Endringer i ressursanslag i Årsberetningene 1984-85

	Årsberetning 84			Årsberetning 85		
	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
Felt besluttet utbygd						
Albuskjell	8,0	16,0	1,0	7,8	16,9	1,1
Cod	2,5	6,2	0,4	2,8	6,8	0,5
Edda	3,7	1,9	0,2	4,4	1,9	0,2
Ekofisk	193,0	129,0	8,0	237,0	126,0	13,5
Eldfisk	48,0	31,0	2,2	50,8	31,6	3,0
Gullfaks	210,0	17,1	1,2	210,3	13,7	2,1
Stattfjord	341,0	41,0	10,5	342,0	41,0	12,7
Tor	17,0	10,0	1,0	19,8	13,7	1,5
Ula	30,0	2,0	1,3	29,9	1,5	1,3
Valhall A	19,0	16,0	1,3	19,4	16,2	1,3
Vest Ekofisk	11,0	21,0	1,0	11,9	26,2	1,3
Andre felt						
Sleipner sat.	0,5	32,0		16,0	35,0	
Troll vest	58,0	463,0		41,0	463,0	
Veslefrikk	24,0	8,0		41,0	4,0	
6/3 Pi	-	-		4,6	4,0	
7/11 A	-	-		6,5	-	
15/5-1	1,0	4,0		2,0	6,0	
30/6 Gamma Nord	-	-		2,3	5,0	
30/6 Kappa	-	-		5,0	1,7	
30/9 prospekt A	-	-		9,3	10,0	
34/10 Beta	-	-		8,0	22,5	
Heidrun	-	-		87,0	31,0	
Smørbukk	-	-		60,0	83,0	
6506/12 Beta	-	-		76,0	54,0	
Albatross		35,0			34,3	
Askeladd		41,0			52,0	
Snøhvit		114,0			74,4	
Snøhvit Nord		-			3,3	
7120/12		16,0			14,8	

FIG 2.4.6
Forventede totale utvinnbare ressurser sør for Stad.



Ressursanslagene for disse tre funnene er foreløpige og svært usikre.

Troms-området

I Troms-området er det foretatt ny kartlegging på Albatross, Askeladd og Snøhvit. Kartleggingen har ført til en økning i gassressursene på Askeladd og en relativt stor nedgang på Snøhvit. På Snøhvit Nord er det gjort et mindre gassfunn.

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. $3,89 \times 10^9$ t.o.e. påvist ved boring. I uborede strukturer er det beregnet et hypotetisk ressurspotensial på $1,1 \times 10^9$ t.o.e. I tillegg til de hypotetiske ressurser kan det være en del spekulative ressurser.

3 Gjennomføringen av petroleumsloven og arbeidet med reformer i tilsynet med petroleumsvirksomheten

3.1 Innledning

Kontinentalsokkelloven av 21. juni 1963 ble avløst ved Lov av 22. mars 1985 om petroleumsvirksomhet. Loven trådte ikraft 1. juli 1985. Ved loven ble det regelverkssystem som har vært etablert under kontinentalsokkelloven avviklet. Figur 3.1.a viser utviklingen av regelverket.

Loven fastsetter de sentrale prinsipper for statlig kontroll med petroleumsvirksomheten. Loven er supplert med forskrifter fastsatt ved kgl res innenfor henholdsvis Olje- og energidepartementets og Kommunal- og arbeidsdepartementets konstitusjonelle ansvarsområder. Dette gjelder «Forskrifter til Lov om petroleumsvirksomhet», fastsatt ved kgl res av 14. juni 1985, kgl res av 28. juni 1985 om «Forskrift om sikkerhet mv til Lov om petroleumsvirksomhet» og «Forskrift om rettighetshavers internkontroll» også fastsatt ved kgl res 28. juni 1985. Det ventes videre fastsatt en forskrift om sikkerhets- og begrensningssoner.

FIG 3.1.a
Utviklingen av regelverket

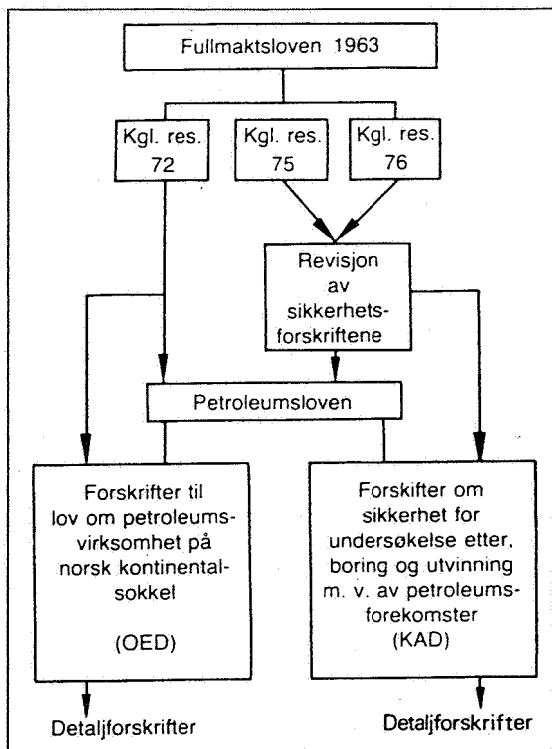
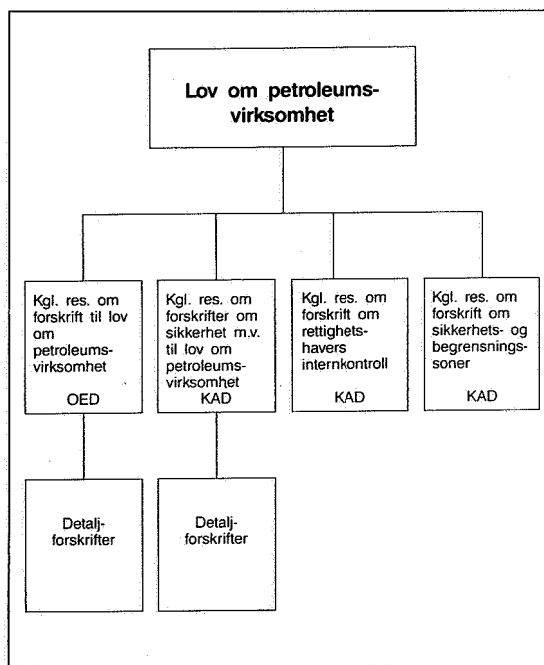


FIG 3.1.b
Regelverkstrukturen etter petroleumsloven



Regelverkstrukturen etter petroleumsloven er fremstilt i fig 3.1.b.

Forskriften av 14. juni 1985 er i det vesentlige en utdyping av sentrale bestemmelser i petroleumsloven under Olje- og energidepartementets ansvarsområde. I forskriften er tatt med en rekke bestemmelser som tidligere var fastsatt som vilkår i utvinningstillatelsene. Forskriften omhandler også enkelte bestemmelser som faller inn under Kommunal- og arbeidsdepartementets myndighetsområde. I forskriften er Oljedirektoratet direkte tillagt myndighetsansvar etter en rekke bestemmelser.

Oljedirektoratets tidligere myndighetsansvar ble i det vesentlige videreført ved delegasjon fra Olje- og energidepartementet 28. juni 1985.

Kgl res av 31. januar 1969 vedrørende vitenskapelig undersøkelse etter naturforekomster på den norske kontinentalsokkel mv, vil fortsatt være hjemlet i 1963-loven og være underlagt Olje- og energidepartementet som ansvarlig myndighet. Delegationen av myndighet til Oljedirektoratet etter §§ 1-15 i forskriften gjelder fortsatt.

Kgl res av 28. juni 1985 «Om sikkerhet mv til lov

om petroleumsvirksomhet». erstatter kgl res av 9. juli 1976 om sikkerhet mv for produksjon og kgl res av 3. oktober 1975 om sikkerhet mv for leteboring. Den nye forskriften har tre viktige sider:

- Forskriften setter krav til når rettighetshaver skal sende inn søknad om samtykke til igangsettelse av aktivitet, eventuelt videreføre aktivitet, og de viktigste kravene til dokumentasjon.
- Forskriften setter videre krav til forsvarlig virksomhet på de ulike aktivitetsområder i petroleumsvirksomheten.
- Forskriften er hjemmel for detaljregelverket.

Forskriften er på denne måten en videreføring og utdyping av lovens hovedkrav om forsvarlig virksomhet, jf lovens § 45. Forskriften er videre hjemmelsgrunnlaget for eldre detaljforskrifter som fortsatt gjelder etter petroleumslovens ikrafttredelse. Myndigheten etter nevnte forskrift ble ved delegasjonsvedtak 28.6.85 fra Kommunal- og arbeidsdepartementet tillagt Oljedirektoratet. Delegasjonen gir Oljedirektoratet adgang til å føre det tilsyn og fatte de enkeltvedtak som er nødvendig for gjennomføringen av forskriften. Direktoratet ble videre tillagt myndighet til å utferdige forskrifter.

Kgl res av 28. juni 1985 om rettighetshavers internkontroll er i motsetning til loven og sikkerhetsforskriften rettet kun mot rettighetshaver. Forskriften setter krav til rettighetshavers administrative systemer for på styrt og systematisk måte å følge opp de krav som er satt til rettighetshaver til sikkerhet, arbeidsmiljø og tiltak mot forurensning eller for å bekjempe forurensning. Forskriften er derfor hjemlet både i petroleumsløven, «Lov om arbeidervern og arbeidsmiljø» og «Lov om vern mot forurensninger og om avfall».

For Oljedirektoratet representerer loven en opprindning i det overordnede regelverk. Imidlertid er endringer av betydning for Oljedirektoratets arbeide innenfor ressursforvaltning og andre forhold under Olje- og energidepartementets ansvarsområde få. Derimot ble det som følge av kgl res av 28. juni 1985 om ordningen av tilsynet med petroleumsvirksomheten gjennomført betydelige endringer i kontrollordningen, jf nedenfor pkt 3.2.

Det ble videre forutsatt som en del av kontrollordningen at Oljedirektoratet ivaretar et koordineringsansvar ovenfor oppgaver tillagt Sosialdepartementet for tilsyn med hygieniske forhold, helsekontroll mv, Miljøverndepartementet for vern mot forurensning og Justisdepartementet for den offentlige redningsberedskap. Når det gjelder Oljedirektoratets arbeid med gjennomføringen av koordineringen og inngåelse av avtaler om bistand vises til omtalen under punkt 3.2.

3.2 Ordningen av tilsynet med sikkerheten i petroleumsvirksomheten

Rammen for tilsynet med sikkerheten i petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel er fastlagt gjennom petroleumsløven, sikkerhetsforskriften og

kgl res av 28. juni 1985 om «Ordningen av tilsynet med petroleumsvirksomheten». Resolusjonen la opp til at Oljedirektoratet fra 1.7.85 ble tillagt den samlede myndighet til å føre tilsyn, foreta totale sikkerhetsvurderinger og fastsette nødvendige forskrifter. Denne omlegging av tilsynet er en direkte oppfølging av politiske forutsetninger lagt til grunn etter «A L Kielland»-ulykken og i forbindelse med petroleumsløven der det av komiteén ble understreket behovet for samordnet styring og ansvar i petroleumsvirksomheten. Komiteén la i denne forbindelse vekt på reduksjon av antallet kontrollinstanser og at prinsippene for håndhevelse og administrasjon av sikkerhetsbestemmelsene kunne bli iverksatt samtidig med ikrafttredelsen av loven.

Tilsynsansvaret som nå er lagt til Oljedirektoratet, innebærer en avvikling av ordningen med en fordeling av tilsynsansvar innenfor Kommunal- og arbeidsdepartementets ansvarsområde mellom i alt 10 direktorater. Oljedirektoratet oppfatter innholdet av reformen slik at den vil effektivisere tilsynet med petroleumsvirksomheten og gi bedre bruk av tilgjengelige kontrollressurser ved at:

- det er etablert klare grenser for myndighetsansvar for forvaltningen av tilsynet
- grunnlaget er lagt for utvikling av et enhetlig regelverk med en samordnet kontrollmetodikk
- ordningen gir grunnlag for totale sikkerhetsvurderinger og kontrollressursene kan utnyttes mer kostnadseffektivt.

For den praktiske gjennomføring av kgl res av 28. juni 1985 om ordningen av tilsynet med sikkerheten i petroleumsvirksomheten, fastsatte Oljedirektoratet 1.7.85 en utdypende beskrivelse av ordningen av tilsynet. Beskrivelsen supplerer og viderefører prinsippene i resolusjonen for praktisk anvendelse av petroleumsløven med forskrifter. Spesielt tar beskrivelsen sikte på å orientere industrien om hvilke detaljforskrifter som får anvendelse for de ulike faser av virksomheten knyttet til de enkelte søknader om samtykker.

For anvendelse av samtykkene til undersøkelse og leteboring gjennomførte Oljedirektoratet fra 1.7.85 visse endringer. Oljedirektoratet innførte en ordning der rettighetshaver kan søke om samtykke som innebærer bruk av en navngitt innretning til planlagte oppgaver innen et avgrenset geografisk område, slik at rettighetshaver står friere til å selv å bestemme omfanget av en søknad. Det vil si at rettighetshaver ikke nødvendigvis må søke om «bruks-samtykke» til en innretning hver gang denne skal foreta ny boring. Derimot må innhentes boretilatelse for det enkelte hull.

Bruk av sakkyndig bistand

I forbindelse med gjennomføringen av tilsynet både i forbindelse med søknadsbehandling og etterkontroll, ble det i nevnte kgl res fastsatt at Oljedirektoratet søker sakkyndig bistand fra andre offentlige

etater, institusjoner og selskaper som har særskilt kompetanse.

Ordningen er basert på opprettelse av bindende avtaler mellom Oljedirektoratet og følgende etater:

Teledirektoratet
Luftfartsverket
Direktoratet for brann- og eksplosjonsvern
Kystdirektoratet
Det norske meteorologisk Institutt
Sjøfartsdirektoratet
Norges vassdrags- og elektrisitetsvesen (regelverk-sarbeid)

I praksis viste det seg imidlertid at inngåelse av avtaler om sakkyndig bistand tok adskillig lenger tid enn det som ble forutsatt både fra Energi- og Industrikomiteens side og ved regjeringsbehandlingen av kgl res om ordningen av tilsynet. Pr dags dato er bistandsavtaler inngått med Direktoratet for brann- og eksplosjonsvern (1.7.85), Det norske meteorologiske institutt (11.7.85), Kystdirektoratet (31.7.85). Avtaler med Teledirektoratet og Luftfartsverket ventes inngått tidlig i 1986. Avtale om sakkyndig bistand er ikke inngått med Sjøfartsdirektoratet.

Som en foreløpig løsning er direktoratene enige om at Sjøfartsdirektoratet på anmodning bistår Oljedirektoratet i enkelttilfeller. Denne mulighet har Oljedirektoratet benyttet.

Til tross for problemene omkring inngåelse av bistandsavtaler mener Oljedirektoratet dette likevel ikke har ført til svekkelse av tilsynet som har betydning for sikkerheten i petroleumsvirksomheten.

Bistandsavtalenes innhold

Bruk av bistandsavtaler i forvaltningen er noe prinsipielt nytt. Likevel inneholder avtalene ikke annet enn presiseringer av hvilken myndighet som gjør hva etter forvaltningslovens saksbehandlingsregler. I hovedsak gjelder innholdet av bistandsavtalene faglig bistand fra annen etat til Oljedirektoratet i tilsynet.

Bistanden omfatter gjennomgang av dokumentasjon fra rettighetshavere i forbindelse med søknader. Dessuten omfattes faglige uttalelser til Oljedirektoratet i forbindelse med revisjoner og inspeksjoner for å verifisere gitte opplysninger i forhold til petroleumsloven med forskrifter. I tillegg omfatter bistanden deltakelse i revisjoner/inspeksjoner som nevnt.

Forvaltningslovens saksbehandlingsregler og de alminnelige prinsipper for god forvaltningsskikk får selsagt anvendelse etter forvaltningsloven. Både Oljedirektoratet og etater som bistår Oljedirektoratet i tilsynet har selvstendig ansvar for at kravene til saksbehandling blir ivaretatt. Oljedirektoratet har, som tilsynsmyndighet og myndighetenes kontaktpunkt ovenfor industrien, hovedansvaret for at forvaltningslovens krav til veiledning, saksforberedelse og vedtak blir ivaretatt.

Etat som yter Oljedirektoratet bistand kommuniserer med rettighetshaver, eventuelt dennes kontraktører, for å kunne ivareta sin plikt til forsvarlig saksutredning og saksforberedelse etter forvaltningslovens § 17.

Bistandsetaten forutsettes også under saksforberedelsen å kunne foreta muntlig konferanse med rettighetshaver om de forhold bistandsetaten skal uttale seg om til Oljedirektoratet, f eks på bakgrunn av en søknad. Bistandsetaten forutsettes etter endt saksforberedelse å avgi skriftlig uttalelse til Oljedirektoratet som grunnlag for direktoratets utarbeidelse av vedtak. Det er Oljedirektoratet som er vedtaksmyndighet i samsvar med delegasjonen fra Kommunal- og arbeidsdepartementet.

3.3 Innføring av adgang til krav til internkontrollsystem innenfor ressursforvaltning

I forbindelse med direktoratets forberedende arbeid for gjennomføring av petroleumsloven, ble det overfor Olje- og energidepartementet pekt på at forskriftene til loven ikke inneholdt bestemmelser som supplerer petroleumslovens § 58 om krav til internkontroll. På denne bakgrunn igangsatte direktoratet et arbeide med vurdering av behovet for krav til rettighetshaver til å opprette et internkontrollsystem innenfor det forvaltningsområde som administreres under Olje- og energidepartementet. På bakgrunn av dette arbeidet ble i § 47 i kgl res av 14. juni 1985 inntatt krav til internkontrollsystem der departementet eller Oljedirektoratet er gitt adgang til å kreve at rettighetshaver skal planlegge og organisere et kontroll- og dokumentasjonssystem for sikring av oppfyllelse av krav fastsatt i petroleumsloven eller forskriftene til loven. Det ble funnet riktig å innføre en fleksibel adgang til å kreve gjennomført internkontrollsystem.

Det ble sett som særlig aktuelt på områder der det føres tilsyn med rettighetshavers aktivitet, så som ved kvantumsmåling av olje og gass, brenning av gass eller innkreving av avgifter til staten. Bestemmelser om internkontroll er allerede innført i forskriftene for fiskal kvantumsmåling av olje og gass og blir praktisert i tilsynet. Oljedirektoratet er videre ved samme bestemmelse gitt mulighet til å kreve fremlagt fra rettighetshaver en beskrivelse av internkontrollsystemet.

3.4 Tilsynet med boretekniske installasjoner og utstyr på flyttbare boreplattformer som er registrert eller skal registreres i norsk skipsregister

I 1978 ble myndighetsansvaret for tilsynet med boretekniske installasjoner og utstyr på flyttbare boreplattformer etter «Lov om statskontroll med skibes sjødyktighet» overført fra Handelsdepartementet til Olje- og energidepartementet (nå Kommunal- og arbeidsdepartementet). Tilsynsmyndigheten ble ved delegasjonsvedtak tillagt Oljedirektoratet.

I forbindelse med petroleumsloven ble det truk-

ket opp prinsipper for fordeling av jurisdiksjon mellom Handelsdepartementet og Kommunal- og arbeidsdepartementet. Oljedirektoratet tok på denne bakgrunn i juli 1985 opp med Kommunal- og arbeidsdepartementet, spørsmålet om tilbakeføring av det konstitusjonelle myndighetsansvar for boretekniske installasjoner. Med utgangspunkt i Oljedirektoratets tilsynsrolle under petroleumsloven fant direktoratet at tilsynsansvaret for boretekniske installasjoner under flagglovgivningen prinsipielt bør være lagt til flaggmyndigheten; Handelsdepartementet og Sjøfartsdirektoratet. Imidlertid forutsatte Oljedirektoratet at direktoratets fagekspertise på boretekniske installasjoner fortsatt kan utnyttes ved at Sjøfartsdirektoratet gjennom avtale om sakkynndig bistand bruker Oljedirektoratets fagkompetanse.

Saken er for tiden til behandling i Handelsdepartementet og Sjøfartsdirektoratet.

3.5 Oljedirektoratets regelverksarbeid under petroleumsloven mv

Ved ikrafttredelsen av petroleumsloven ble etablert en ny regelverksstruktur. Det vises til fig 3.5.

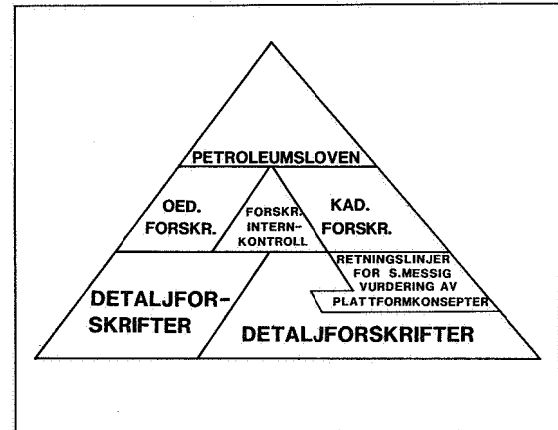
Som det fremgår av figur 3.5, setter loven de overordnede krav og rammer. Under dette nivået er gitt utdypende og supplerende bestemmelser til loven innenfor Olje- og energidepartementet og Kommunal- og arbeidsdepartementets myndighetsområder. Sentralt står forskriften om rettighetshavers internkontroll som angir kravene til de administrative systemer som rettighetshaver forutsettes å iverksette for på styrt og systematisk måte å påse gjennomføring av bestemmelser gitt om sikkerhet i loven og sikkerhetsforskriften. På dette nivå er også satt de viktigste bestemmelser til statlig styring og kontroll med virksomheten gjennom samtykker. Derved er myndighetene gitt anledning til å føre tilsyn med at avgjørende beslutninger fra rettighetshaver gjøres innenfor de rammer som er satt for petroleumsvirksomheten.

Det tredje nivået omfatter detaljforskriftene. Detaljforskriftene er av uensartet karakter og mangler den ønskelige grad av innbyrdes systematikk og sammenheng med overordnede bestemmelser og prinsipper som er fastsatt i loven og kgl resolusjoner. Direktoratet har derfor gitt arbeidet med regelverksstrukturen innenfor detaljforskriftsverket høy prioritet med formål å sikre et enhetlig/entydig sikkerhetsnivå for petroleumsvirksomheten og mer systematisk og konsekvent oppbygging av regelverket.

Som følge av behovet for å utvikle en mal for metodisk oppbygging av regelverket innenfor Kommunal- og arbeidsdepartementets ansvarsområde, ble det mellom Kommunal- og arbeidsdepartementet og Oljedirektoratet ved årsskiftet 1984/85 nedsett en arbeidsgruppe for utvikling av et grunnlag for metodisk oppbygging av regelverket. Sentralt har vært å trekke igang langtidsplanlegging av de-

taljregelverk med sikte på en systematisk gjennomgang av eksisterende detaljregelverk innenfor petroleumssektoren. Direktoratet vil i denne forbindelse arbeide videre med å utvikle elementer i et program for utvikling av regelverket, herunder system for registrering av svakheter ved eksisterende regelverk og utvikling av revisjonsplaner for regelverket.

FIG 3.5
Petroleumslovens regelverkssystem



Oljedirektoratets målsetting er å utvikle et regelverk rettet mot resultatorienterte, funksjonelle krav i forskrifter, supplert av retningslinjer. Retningslinjene forutsettes å beskrive mulige måter eller metoder å innfri forskriftene. Direktoratet vil søke å unngå beskrivende regler eller spesifikasjonskrav som kan være egnet til å binde opp utviklingen. På den annen side vil direktoratet fortsatt anvende spesifikasjonskrav i den utstrekning dette er nødvendig.

Innenfor denne ramme vil Oljedirektoratet søke å oppnå bedre reguleringsteknikker på detaljreguleringnivå. For oppfølging av direktoratets arbeide med gjennomføringen av petroleumsloven med vekt på bl a det fremtidige regelverksarbeidet ble det opprettet en prosjektgruppe i Divisjon for sikkerhetskontroll. Gruppen er tverrfaglig sammensatt med deltakelse fra Divisjon for sikkerhetskontroll og Juridisk seksjon. Prosjektgruppen har som mandat å utvikle forslag til fremtidig regelverksstruktur, arbeid med prinsipielle spørsmål omkring bruk av bistandsavtaler, koordinering til myndigheter med selvstendig myndighetsansvar, administrativ koordinering, informasjonstiltak og gjennomgang/revisjon av arbeidsmiljøloven mv.

Tilsvarende ble det i et samarbeid mellom Divisjon for ressursforvaltning og Juridisk avdeling nedsett en oppfølgingsgruppe for regelverk innen Olje- og energidepartementets myndighetsområde med mandat bl a å gjennomgå, fortolke og utarbeide en beskrivelse av Oljedirektoratets myndighets- og ansvarsområde under petroleumsloven innen Olje- og energidepartementets myndighetsområde.

4 Tilsynet med sikkerhet, beredskap og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten

4.1 Innledning

Innenfor sikkerhetsområdet har petroleumsloven og omleggingen av tilsynet med virksomheten gitt Oljedirektoratet en betydelig utfordring. Anvendelse av det nye regelverket i forhold til det fortsatt eksisterende detaljregelverket har gitt en rekke særskilte problemstillinger. Samtidig har Oljedirektoratet fått utvidet sitt tilsynsansvar betydelig ved at oppgaver som inntil 1.7.85 lå til andre direktorater er blitt tillagt Oljedirektoratet. I denne forbindelse fant direktoratet det riktig i april 1985 å nedsette en særskilt prosjektgruppe for gjennomføring av petroleumslovens ikrafttredelse, jf omtalen av denne i kap 3.5.

Til tross for at ikrafttredelsen av petroleumsloven med forskrifter har reist en rekke forvaltningsmessige og praktiske spørsmål for behandling av søknader om samtykker og oppfølgende tilsyn, mener Oljedirektoratet å ha løst disse tilfredsstillende. I perioden 1.7.85 til 31.12.85 har direktoratet utstedt 143 samtykker/tillatelser. Av disse var 5 samtykke til undersøkelse, 28 samtykke til leteboring og 14 samtykke til bruk av innretning. I forbindelse med gjennomføringen har Oljedirektoratet vært innstilt på en smidig gjennomføring både på grunn av selskapenes omstillingsbehov som følge av loven, men også de særskilte problemer som ikrafttredelsen har medført i mangel av bistandsavtaler med andre etater.

4.2. Forskrifter og retningslinjer/Regelverksarbeid

Direktoratet har gitt og vil i tiden fremover gi arbeidet med å utvikle en ny regelverksstruktur, høy prioritet. Dette bl a for å sikre et enhetlig og entydig sikkerhetsnivå i petroleumsvirksomheten, samt for å oppnå en mer systematisk og konsekvent oppbygging av regelverket.

Ettersom det etter direktoratets oppfatning vanskelig kan gjennomføres detaljregelverksarbeider før den fremtidige regelverksstrukturen er utarbeidet, har arbeidet med utarbeidelse av detaljregelverk blitt gitt lav prioritet i beretningsperioden.

Arbeidsmiljølovens § 21 stiller krav til arbeidsgivers melding av arbeidsulykker og yrkesbetingede sykdommer som kan være forårsaket av arbeidet eller forholdene på arbeidsplassen. Oljedirektoratet har videreført det arbeidet som startet i 1984 med om å utarbeide forskrift til § 21 «Arbeidsgivers meldeplikt» og veiledning til § 22 «Leges melde-

plikt». Veiledning til § 22 samordnes med Direktoratet for arbeidstilsynet.

Et forskriftsarbeide om sikkerhets- og begrensingssoner ved innretningene ble slutført våren 1985. Forskriftsutkastet er sendt Kommunal- og arbeidsdepartementet til høring. Oljedirektoratet antar at forskriften vil tre i kraft primo 1986. Forskriften vil avklare vesentlige forhold ved undersøkelse, leteboring, utbygging og drift når det gjelder havbunnskompletterte produksjonsbrønner, beskyttelseiltak, ankring, beredskapsmessige forhold samt kunngjøring.

Oljedirektoratets forslag til nye forskrifter for bemannede undervannsoperasjoner var ute til høring i 1984. På bakgrunn av kommentarer som kom inn, er forskriftene blitt en del omarbeidet. Rene lovtekniske endringer i forbindelse med den nye petroleumsloven gjør imidlertid at det fremdeles vil ta noe tid før den nye dykkeforskriften vil foreligge.

Oljedirektoratet tok opprinnelig sikte på å fastsette forskrift om tiltak mot støy i 1985. På grunn av arbeidet med å tilpasse hele regelverket til Lov om petroleumsvirksomhet, er tidspunktet for fastsettelse blitt utsatt. Direktoratet regner imidlertid med at forskriften vil bli fastsatt i begynnelsen av 1986 uten vesentlige endringer.

4.3 Dykking

Det i år vært gjennomført 1 936 overflateorienterte dykk og 206 145 manntimer i metning. For overflateorientert dykking er dette tilsvarende 1984 og for metningsdykking 46 % nedgang.

Oljedirektoratet har i beretningsperioden vært sterkt engasjert med oppfølging av operatørenes forberedelse til operasjonell dykking til 300–400 meter. Planlegging av dykkeoperasjoner til disse dybder innebærer at operatørene skal kunne dokumentere at de prosedyrer og det utstyr som skal benyttes fungerer tilfredsstillende. Som et ledd i denne dokumentasjonen ble det i beretningsperioden gjennomført et bemannet dykk ned til 450 meter ved Norsk Undervannsteknologiske Senter (Nutek) i Bergen.

På norsk sokkel er det i første rekke utbygging av Troll og Oseberg som krever spesiell planlegging av dykkeoperasjoner ned mot disse dybder.

Det har vært satt ned en arbeidsgruppe for å utarbeide forslag til kvalifikasjonskrav for personell tilknyttet bemannede undervannsoperasjoner. For-

uten deltakelse fra Oljedirektoratet er gruppen sammensatt av representanter fra Statens dykkerskole, Association of Offshore Contractors (AODC, Norwegian Section), Norsk Industriforening for oljeselskaper (NIFO), Diving Advisory Sub Committee og Norsk Olje- og Petrokjemiforbund (NOPEF).

4.4 Beredskap

4.4.1 Følger av «Alexander L Kielland»-ulykken

«Alexander L Kielland»-ulykken medførte bl a revisjon av hjelpefartøysforskriften og vurdering av hjelpefartøyets rolle i den totale beredskapen. Høsten 1983 fikk direktoratet i oppdrag av Kommunal- og arbeidsdepartementet å utarbeide retningslinjer for beredskapen på norsk kontinentalsokkel.

Etter en foreløpig utredning våren 1984 besluttet departementet å gjennomføre et forprosjekt for å vurdere hvordan myndighetenes krav og forventninger best kunne søkes utviklet.

Hovedprosjektet vil i første omgang settes igang ved hjelp av midler fra NTNf, men også annen finansiering vil være nødvendig for fullføringen.

Hovedprosjektet tar sikte på å:

- utrede alle beredskapsmessige administrative funksjoner
- fremme fleksibilitet mht valg av operasjonelle beredskapsmetoder, beredskapsutstyr, teknologi m v
- beredskapsmessig kommunikasjon.

Samtidig med hovedprosjektet «Retningslinjer for beredskap» vil direktoratet arbeide med det totale regelverk for beredskapen. Det arbeides med prosjektet som ventes slutført medio 1987.

4.4.2. Oversikt over disponible beredskapsressurser

Sektorklubbene som operatørselskap i Nordsjøbasenget har opprettet på tvers av soklenes midtlinjer, regulerer forhold om gjensidig assistanse ved ulykkesituasjoner.

Oversikt over disponible beredskapsressurser innen hver enkelt sektor er direkte tilgjengelig i en database. Lokalisering av brannslukningsfartøy, dykkeskip, mobile innretninger osv i Nordsjøen holdes oppdatert til enhver tid.

Oljedirektoratet har tilgang til opplysningene via Hovedredningssentralen.

Oljedirektoratet har overfor operatørselskapene pekt på behovet for slike avtaler også nord for 62°N.

4.4.3 Beredskapsoppgaver for feltbaserte helikoptere

De to Bell 212 helikoptere som utfører feltintern transport, inngår som en del av beredskapen på Ekofisk-feltet. Redningsheis og infrarødt varmesøkende utstyr kan monteres i løpet av få minutter. Ved søk etter personell i sjøen, er det infrarøde utstyret uavhengig av vær- og lysforhold. Heisoperatør og redningsmann inngår i helikoptermannskapet på feltet.

Beregnet for samme tjenester har Staffjord-feltet

et helikopter som kan påmonteres redningsheis. Brent-feltet, like ved, har tilsvarende helikopter. Det foreligger her avtale om gjensidig helikopterstøtte i ulykkesituasjoner.

Også på Frigg-feltet vil helikopteret om kort tid bli utstyrt for montering av redningsheis.

Oljedirektoratet mener slike tiltak har stor betydning for den totale beredskapen og har oppfordret til en slik utvikling.

4.4.4 Endringer i hjelpefartøy-rutinene

På Ekofisk-feltet er det kommet større og kraftigere hjelpefartøyer som også er utstyrt for å ivareta andre funksjoner som f eks forsyningstjeneste og ankerhåndtering. De nye fartøyene har dessuten langt større brannsprøytekapasitet. Ved at fartøyene kan alternere i tjenesteoppdrag får manskapet om bord mer stimulerende arbeidsoppgaver.

På Valhall-feltet alternerer 2 kombinerte forsynings- og beredskapsfartøyer i tjenesten.

For Frigg- og Heimdal-feltene er en tilsvarende ordning under utvikling.

Studier som operatørene har gjennomført, konkluderer med at dette konseptet gir minst like god beredskap som tidligere ordning og dette har Oljedirektoratet sluttet seg til.

4.4.5. Grunnleggende sikkerhets-/beredskapsopplæring

Etter Oljedirektoratets pålegg har operatørselskapene gjennom Norsk Industriforening for Oljeselskaper (NIFO) vurdert kursinnholdet i den grunnleggende sikkerhets- og beredskapsopplæringen som alt offshorepersonell skal gjennomgå.

Undersøkelsen er nå gjennomført og et forslag til endringer i kursets emner og innhold ble ferdig i 1985. Direktoratet vil legge avgjørende vekt på dette forslaget i vurderingen av om grunnleggende sikkerhets-/beredskapsopplæring skal endres.

4.4.6 Forsøpling og forurensing fra petroleumsvirksomheten

Oljedirektoratet har registrert en bedring i selskaperes prosedyrer for sikker avfallsbehandling, spesielt gjelder dette interne regler og opplæring.

Bruk av oljebasert boreslam har skapt lagrings- og deponeringsproblemer for mottakerapparatet iland. I Florø bygges det for tiden et anlegg for slam-separering som sannsynligvis vil bedre forholdet.

Selskaperes rapporteringsrutiner for hefter og opprydding etter operasjon fungerer nå bedre.

4.4.7 Nytt utstyr for hjelpefartøyer

På Frigg-feltet er det tatt i bruk en hydraulisk operert nettramme som kan manøvreres langs skipsiden for å løfte personell opp fra sjøen. Forulykkede med redusert bevissthet kan derved bringes om bord i horisontal stilling, slik at man unngår ytterligere skader.

4.5 Bolig og kontor

4.5.1 Boligkvarter

Utformingen av boligkvarterene på produksjonsinnretningene på den norske kontinentalsokkelen har gjennomgått en betydelig forandring i de senere år med hensyn til bo- og fritidsmiljø, funksjonell utforming, rekreasjon og sikkerhet. Næringen har vist både vilje og kreativitet når det gjelder å utarbeide nye løsninger innenfor de relativt strenge begrensninger man må operere innenfor med hensyn til bl a plass, vekt, materialvalg og sikkerhet.

Oljedirektoratet har erfaring med at en av de viktigste forutsetningene for at boligkvarter skal bli tilfredsstillende for alle parter er at man så tidlig som mulig tar hensyn til erfaringer fra andre konsepter. Representanter fra arbeidstakerne kan være betydelige ressursgrupper i denne sammenheng. Direktoratet forventer derfor at disse konsulteres selv om vedkommende operatørselskap ikke har noen erfaringer eller egen driftsorganisasjon på det tidspunkt prosjekteringen begynner.

De erfaringer som er gjort fra utbyggingsprosjektene på norsk sokkel med hensyn til beregnet og faktisk behov for innkvartering, er at boligkvarterene generelt sett bygges for små. Utvidelse av boligkvarter på flere nyere produksjonsinnretninger er til vurdering. Erfaringer fra tidligere anlegg må brukes aktivt ved planlegging av nye utbygningsprosjekter.

Permanent bruk av flotell i tilknytning til en produksjonsinnretning representerer en ikke fullgod løsning på et kapasitetsproblem hverken ut fra en sikkerhetsmessig eller økonomisk vurdering. Det må derfor være et mål at boligkvarterene på fremtidige oljeinnretninger har så stor kapasitet at det ikke er behov for floteller etter at innretningene er kommet i en normal driftsfase.

4.5.2 Kontorsituasjonen

I Midlertidige forskrifter for boligkvarter på produksjonsanlegg mv, fastsatt 2.4.79, heter det i pkt 2.6 at «Boligkvarter skal være tilstrekkelig utstyrt med nødvendige kontorer, sengeplasser mv.»

Oljedirektoratet har imidlertid erfart at flere konsepter for utbygging av felt i Nordsjøen har vært utilstrekkelig dimensjonert med hensyn til nødvendige rom i boligkvarter og har derfor reist spørsmål om hvorvidt selskapene i sin planlegging i tilstrekkelig grad har ivaretatt forskriftenes krav.

Det er Oljedirektoratets holdning at kontorer for administrative funksjoner av praktiske, kommunikasjonsmessige og arbeidsmiljømessige hensyn har sin beste plassering i boligkvarteret.

En slik plassering vil være en konsekvens av de sikkerhets- og beredskapsfilosofier som har vært lagt til grunn ved konstruksjon av integrerte anlegg. I spesielle tilfeller kan en akseptere at kontorer av funksjonelle årsaker plasseres utenom boligkvarteret. Dette vil gjelde kontorplassering for personell

med klare oppgaver og ansvar i tilknytning til operasjon av anlegg og eller utstyr.

4.6 Det organiserte verne- og miljøarbeid

4.6.1 Innledning

Med bakgrunn i de drøftinger som har funnet stød mellom organisasjonsenhetene på arbeidstaker- og arbeidsgiversiden om organiseringen av vernesamarbeidet på produksjonsfeltene i Nordsjøen, fant myndighetene det nødvendig å pålegge operatørselskapene å presentere en samlet plan for organiseringen av verne- og miljøsam arbeidet på feltene. Planen skulle inneholde en beskrivelse av de ulike formaliserte organ som var eller ville bli etablert, deres sammensetning, mandat og virkeområde med spesiell vekt på hvordan operatøren ville ivareta sin funksjon som hovedbedrift. Herunder skulle det gis en beskrivelse av den representative deltakelse fra såvel arbeidstaker- som arbeidsgiverhold. Det var en forutsetning at planen skulle være gjennomdrøftet med samtlige involverte arbeidstakerorganisasjoner på feltet.

Som et resultat av dette pålegget fikk Oljedirektoratet bekreftelse på at det er mulig å etablere en felles, overordnet modell for å ivareta operatørs ansvar for samordning og koordinering av verne- og miljøarbeidet på det enkelte felt, uavhengig av feltets størrelse. På denne bakgrunn har direktoratet, i samråd med Kommunal- og arbeidsdepartementet, meddelt næringen etter hvilke hovedlinjer vernesamarbeidet forventes organisert i framtiden. Spesielt gjelder dette etableringen av overordnede koordinerende arbeidsmiljøutvalg. Direktoratet er av den oppfatning at etablering av slike koordinerende arbeidsmiljøutvalg ikke nødvendigvis er en garanti for kvalitet på vernesamarbeidet, men at slike utvalg likevel kan bidra til en mer reell fordeling av formell innflytelse på arbeidsmiljøforhold mellom involverte grupper. Disse utvalgene vil først og fremst ha sin funksjon i saker som går utover den enkelte arbeidsgivers myndighets- og ansvarsområde og som ikke kan finne sin løsning hos denne.

4.6.2 Handlingsprogram for verne- og miljøarbeidet

Arbeidsmiljølovgivningen stiller krav til at det utarbeides og tas i bruk handlingsprogram for verne- og miljøarbeidet i virksomheten. Oljedirektoratet ser dette som en særdeles viktig aktivitet for å sikre planmessighet, kvalitet og kontinuitet på denne delen av virksomheten. Slike handlingsprogram vil være vesentlige verktøy for kvalitetssikring av verne- og miljøaktiviteter.

For å bidra til at slike handlingsprogram utvikles og tas i bruk i verne- og miljøsam arbeidet, er det sendt ut et forslag til handlingsprogram til samtlige operatørselskap. Håndboken ble laget av Rogalandsforskning i samarbeid med Oljedirektoratet.

4.6.3 Forpleiningsansattes arbeidsmiljø

Oljedirektoratet har siden 1983 fulgt opp de forpleiningsansattes arbeidsmiljø på faste innretninger. Direktoratets har registrert en positiv utvikling der partene i tråd med arbeidsmiljølovens forutsetninger selv har konkretisert aktuelle problemstillinger og vist en aktiv vilje til å iverksette nye ordninger som etter myndighetenes oppfatning har medført større trygghet og bedre arbeidsforhold for den enkelte ansatte.

4.6.4 Produktkontroll

Arbeidsmiljøloven stiller krav om at der hvor det er teknisk mulig, skal helsefarlige stoffer og produkter erstattes med mindre helsefarlige. Oljedirektoratet forventer således at operatørselskapene vurderer både den tekniske og yrkeshygieneiske kvaliteten til de stoffer og produkter som inngår i driften, samt at krav til slik vurdering skal inngå i et selskaps kvalitetssikringssystem. Slike vurderinger er i dag lite systematisert, bortsett fra på enkelte områder og spesielt vedrørende asbestholdige materialer.

Yrkeshygieneiske vurderinger forutsetter særlige forpliktelser for produsenter og leverandører. De har plikt til å gi tilfredsstillende dokumentasjon på produktenes helseisiko ved leveranse. Denne dokumentasjonen skal være reviderbar overfor Oljedirektoratet.

Produsenter og leverandører har videre plikt til å gi fullstendig deklarasjon av giftige, meget giftige og kreftfremkallende stoffer og produkter til Produktregisteret. Ved årets utgang hadde Produktregisteret mottatt langt færre innmeldinger enn forventet, og en antar at ca 1000 produkter ennå ikke var innmeldt. Ved årsskiftet opptrappet derfor Oljedirektoratet sin kontroll i samarbeid med Direktoratet for arbeidstilsynet og Statens Forurensningstilsyn for å sikre at industrien tar sitt ansvar og sine forpliktelser alvorlig.

4.6.5 Førstehjelpshåndbok

Oljedirektoratet har gitt ut en førstehjelpshåndbok om tiltak ved forgiftninger. Denne håndboken er et resultat av et delprosjekt som inngikk i et utredningsprogram vedrørende toksisitet og helsefare av kjemikalier i petroleumsvirksomheten. Førstehjelpshåndboken er utarbeidet av Giftinformasjonssentralen og er først og fremst beregnet på sykepleiere på installasjonene i Nordsjøen.

4.6.6 Belysning

Kartlegging foretatt på endel produksjonsinnretninger viser at arbeidsplasser og ute- og inneområder i flere tilfeller har utilfredsstillende belysning. Det samme gjelder også instrumentbelysning. Manglende lyskvalitet kan skyldes for liten eller for sterk (blendende) lysstyrke, det siste ofte kombinert med utilstrekkelig antall lyspunkter. Dette har uheldige virkninger på arbeidsmiljøet og sikkerhets- og beredskapsmessige forhold.

Selv om det har skjedd en betydelig heving av kvaliteten på belysningen i de senere år, ser direktoratet et stort behov for å utarbeide retningslinjer til belysning på innretninger. Direktoratet satte igang et prosjekt i 1984 med tanke på dette. Til dette arbeidet har en fått bistand både fra forskningsmiljøer, operatørselskaper og produsenter av belysningsutstyr. Når prosjektet er avsluttet, vil direktoratet utarbeide et utkast til retningslinjer for belysning på innretninger på norsk sokkel.

4.7 Undervannsutstyr

4.7.1 Undervannsproduksjonssystemer

Oljedirektoratet har fortsatt arbeidet med å samle erfaringer fra eksisterende undervannsproduksjonsanlegg og med studier av en rekke konsepter som nå bearbeides av operatør for anvendelse på norsk sokkel.

Spesielt er meget arbeide nedlagt i forbindelse med konsepter som kan bli aktuelle for Troll-utbyggingen.

4.7.2 Undervannsbarrierer

For å hindre utslipp av store gassmengder ved brudd eller lekkasje på gass-eksportledninger nær plattformer, er det på flere installasjoner behov for undervanns-nødvastengningsventiler.

En rekke bedrifter, forskningsinstitusjoner og oljeselskap har i lengre tid arbeidet for å utvikle ventilarrangementer eller barrierer med meget høy grad av pålitelighet og driftssikkerhet. Arbeidet viser seg å bli tidkrevende og kostbart. Oljedirektoratet har derfor tatt initiativ til et visst samarbeide om utviklingsarbeidet mellom en rekke oljeselskap. Foreløpige deltakere er: Mobil Exploration Norway Inc, Statoil, Elf Aquitaine Norge A/S, BP Petroleum Development (Norway) Ltd, Norsk Hydro, A/S Norske Shell Exploration and Production og Saga Petroleum a.s.

4.8 Flytende produksjonsinnretninger

Oljedirektoratet har arbeidet videre med krav til separatorer, gass-avbrenningssystem og vannseparering på flytende produksjonsinnretninger, og likeledes med driftspålitelighet av generatorsett og dynamisk posisjoneringssystemer.

4.9 Elektrisk utstyr

Arbeidet med utskifting av gammelt og uhensiktsmessig materiell på elektrosiden har fortsatt også i 1985. Standarden på nytt materiell synes å bli stadig bedre, men en har sett at varmekabelinstallasjoner kan være problematiske også ved nyinstallasjoner.

Oljedirektoratet har arbeidet med å komme frem til anbefalinger når det gjelder reparasjon av eksplisjonsbeskyttet utstyr. En samarbeider her med Norges vassdrags- og elektrisitetsvesen.

På en del av de store nye plattformene er kortslutningsstrømmene kommet opp på et meget høyt nivå, særlig når en sammenligner med de verdier

som er vanlige på landanlegg. En bør her søke løsninger sammen med operatørene slik at påkjennin-
gene kan reduseres.

4.10 Aktiviteter innen boring

4.10.1 Systemrevisjoner

Seksjon for boring har videreført det arbeid med systemrevisjoner som ble startet i 1984, og som var konsentrert om de ulike operatørselskaper på norsk kontinentalsokkel.

Arbeidet har i 1985 vært konsentrert om revisjoner i forbindelse med reders internkontroll med tilknytning til nybygg, anskaffelse og installasjon av boreutstyr, samt drift av flyttbare boreplattformer under norsk flagg.

4.10.2 Arbeid med tildeling av utvinningstillatelser

Valg av operatør- og rettighetshaver ved nye utvinningstillatelser på norsk sokkel, utgjør et viktig verktøy for styring av den sikkerhetsmessige- og teknologiske utvikling i overensstemmelse med myndighetenes intensjoner.

På denne bakgrunn har Seksjon for boring nedlagt et betydelig arbeid i tilknytning til den anbefaling direktoratet har gitt Olje- og energidepartementet om hvilke selskaper som bør tildeles operatørstatus ved 10. konsesjonsrunde, del A og B.

4.10.3 Grunne boringer

I sikkerhetsforskriften av 28.6.85 om Samtykke til undersøkelse, heter det bl a at departementets samtykke skal innhentes, dersom det skal foretas undersøkelse som medfører boring til dybde under 25 m under sjøbunnen.

Konsekvensen av dette er at vitenskapelige, kommersielle og geotekniske grunnundersøkelser hvor det bores dypere enn 25 m under sjøbunnen, først kan foretas etter at samtykke fra Oljedirektoratet foreligger.

Oljedirektoratet har i 1985 gitt 32 boretillatelser til grunne boringer i forbindelse med samtykker til undersøkelser. 15 tillatelser er gitt til forskningsinstitusjoner i forbindelse med vitenskapelige undersøkelser og 17 tillatelser er gitt til rettighetshavere i forbindelse med geotekniske grunnundersøkelser, som en del av evalueringen av plattformkonsepter.

4.10.4 Vinterboring

4.10.4.1 Forhistorie og basisprinsipper

I brev av 29.1.85 til Olje- og energidepartementet uttalte Kommunal- og arbeidsdepartementet, at de på bakgrunn av erfaringer fra boresesongen 1984, ikke hadde merknader til at man foretok borestart på Tromsøflaket fra 1.2.85 med sikte på helårsboring fra sesongen 1985.

I brev av 16.9.85 til Oljedirektoratet uttaler Kommunal- og arbeidsdepartementet på bakgrunn av den sikkerhetsmessige prinsipputtalelse som ligger

til grunn for St meld nr 58 (1982-83) og senere uttalelser, at departementet ikke har ytterligere merknader til helårsboring i områdene nord for Stad. Departementet forutsetter videre at Oljedirektoratet løpende vurderer og følger opp behovet for særskilte tiltak av hensyn til sikkerhet, beredskap og arbeidsmiljø i letevirkomheten i de nordligste områdene på sokkelen.

På bakgrunn av innkomne søknader om samtykke til leteboring på Tromsøflaket i vintersesongen 1985-86, har Oljedirektoratet startet et utredningsarbeid for utarbeidelse av akseptkriterier for boreoperasjoner i kaldere klima, eksempelvis Tromsøflaket, i vinterhalvåret. Så langt har en kartlagt erfaringer til operatører med helårsboring på Haltenbanken samt erfaringer fra operatører som var operative på Tromsøflaket i vintersesongen fra 1.2.85.

Selv om dette utredningsarbeidet ennå er i startfasen, har Oljedirektoratet identifisert betydelige problemer ved valg av konsepter som bygger på modifisering av tidligere generasjoners plattformer, og som ikke er spesielt godt utstyrt for boring i nordlige farvann.

I Lov om petrolumsvirkomhet reflekteres det basissprinsipp at hovedansvaret for å oppnå et fullt forsvarelig sikkerhetsnivå ligger hos rettighetshaver. Rettighetshaver er pålagt en særlig plikt til å påse at det foretas en total sikkerhetsvurdering av valgte konsept for å sikre at det sikkerhetsnivå som sokkelovgivningen krever, blir etablert, opprettholdt og videreutviklet. Sikkerhetsforskriften, supplert med detaljforskrifter og under offentlige myndigheters tilsyn, tar videre sikte på å trekke opp de rammer som virksomheten skal foregå innenfor. I den forbindelse vil Oljedirektoratet peke på en del sentrale problemområder som operatør må vurdere for å forsikre seg om at et valgt leteboringskonsept vil tilfredsstillende sikkerhetsnivå som lovgivningen krever ved f eks helårsboring på Tromsøflaket. Oljedirektoratet vil presisere at nevnte problemområder og vurderingskriterier ikke tar mål av seg å være en fullstendig «sjekklister» for fremskaffelse av et tilfredsstillende vinteriseringsprogram.

4.10.4.2 Material- og fabrikkasjonsspesifikasjoner

Ved lavere temperaturer vil stålets egenskaper forandre seg. Vanlige stålkvaliteter som normalt benyttes i skipsbyggingsindustrien samt av dens underleverandører, er ikke beregnet for lavere temperaturer enn 0° C. De lave ekstremverdier av lufttemperaturer som kan forventes i de nordligste områder (ca - 20° C med returperiode på 100 år på Tromsøflaket), vil gi en økende risiko for svikt i såvel plattformens hovedstruktur som i utstyr for manøvrering, forankring, livredning, kraner og løfteutstyr samt boreutstyr. Valg av eldre plattformer vil også vanskeliggjøre fremskaffelsen av nødvendig dokumentasjon for å kontrollere at plattformen tilfredstillende krav til kvalitet, f eks med hensyn til temperaturer.

4.10.4.3 Dimensjonerende laster

Det foreligger i dag tilfredsstillende data over de naturlaster (bølge, vind, strøm, is, snø, temperatur) en kan forvente ved helårsboring på Tromsøflaket. Erfaringer så langt har vist, at ved valg av tidligere generasjoners plattformer, er det bare marginale vinteriseringsprogram som kan utføres mht økt krav til mekanisering eller til innebygging av utstyr og systemer grunnet funksjon eller arbeidsmiljø. Som eksempler kan nevnes:

- økt innebygging medfører økt vekt på innretningen. Denne vektøkning kommer i tillegg til dimensjonerende islaster med tilhørende redusert dekkslastkapasitet. Videre vil innebyggingen kunne gi endret krav til områdeklassifisering
- økt innebygging av f eks boretårn, vil medføre økt vindbelastning med påfølgende redusert dekkslastkapasitet.
- økt oppvarming vil kreve økt behov for utstyr/ drivstoff med økende behov for større regularitet i forsyningstjenesten.

4.10.4.4 Krav til spesielle områder

Både med hensyn til utstyr og arbeidsplasser er det spesielle områder hvor operatøren må fastsette krav til miljø- og operasjonsforhold. Erfaringer så langt har demonstrert betydelige problemer med å oppnå et akseptabelt arbeidsmiljø og akseptable operasjonelle og sikkerhetsmessige forhold ved valg av modifiserte tidligere generasjoners plattformer.

Oljedirektoratet forventer at en operatør ved søknad om samtykke til leteboring eksempelvis har spesifiserte krav til følgende forhold:

- skjerming, temperatur og operasjonsforhold på boredekk
- skjerming på fingerbordsnivå
- skjerming av topp av boretårn med hensyn til vedlikehold, samt redusert sannsynlighet for fallende isklumper
- temperaturer i tilbakesettingsområde for sikringsventil ved f eks vedlikehold og trykktesting
- skjerming av «moon pool» område
- temperatur, skjerming, innelukking av aktive arbeidsområder
- temperatur, skjerming, innelukking av midlertidige arbeidsområder, eksempelvis testestasjon for reservoartesting
- ankervinsjer
- rømningsveier/evakueringsutstyr
- livbåter med utsettingsarrangement
- avbruddskriterier for å gå i overlevelsestilstand
- struktur-overflater ut fra hensyn til å redusere isoppbygging.

Oljedirektoratet forventer at en operatør, ved søknad om samtykke til leteboring, gir en samlet vurdering av konseptets godhet, basert på overensstemmelse med egne, såvel som myndighetenes spesifiserte krav, samt at avvik identifiseres og korrigerende tiltak angis.

4.10.4.5 Krav til spesielle systemer

I overensstemmelse med angivelsen av spesielle områdekrav forventer Oljedirektoratet at operatør definerer krav til spesielle systemer som:

- rørhåndteringssystemer
- sikringssystemer for brønnhodekontroll under bore-, logge- og testefaser
- kontrollsystem for sikringsventil
- boreslamsystem, spesielt mht nødvendighet av oppvarming, behov for boosterlinje etc
- sementsystem
- avledningssystem
- stigerør med strekksystemer («slip joint», «heave compensator» etc)
- luftsystemer
- bulkhåndtering
- løfte- og transportsystemer
- vannsystemer (bore-, drikke-, kjøle- og ballastvann).
- overrislingssystemer (eks brennerbom)
- dreneringssystemer
- dykkersystemer
- brannsystemer
- oppankringssystemer
- livredningssystemer
- kraftsystemer med angivelse av effektbehov, hjelpesystemer etc.

Som for områdekravene forventer Oljedirektoratet at operatør foretar en systematisk gjennomgang av valgte innretning med hensyn til å måle i hvilken grad konseptet overensstemmer med egne samt myndighetenes krav til spesielle systemer. Avvik identifiseres og korrigerende tiltak angis.

4.10.4.6 «Det enhetlige konsept»-begrepet

For å utføre en sikkerhetsmessig forsvarlig boreaktivitet, må en kjede av sammenhengende aktiviteter være planlagt og vedlikeholdt. Dette gjelder eksempelvis lufttransport, forsyningstjenesten, hjelpefartøy, boreplattform samt landorganisasjon. Erfaringer så langt har vist at de svakeste ledd i denne kjede er:

- borefartøy
- forsyningsbåter/ankerhåndteringsbåter
- hjelpefartøy.

Disse aktiviteter er fysisk nært sammenhengende, og en ser i dag at operatører vurderer disse parametre samlet ved valg av konsepter under begrepet «det enhetlige konsept».

Etter hvert som det blir åpnet for petroleumsvirksomhet i områder lenger nordover og under vanskeligere naturforhold, vil «det enhetlige konsept» være en forutsetning for å operere under sikkerhetsmessig tilfredsstillende forhold. For en operatør som søker om samtykke til leteboring på Tromsøflaket vil dette bli medført at søknaden redegjør for:

- operatørs vurdering av og krav til regularitet og omfang av forsynings/tilbringertjenesten i tilknytning til valgte innretning

- operatørs vurdering av og krav til rednings- og hjelpefartøy i tilknytning til valgte innretning
- operatørs krav til eget evakueringsutstyr/rømningsveier mht regularitet under strenge klimatiske forhold
- operatørs vurdering av beredskapssituasjonen i tilknytning til øvrige innretninger i området
- operatørs krav til natur- og ulykkeslaster
- operatørs krav til operasjonelle begrensninger av utstyr/prosesser mht miljølaster (eks temperatur, is, polare lavtrykk)
- operatørs krav til værvarsling og utstyr/personell ombord for å betjene dette.

4.10.4.7 Avslutning

Myndighetene har suksessivt forlenget boresesongen i nordområdene. I dag har en åpnet for helårsboring i områdene nord for Stad. Som grunnlag for denne plan ligger Kommunal- og arbeidsdepartementets sikkerhetsmessige prinsipputtalelse:

- kontrollmyndighetens krav til sikkerhet skal være de samme for alle deler av kontinentalsokkelen
- en forutsetning for letevirsomheten i nord er at den må foregå med minst samme grad av sikkerhet som i Nordsjøen
- i den grad det er forskjeller i klimatiske og operasjonelle tekniske forhold, må det gjennomføres tiltak slik at sikkerheten holdes på et fullt ut forsvarlig nivå
- i kontrollmyndighetenes vurdering av sikkerheten er det ikke avgjørende hvilke datoer boresesongen begrenses av.

Ved en gradvis utvidelse av boresesongen har en vunnet mer erfaring fra de spesielle klimatiske forhold i nordområdene.

Disse erfaringene er blitt benyttet for å komme frem til modifikasjoner av utstyr og operasjoner.

Det er imidlertid Oljedirektoratets klare oppfatning at de modifiseringer som til i dag er utført på eksisterende plattformer og utstyr, bare er sub-optimale løsninger.

For at et leteboringskonsept skal klassifiseres under «det enhetlige konsept»-begrepet og tilfredsstillende krav til sikkerhet, økonomi og driftstilgjengelighet, må det utvikles nye konsepter hvor naturlaster og operasjonelle krav defineres på prosjektstadiet, og hvor det ferdige konsept omfatter såvel forsynings tjenester som hjelpefartøyer.

Erfaringer fra en operatør på norsk sokkel indikerer så langt at «det enhetlige konsept» er kostnads-effektivt og hensiktsmessig for bruk også i sørligere farvann.

4.10.5 Aktiviteten på Svalbard

I det siste året har Oljedirektoratet registrert en økning i saker knyttet til aktivitetene på Svalbard. Et titalls selskaper har foretatt seismiske undersøkelser på land og til havs. Oljedirektoratet har vært engasjert i oppfølging av grunne boringer i tillegg til

det russiske selskapet Trust Arktikugols boreaktivitet i Vassdalen.

Oljedirektoratet har i 1985 utført flere inspeksjonsturer til Svalbard. I forbindelse med turene til Svalbard har en hatt et nært samarbeid med både bergmesteren og sysselmannen mht den praktiske gjennomføringen av de forskjellige inspeksjonsrutiner.

4.10.6 Sementering

Det er kjent at permeabilitets- og styrkeforandringer vil opptre i størknet sement ved herding under høye trykk og temperaturer. Ved økende temperaturer vil kompresjonsstyrken av den størknede sement kunne avta drastisk. Tilsvarende vil det skje en øking i permeabiliteten.

Litteraturbeskrivelse av sementtypene A, B, C, D, E viser en «utherfording» i løpet av ca 1 uke etter herding ved 290°F og 3000 psi. Etter denne tid vil styrke- og permeabilitetsforandringer ikke finne sted. Det er kjent at tilsetning av 30–40 % SiO₂ vil redusere såvel styrkenedsettelsen som økingen i permeabiliteten.

I Nordsjøssammenheng brukes utelukkende G-sement. Utførte tester så langt viser en urovekkende nedgang i styrken på G-sement herdet under de ovenfor gitte betingelser. Dersom denne styrkenedsettelsen som funksjon av tiden fortsetter med de samme trender som en har observert til nå, kan dette få følger for brønnens integritet. Oljedirektoratet har på denne bakgrunn startet et samarbeidsprosjekt med en operatør på norsk sokkel for å få fastlagt ved hvilke temperaturer det bør tilsettes SiO₂ til G-sement ved setting av sementplugg og sementering av foringsrør/forlengelsesrør i produksjons- og undersøkelsesbrønner. Oljedirektoratet har vurdert det som særlig viktig å få kartlagt disse forhold ut fra hensyn til de konsekvenser en eventuell dramatisk styrkenedsettelse (med tilhørende permeabilitetsforandringer) vil ha på såvel sikkerhet, økonomi, logistikk samt driftstilgjengelighet.

4.11 Bærende konstruksjoner og rørledninger

4.11.1 Fullskalamåling av konstruksjoner

Som et ledd i kontrollen av om de bærende konstruksjoner i Nordsjøen oppfører seg tilfredsstillende har direktoratet krevd instrumentering av flere innretninger. Det er til nå instrumentert 3 jacketer, 3 «condeeper» og en lastebøye.

- Fundamenteringen av de undersøkte plattformene har oppført seg tilfredsstillende. Tilbakeregning av «condeepene» viser at grunnen er stivere enn det som ble forutsatt under prosjekteringen. De har derfor nå en god del større sikkerhet mot velting enn det som opprinnelig ble forutsatt. De har satt seg inntil 30 cm ned i bunnen. På en av jacketene har der vært instrumentert en pel. Også disse analysene viser at beregningsmetodene gir resultater som er på den sikre siden.

- «Condeepene» på vanddyp mellom 100 og 150 m

har svært lite dynamikk i seg. Dette er bekreftet ved målingene. Målingene av belastningene på konstruksjonen viser at det er meget god overensstemmelse mellom den målte oppførselen og det man får ved å tilbakeregne fra de stormer man har hatt. På en av platformene er det observert at overgangen mellom ståldekk og betongskaft er mykere enn forutsatt under prosjekteringen.

– Jacketene på vanddyp mellom 70 og 100 m har også svært lite dynamikk i seg. Det er bekreftet ved målingene. Broer over til andre platformer viser seg å ha stor innflytelse på den dynamiske oppførsel. Målingene for jacketene viser også god overensstemmelse mellom målingene og de forventede verdier under stormer.

– På den leddlagrede lastebøyen har det vist seg vanskelig å få brukbare målinger. Lastebøyen beveger seg så mye at computeranlegget ikke har fungert skikkelig.

På bakgrunn av de foretatte målinger kan det for «condeeper» på vanddyp mellom 100 og 150 m og med overkonsolidert sand og leire

– jacketer på vanddyp mellom 70 og 100 m og med overkonsolidert sand og leire

slås fast at beregningsmetodene som er brukt er på den sikre siden. Direktoratet tar derfor ikke sikte på å instrumentere flere slike innretninger. For nye typer konstruksjoner, større vanddyp eller vesentlig forskjellige grunnforhold vil direktoratet kreve en slik instrumentering. For innretninger til leteboring vil ikke Oljedirektoratet kreve instrumentering da dette forutsettes dekket av Sjøfartsdirektoratets kontroll.

4.11.2 Forskriftsarbeid

En rekke retningslinjer til «Forskrift for bærende konstruksjoner til bruk for utvinning eller utnyttelse av petroleumforekomster» er under utarbeidelse:

- retningslinje for stålkonstruksjoner
- retningslinje for betongkonstruksjoner
- retningslinje for flytende konstruksjoner
- retningslinje for laster og lastvirkninger
- retningslinje for geoteknikk
- retningslinje for korrosjon

Status for de forskjellige retningslinjene er:

Retningslinje for:

- flytende konstruksjoner ventes å bli klar til intern høring i Oljedirektoratet i første halvdel av 1986.
- stålkonstruksjoner er ferdig og ventes å bli sendt til intern høring i Oljedirektoratet i januar 1986.
- betongkonstruksjoner antas klar til intern høring i Oljedirektoratet i midten av 1986. Arbeidet er blitt forsinket på grunn av forsinkelser med utsendelse av nye NS 3473 og NS 3420.
- laster og lastvirkninger ble sendt ut til offentlig høring i november 1985. Den ventes å bli endelig fastsatt i 1986.
- geoteknikk antas klar til intern høring i Oljedirektoratet i midten av 1986.
- korrosjon har vært til intern høring i Oljedirekto-

ratet, og er nå oversendt til Kommunal- og arbeidsdepartementet for å få samtykke til å sende den til offentlig høring.

De fleste retningslinjene ligger tidsmessig etter de planer som ble satt for arbeidet. En del av forsinkelsene skyldes den nye prosedyre for behandling av forskrifter og retningslinjer som er fastsatt av departementet. I forhold til tidligere praksis legges det økt vekt på utredning av økonomiske og administrative konsekvenser. I tillegg skal utkastene til departementet for godkjenning før offentlig høring og før fastsettelse.

4.11.3 Oppfølging av arbeidet med bærende konstruksjoner

Oljedirektoratet har i 1985 utført en rekke revisjoner på de aktiviteter som rettighetshaver har hatt i forbindelse med bærende konstruksjoner. I perioden 1.1.–31.12.85 er det utført i alt 36 revisjoner med varighet fra 1 til 3 dager på hvert sted. Av disse har 4 vært rettet utelukkende mot rettighetshavers organisasjon, 6 mot ingeniøraktivitetene og 26 mot fabrikkasjonssteder. 15 av revisjonene har vært i Norge og 21 i utlandet. På en av revisjonene er der benyttet assistanse fra Meteorologisk institutt i henhold til bistandsavtalen og på 16 av revisjonene er det benyttet eksterne konsulenter.

Erfaringene med revisjonene av prosjektene har vært varierende, og oppfølgingen av entreprenører er svært avhengig av hvordan internkontrollen praktiseres i hvert enkelt selskap. På de største og mest benyttede ingeniør- og fabrikkasjonssteder er der nå i hovedsak innarbeidet et forsvarlig kvalitetssikringssystem. Mens det på en god del mindre leverandører og leverandører med relativt få leveranser til kontinentalsokkelen fortsatt er store mangler både i forståelse og i å innarbeide krav til dokumentert kvalitetssikring.

Som et ledd i oppfølgingen, har direktoratet også fått utført gjennomganger av større deler av beregningene på de bærende konstruksjoner. En gjennomgang foretas av Sjøfartsdirektoratet og 3 andre gjennomganger blir utført av uavhengige konsulentfirma.

4.11.4 Konstruksjonsstål

Det pågår en stadig utvikling av konstruksjonsstål for bruk både til strukturer og rørledninger i offshoresammenheng. Kjemisk har det etterhvert blitt satt strengere krav til kullstoffekvivalent og innhold av forurensninger som f.eks. svovel og fosfor. Dette først og fremst for at sveisebarheten skal forbedres.

Samtidig beholdes styrken gjennom tilsats av mikrolegeringselementer og ved kontrollert nedvalsning eventuelt kombinert med en akselerert og styrt avkjøling.

I de senere år har det også blitt lagt mer vekt på stålens bruddmekaniske egenskaper spesielt i overgangssonen fra en sveis. Det pågår forskning og utvikling både for å kartlegge de forskjellige ståltypers

egenskaper i så måte og for å forbedre de bruddmekaniske prøve- og beregningsmetoder en i dag har til rådighet.

Oljedirektoratet har i 1985 avsluttet et prosjekt hvor ti forskjellige ståltyper benyttet i utbyggingsprosjekter på norsk sokkel er blitt undersøkt. Gjennom spesielle sveisesimuleringsforsøk har en fått fram de mikrostrukturer og bruddmekaniske egenskaper en kan forvente i sveisens varmpåvirkede sone.

Også gjennom andre forskningsprosjekter, ko-mitearbeid og den oppfølging av utbyggingsprosjekter som finner sted, følger Oljedirektoratet utviklingen og de erfaringer som gjøres innenfor det materialtekniske området.

4.11.5 Internkontroll

Undersøkelsen igangsatt høsten 1983 om operatørselskap og prosjektgruppers erfaringer med internkontroll nærmer seg slutten. Samtaler med ansvarlig personell hos operatører og i prosjekter er i sluttfasen. Sammendrag av samtalene med konklusjoner forventes ferdig våren 1986.

4.11.6 Rørledninger

Valg av konsept ved utbygging av olje- og gassfelt med økende bruk av undervannsproduksjonssystemer fører også til at ny rørledningsteknologi blir tatt i bruk.

Fleksible rørledninger vil bli tatt i bruk ved tilknytning av undervannsbrønner til plattform på Gullfaks A. Det fremgår av planer for fremtidig utbygging at denne teknologi også vil bli tatt i bruk for andre felt.

I forbindelse med tilknytning av undervannsproduksjonssystemer til plattformer kan også andre typer ny rørledningsteknologi bli tatt i bruk (rørbunter, nye materialer, flytende produksjonsplattformer med stigerør osv).

Oljedirektoratet har igangsatt studier av teknologien knyttet til fleksible rør og rørledninger. Eksterne konsulenter er engasjert i tillegg til arbeid nedlagt av egne medarbeidere. Kompetanseoppbyggingen vil fortsette også kommende år.

4.12 Innsamling av miljødata

4.12.1 Måling av miljødata i Nordsjøen

Som et ledd i en systematisk kartlegging av meteorologiske og oceanografiske forhold i Nordsjøen, har direktoratet krevd innsamling av slike data for Ekofisk 2/4-H, Frigg QP og Staffjord A. I tillegg er denne innsamling til hjelp ved den daglige meteorologiske varsling i Norge og for helikopter- og skips-trafikk i området.

Innsamlingen foregår nå tilfredsstillende hvor rettighetshaver har ansvar både for innsamling og behandling av dataene. Alle data blir tilslutt oversendt Miljødatasenteret i Oslo hvor de er offentlig tilgjengelige.

4.12.2 Innsamling av miljødata i Barentshavet – forskningsfartøyet M/S «Endre Dyrøy»

I forbindelse med de planlagte utvidelser av leteområdene utenfor kysten av Nord-Norge, ble det i Oljedirektoratets regi startet et omfattende datainnsamlingsprosjekt i Barentshavet. Hensikten med prosjektet er å få kjennskap til de oceanografiske og meteorologiske forhold i dette havområdet før boreaktiviteter settes i gang. Dessuten skal det samles inn en del data til som skal benyttes i forbindelse med de konsekvensutredninger som i følge petroleumsløven skal utføres, før nye områder åpnes for petroleumaktivitet.

Oljedirektoratets prosjekt er samordnet med Oceanographic Data Acquisition Project (ODAP)s måleaktivitet utenfor Nord-Norge. Oljedirektoratets prosjekt består av to målestasjoner, en ved Bjørnøya og en på den sørvestre delen av Sentralbanken.

ODAP fortsetter målingene på Tromsøflaket som ble drevet i Oljedirektoratets regi inntil 31.12.84. I tillegg har ODAP samlet inn strømndata på Nordkappbanken. ODAP har også finansiert strømmålingene ved Oljedirektoratets bøyestasjon ved Bjørnøya.

Målestasjonens plassering er vist i tab 4.12.2.

Oljedirektoratets prosjekt finansieres ved hjelp av bidrag fra ODAP. I 1985 har ODAP betalt 4 millioner kroner av prosjektets budsjett på 12 millioner kroner.

Forskningsfartøyet M/S «Endre Dyrøy» ble leiet. Fartøyet har ligget i posisjon på Sentralbanken i posisjon 74°30'N og 31°00'Ø siden slutten av februar 1985.

Båten skifter mannskap hver 4. uke. Annenhver måned går båten en rundtur til alle målestasjonene i forbindelse med vedlikehold og ettersyn av måleutstyret. Denne rundturen tar cirka fem dager.

Følgende firmaer og institusjoner har deltatt i prosjektet:

- Oceanor A/S, Trondheim har utført bølge- og strømmålinger.

- Det norske Meteorologiske Institutt har hatt ansvaret for de meteorologiske målingene, som utføres hver 3. time og rapporteres til land.

I tillegg har det vært installert et utviklet automatisk værstasjon, som har vært utprøvet over lang tid. Denne stasjonen har fungert tilfredsstillende.

- Institutt for kontinentalsokkelundersøkelser og petroleumsteknologi (IKU) har vært underleverandør til Oceanor A/S og har vært ansvarlig for drift av bølgemåleren på Sentralbanken.

Foruten disse faste aktivitetene har fartøyet vært benyttet av flere institusjoner. Blant annet har ornitologer fra Tromsø Museum vært om bord i forbindelse med rundturene. I samarbeid med Vassdrags- og havnelaboratoriet (VHL) er det montert opp en ismast på båten, hvor det gjøres registrering av bl a ising og sjøsprøyt.

TAB 4.12.2 Aktiviteten i ODAP og Oljedirektoratets prosjekter

Stasjon Posisjon	Type måling	Periode	Ansvarlig
Bjørnøya 73°50'N 19°52'Ø	Bølge høyde Strøm (6 dyp)	hele året 1.1.–1.3.	OD ODAP
Sentralbanken 74°31'N 30°55'Ø	Bølge høyde og retning Strøm (6 dyp) Værobserasjoner Forskningsfartøy	hele året	OD
Tromsøflaket 71°30'N 19°00'Ø	Strøm (6 dyp)	1.1.–1.3.	ODAP
Tromsøflaket 71°45'N 20°37'Ø	Strøm (6 dyp) Bølge høyde Meteorologi	1.1.–1.3. hele året	ODAP
Nordkappbanken 73°02'N 26°33'Ø	Strøm (6 dyp)	1.1.–1.3.	ODAP

Det forventes at flere prosjekter og undersøkelser vil bli lagt til båten i framtiden.

4.13 Brannskader 1985

I henhold til operatørselskapenes rapportering til Oljedirektoratet, gjengis følgende oversikt over brannskader på faste produksjonsinnretninger for 1985:

	Konstr. fasen	Driftsfasen		
		A	B	C
Personskader og store materielle skader				
Personskader og mindre eller ingen materielle skader				
Ingen personskade, men større materielle skader	1	3		
Ingen personskade og mindre eller ingen materielle skader	6	11	13	4
	7	14	13	4

A = brannårsak: som følge av drift/driftuhell
B = brannårsak: konstruksjonsarbeid
C = brannårsak: andre årsaker (lynedslag)
(Utbedringskostnader over ca kr 100 000,- er beregnet som større materiell skade).

Oljedirektoratet har registrert totalt 38 branner i 1985 mot 36 i 1984. Ingen av brannene har påført innretningene noen betydelige skader.

4.14 Arbeidsulykker

Dykking

Figur 4.14.a gir en oversikt over antall personskader rapportert til Oljedirektoratet i årene 1978–85 i forbindelse med dykkeaktiviteten på den norske kontinentalsokkelen. Personskadene er inndelt i kategoriene dødsfall, andre skader og trykkfallsyke. Dykkeaktiviteten, indikert ved antall manntimer i metning, er i 1985 nær halvert i forhold til foregående år.

De 4 tilfelle av trykkfallsyke fordeler seg likt mellom metnings- og overflateorientert dykking.

Blant de 31 tilfelle kategorisert som «andre skader», er 4 direkte relatert til det hyperbare miljøet (2 barotraumer og 2 øregangsinfeksjoner).

Den eneste alvorlige personskaden var resultat av at et håndbrannsløkkingsapparat, beregnet for bruk i kammersystem, eksploderte i forbindelse med tømning av apparatet utenfor kammersystemet. Det er utarbeidet en sikkerhetsmelding på bakgrunn av hendelsen.

De øvrige skadene er overveiende småskader uten direkte relasjon til dykking.

Skadestatistikk

Oljedirektoratets personskadeoversikter omfatter skader som har funnet sted i arbeid på innretninger i forbindelse med produksjon av gass og olje på norsk kontinentalsokkel, samt i forbindelse med dykkeaktiviteter. Skadestatistikken 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 slik behandling som normalt kun gis lege eller sykepleier med spesiell autorisasjon. Elementær førstehjelp regnes ikke med.

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

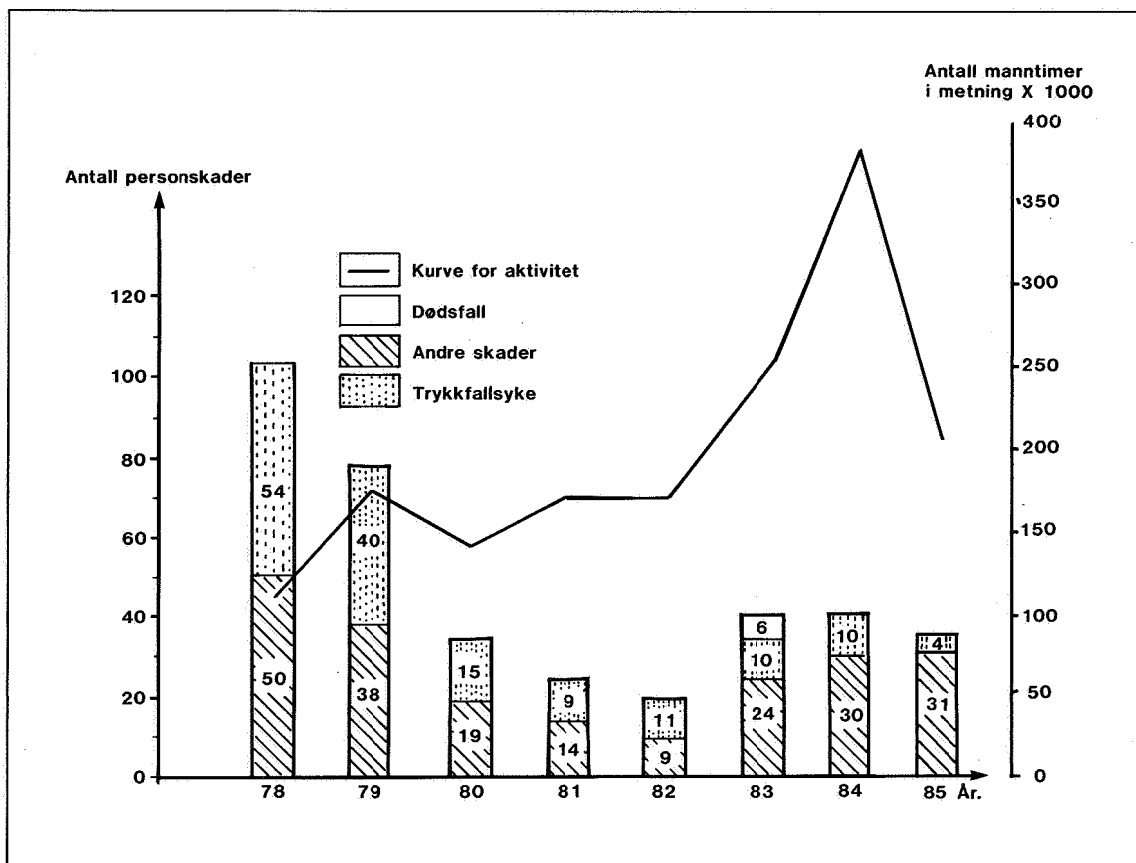
Antall skader sammenholdes med de arbeidstimer som rettighetshaverne har rapportert fra de enkelte innretninger og felt hvert kvartal. Et årsverk representerer i denne sammenheng 1752 arbeidstimer.

Skadestatistikken 1985

Det ble i 1985 rapportert 591 arbeidsulykker mot

FIG 4.14.a

Totalt antall personskader i forbindelse med dykking på den norske kontinentalsokkelen i perioden 1978–85



491 året før. Samtidig økte aktiviteten fra 8358 til 8570 årsverk, en økning på 2,5 %. På grunn av etterslep i rapporteringen og etterkontroll er tallene for 1984 korrigert i forhold til årsberetningen for 1984.

Det inntraff en ulykke med dødlig utgang i 1985. Denne skjedde på Staffjord-feltet da en person som befant seg på boredekket, ble truffet av en komponent som løsnet fra en toppmontert boremotor. Ulykken er under etterforskning av Stavanger politikkammer.

Tabell 4.14.a viser bl a en oversikt over skadede og døde pr 1000 årsverk i tidsrommet 1976–85 på produksjonsinnretninger, eksklusiv dykkeaktiviteter. Tabellen viser en økning i skadefrekvensen i 1985 i forhold til 1984, fra 58,7 til 69,0 skader pr 1000 årsverk. Økningen som er statistisk signifikant, innebærer et brudd på den nedadgående trend fra tidligere år.

Skader inntruffet på innretningene utenom arbeidstiden (fritidsskader) er ikke regnet med i tabellene 4.14.a-f. For 1985 er det rapportert 29 fritidsskader.

Tabell 4.14.b viser fordelingen av skadefrekvensene for de ulike funksjonene. De største endringene i forhold til 1984 har skjedd innen arbeidsom-

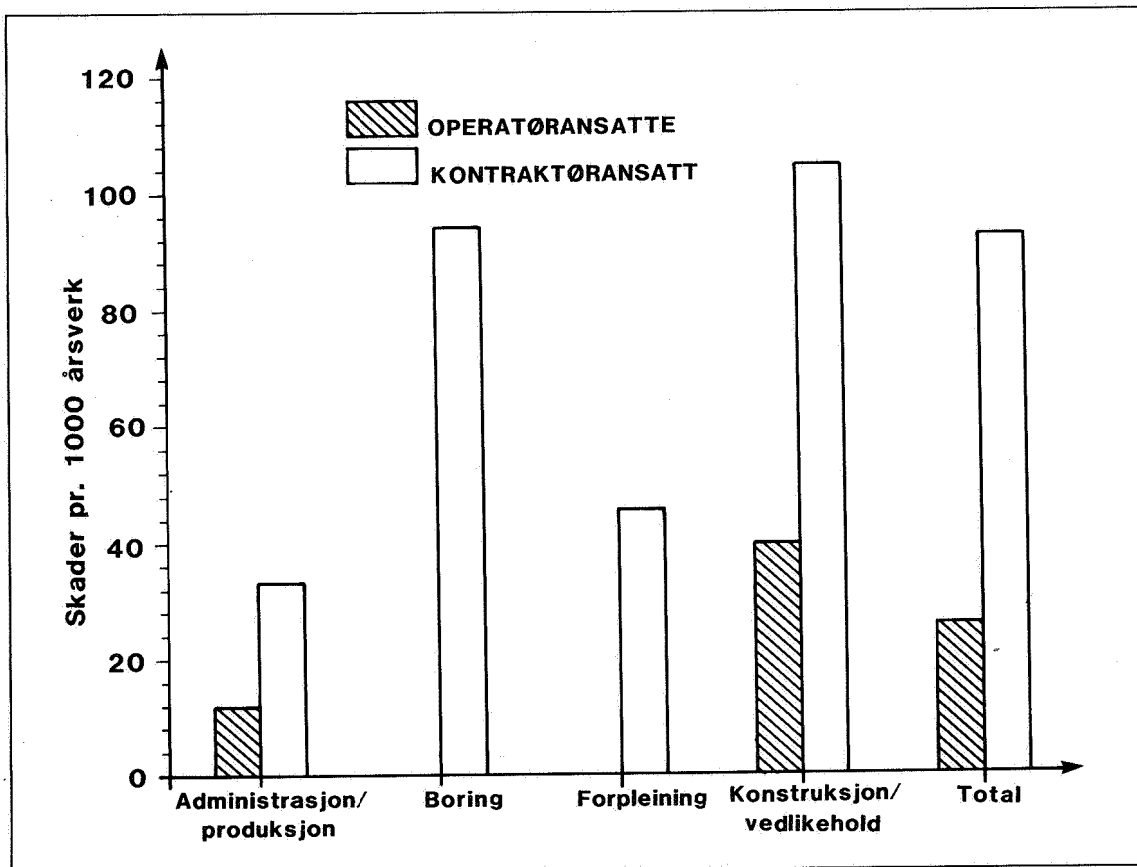
rådene boring, forpleining og konstruksjon/vedlikehold. Innen boring er skadefrekvensen redusert fra 111,8 til 94,0 skader pr 1000 årsverk. Det er ikke foretatt noen årsaksanalyse, men det er grunn til å tro at reduksjonen har sammenheng med målrettet vernearbeid og økt grad av mekanisering.

Økningen av skadefrekvensen i forbindelse med konstruksjons- og vedlikeholdsarbeid er betydelig, fra 62,7 til 84,4. Det har sin årsak i stor aktivitet på felt under utbygging.

I 1985 bidro kontraktøransatte med 65 % av den totale arbeidsinnsats på produksjonsinnretningene, og 87 % av totalt antall skader skjedde innen denne gruppe. Figur 4.14.b viser skadefordelingen for operatør- og kontraktøransatte fordelt på de ulike funksjoner i 1985. Skadefrekvensen for kontraktøransatte er tre og en halv ganger høyere enn for operatøransatte. Hovedårsakene til dette er at på de fleste felt utfører kontraktørpersonell arbeid som har et relativt høyt risikonivå, f eks boring og visse typer av konstruksjons- og vedlikeholdsarbeid. Den høyeste skadefrekvensen er fremdelse innen boring.

Figur 4.14.c viser skadefordeling i tidsrommet 1979–1985 etter antatt alvorlighetsgrad. En skade betegnes alvorlig dersom skaden har medført amputasjon, varig mén eller fare for mén eller når det

FIG 4.14.b
Skadefrekvens 1985 operatør- og kontraktøransatte



det er grunn til å tro at skaden vil medføre langvarig medisinsk behandling. Klassifiseringen er foretatt på bakgrunn av de opplysninger som er gitt på

skademeldingsskjemaet og ved eventuelle tilleggsopplysninger.

Figur 4.14.d viser skadefrekvens fordelt på funksjon for 1984 og 1985.

Skadebildet for 1985 viser at det er nødvendig

FIG 4.14.c
Skadefordeling 1979–1985 etter alvorlighetsgrad

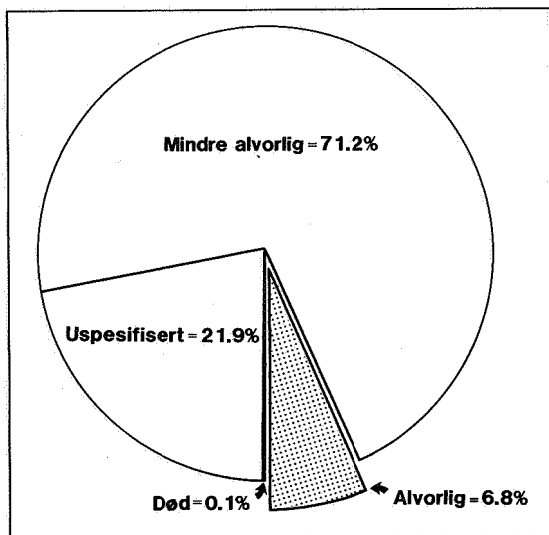
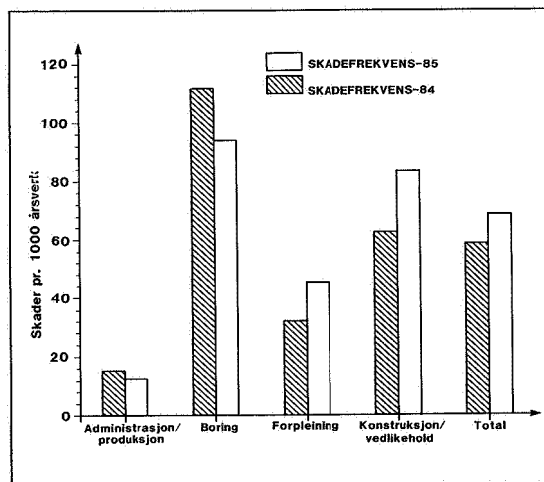


FIG 4.14.d
Skadefrekvens 1984/1985 etter funksjon



med en forsterket innsats fra alle parter for å snu den negative utvikling. Spesielt gjelder dette de skadeforebyggende tiltak. Oppfølgingen i det daglige arbeidet innen konstruksjons- og vedlikeholdsaktivitetene i de enkelte selskaper bør likeledes styrkes. Det er grunn til å tro at en bedre styring og planlegging av virksomheten fra rettighetshavernes side vil bidra til å snu denne uheldige utvikling. Et tilfredsstillende resultat er også avhengig av at kontraktør-selskapene driver et aktivt vernearbeid, og at samarbeidet med det organiserte verne- og miljøapparat og den enkelte arbeidstaker fungerer godt. Rettighetshaver har ansvar for samordning av de enkelte virksomheters verne- og miljøarbeid.

Det arbeides kontinuerlig med kontroll og korleksjon av det statistiske grunnlagsmaterialet og forbedring av rapporteringssystemet for å eliminere

kilder til usikkerhet. En har registrert at flere operatør-selskaper har fremdeles problemer med å kontrollere godheten av kontraktør-selskapenes rapportering av personskader. Forsinket rapportering fører dessuten til at skadestatistikken i årsberetningene må justeres hvert år. Det er likevel Oljedirektoratets oppfatning at statistikken gir et pålitelig bilde av skadefrekvensen på produksjonsinnretningene på kontinentalsokkelen.

Oljedirektoratet vil fortsette med å gjennomføre revisjoner for å kontrollere rapporteringssystemene og hvordan ulykker/tilløp til ulykker blir registrert, vurdert og fulgt opp i operatør-selskapene.

Fra og med 1986 vil alle skader som har inntruffet i aktiviteter som faller inn under virkeområdene til Lov nr 11 av 22.3.85 om petroleumsvirksomhet, bli registrert av Oljedirektoratet.

TAB 4.14.a Skadede/døde pr 1000 årsverk (1976–85). 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	4876316	1852	2633	213	80,9	2	0,76
1977	7929742	1852	4399	282	64,1	2	0,45
1978	14932154	1752	8523	624	73,2	6	0,70
1979	14979074	1752	8550	575	67,3	0	0,00
1980	12238009	1752	6985	452	64,7	0	0,00
1981	15659028	1752	8938	415	46,4	0	0,00
1982	14668483	1752	8372	529	63,2	0	0,00
1983	11474696	1752	6549	334	51,0	0	0,00
1984	14643216	1752	8258	491	58,7	1	0,12
1985	15014616	1752	8570	591	69,0	1	0,11
TOTALT	126415334		71375	4506	63,1	12	0,21

TAB 4.14.b Antall skadede pr 1000 årsverk fordelt på funksjon 1979–85. Produksjonsinnretninger mv

FUNKSJON		1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	79–85
Administrasjon/ produksjon	Årsverk	1098	1174	1144	1306	1182	1614	1656	9174
	Skader	24	23	22	21	30	25	21	166
	Skader/1000 årsverk	21,9	19,6	19,2	16,1	25,4	15,5	12,7	18,1
Boring	Årsverk	1467	1095	1098	1289	1300	1324	1384	8957
	Skader	178	148	115	138	100	148	130	958
	Skader/1000 årsverk	127,5	135,1	104,8	107,0	76,9	111,8	94,0	107
Forpleining	Årsverk	507	383	411	548	525	681	685	3740
	Skader	18	10	7	22	18	22	31	128
	Skader/1000 årsverk	35,5	26,1	17,0	40,2	34,3	32,3	45,3	34,2
Konstruksjon/ Vedlikehold	Årsverk	5482	4333	6258	5299	3542	4739	4845	34428
	Skader	346	271	271	348	186	297	409	2135
	Skader/1000 årsverk	63,1	62,5	43,3	66,5	52,5	62,7	84,4	62,0
Totalt	Årsverk	8550	6985	8938	8372	6549	8358	8570	56322
	Skader	575	452	415	529	334	491	591	3387
	Skader/1000 årsverk	67,3	64,7	46,4	63,2	51,0	58,7	69,0	60,1

TAB 4.14.c Arbeidsulykker 1984-85. Produksjonsanlegg mv
Skadehendelse/yrke

Yrke	Administra- sjon	Boredøks- arbeider	Borer	Elektriker	Fopplei- ning	Hjelpe- arbeider	Instrument- tekniker	Kran- fører	Maler/ Sandblåser	Mekaniker/ Motormann	Operatør	Platearb./ Isolatør	Rør- legger	Service- tekniker	Stillas- Bygger	Sveiser	Tårnmann	Uspesi- fisert	Totalt	%	Ar
Skade- hendelse																					
Annen kontakt med gjenstander, maskin- del i bevegelse	2	24	2	7	1	29	1	1	3	10	2	7	8	9	9	2	7	0	124	25,3	-84
Brann	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0,2	-84
Eksplisjon o.l	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	-85
Fall til lavere nivå	1	2	1	3	0	3	2	1	1	2	3	4	2	1	4	2	3	0	31	6,3	-84
Fall til samme nivå	1	1	0	1	3	8	2	0	3	3	3	2	4	2	2	1	0	2	38	7,7	-84
Tråkking på ujevnheter, feiltråkk	1	0	0	3	3	4	1	1	4	0	2	0	4	3	3	5	1	0	35	7,1	-84
Fallende gjenstander	0	2	1	0	1	2	1	0	2	3	0	4	3	5	5	0	3	0	32	6,5	-84
Annen kontakt med gjenstander i ro	2	5	1	0	0	5	0	1	0	3	0	3	7	2	4	1	0	0	34	5,8	-85
Håndterings- ulykke	3	2	1	3	2	2	4	0	5	3	2	8	2	2	2	2	1	1	48	9,8	-84
Kontakt med kjemisk fysiske forbind.	1	1	0	6	2	0	0	0	6	1	2	7	5	2	2	0	0	0	35	5,9	-85
Overbelastning av kroppsdel	0	0	0	1	3	1	1	0	5	2	1	2	5	3	2	2	1	0	29	5,9	-84
Splinter, sprut	1	0	0	2	6	8	1	0	15	0	0	1	5	2	1	4	1	0	47	8,0	-85
Elektrisk strøm	1	7	3	4	2	14	0	0	3	4	1	4	3	2	4	3	0	0	55	11,2	-84
Ekstreme temperaturer	1	4	1	6	0	9	0	1	4	3	1	4	4	3	4	1	0	0	46	7,8	-85
Fall i sjøen	2	1	0	0	0	2	1	0	2	2	1	8	4	0	0	14	0	0	37	7,5	-84
Annet	0	0	0	4	0	5	0	0	10	2	2	3	10	3	2	12	1	0	54	9,1	-85
Fall	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0,4	-84
Annet	0	1	0	4	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	7	1,2	-85
Fall	0	0	0	1	1	0	1	0	0	1	0	3	0	0	0	3	0	0	10	2,0	-84
Annet	0	0	0	0	4	2	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	8	1,4	-85
Fall	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	-84
Annet	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	-85
Annet	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0,2	-84
Annet	0	0	0	0	0	2	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	6	1,0	-85
Totalt	11	40	8	33	22	74	15	4	29	35	13	44	39	29	36	40	16	3	491		-84
%	17	38	5	41	31	95	9	6	63	42	12	47	65	27	37	40	13	3	591		-85
%	2,2	8,1	1,6	6,7	4,5	15,1	3,1	0,8	5,9	7,1	2,6	9,0	7,9	5,9	7,3	8,1	3,3	0,6	100		-84
	2,9	6,4	0,8	6,9	5,2	16,1	1,5	1,0	10,7	7,1	2,0	8,0	11,0	4,6	6,3	6,8	2,2	0,5	100		-85

TAB 4.14.d Arbeidsulykker 1984-85. Produksjonsanlegg mv
Skadehendelse/skadet lelemsdel

Skadehendelse	Skadet lelemsdel											Totalt	%	Ar
	Øye	Rygg	Tå/fot	Hofte/bein	Mage/bryst	Arm/skulder	Hode/ansikt	Tann	Hånd/finger	Annet				
Annen kontakt med gjenstander, maskindel i bevegelse	1 0	2 0	12 9	14 7	3 3	3 5	13 12	5 8	71 44	0 0	124 88	25,3 14,9	-84 -85	
Brann Eksplosjon o l	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	1 0	0 0	0 0	0 0	1 0	0,2 0,0	-84 -85	
Fall til lavere nivå	0 0	6 11	7 6	3 15	6 7	4 11	1 1	0 0	2 3	2 1	31 55	6,3 9,3	-84 -85	
Fall til samme nivå	0 0	8 15	7 16	6 12	1 5	5 14	1 2	0 3	10 19	0 0	38 86	7,7 14,6	-84 -85	
Tråkking på ujevnheter, feiltråkk	0 0	1 2	30 37	2 4	0 0	1 0	0 0	1 0	0 0	0 0	35 43	7,1 7,3	-84 -85	
Fallende gjenstander	0 0	1 2	12 9	3 3	0 2	0 2	2 8	2 2	12 6	0 0	32 34	6,5 5,8	-84 -85	
Annen kontakt med gjenstander i ro	1 0	2 3	2 2	9 10	6 2	3 2	7 5	3 2	15 9	0 0	48 35	9,8 5,9	-84 -85	
Håndteringsulykke	1 1	2 1	0 6	0 3	1 3	1 2	1 2	5 8	37 55	0 1	48 82	9,8 13,9	-84 -85	
Kontakt med kjemisk fysikalske forbind.	22 40	0 0	0 0	1 0	1 0	0 0	3 0	0 3	1 0	1 4	29 47	5,9 8,0	-84 -85	
Overbelastning av kroppsdel	0 0	39 36	2 1	0 3	0 1	9 3	2 1	0 0	3 1	0 0	55 46	11,2 7,8	-84 -85	
Splinter, sprut	31 44	0 0	0 0	2 1	1 1	0 1	3 2	0 1	0 4	0 0	37 54	7,5 9,1	-84 -85	
Elektrisk strøm	0 1	0 0	0 0	0 0	0 0	0 1	1 2	0 0	1 1	0 2	2 7	0,4 1,2	-84 -85	
Ekstreme temperaturer	3 0	0 0	0 1	2 0	0 1	0 2	2 1	0 0	3 3	0 0	10 8	2,0 1,4	-84 -85	
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	-84 -84	
Annet	0 0	0 0	0 1	1 0	0 0	0 1	0 3	0 0	0 1	0 0	1 6	0,2 1,0	-84 -85	
Totalt	59 86	61 70	72 88	43 58	19 25	26 44	37 39	16 27	155 146	3 8	491 591		-84 -85	
%	12,0 14,6	12,4 11,8	14,7 14,9	8,8 9,8	3,9 4,3	5,3 7,4	7,5 6,6	3,3 4,6	31,6 24,7	0,6 1,4		100 100	-84 -85	

TAB 4.14.e Arbeidsulykker 1984-85. Produksjonsanlegg mv
Skadehendelse/medvirkende faktor

Skadehendelse	Medvirkende faktor											Totalt	%	År
	Kjemiske, fysiske, biologiske faktorer	Kjøling, trykk, varme, ventilasjon	Material, gods, emballasje	Elektrisk utrustning	Annen maskin	Borestenger	Håndverktøy, maskiner, redskaper	Løs/fast innretning på bygning, konstruksjon	Løfte-/transport-anordning	Annet				
Annen kontakt med gjenstander, maskindel i bevegelse	0 0	5 5	11 11	1 0	9 10	12 7	4 11	52 28	30 16	0 0	124 88	25,3 14,9	-84 -85	
Brann Eksplosjon o l	0 0	1 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	1 0	0,2 0,0	-84 -85	
Fall til lavere nivå	0 3	0 0	2 2	0 0	0 0	0 0	0 1	28 48	1 1	0 0	31 55	6,3 9,3	-84 -85	
Fall til samme nivå	0 10	0 0	1 12	0 2	1 1	0 0	1 0	32 60	2 1	1 0	38 86	7,7 14,6	-84 -85	
Tråkking på ujevnheter, feiltråkk	1 1	0 0	1 10	0 0	0 0	0 0	0 1	33 29	0 1	0 1	35 43	7,1 7,3	-84 -85	
Fallende gjenstander	0 0	0 0	6 10	0 0	1 1	0 0	6 3	11 13	8 7	0 0	32 34	6,5 5,8	-84 -85	
Annen kontakt med gjenstander i ro	0 1	1 0	6 3	2 0	3 1	1 0	1 1	32 29	2 0	0 0	48 35	9,8 5,9	-84 -85	
Håndteringsulykke	0 0	1 0	7 20	0 0	1 6	0 3	32 29	6 19	1 5	0 0	48 82	9,8 13,9	-84 -85	
Kontakt med kjemisk fysiske forbind.	22 28	3 6	4 0	0 1	0 0	0 0	0 12	0 0	0 0	0 0	29 47	5,9 8,0	-84 -85	
Overbelastning av kroppsdeler	0 0	0 0	10 11	0 0	7 3	3 0	3 6	26 19	2 2	4 5	55 46	11,2 7,8	-84 -85	
Splinter, sprut	1 7	2 7	9 11	0 0	6 5	0 0	16 22	0 0	0 0	3 2	37 54	7,5 9,1	-84 -85	
Elektrisk strøm	0 1	0 0	0 0	2 5	0 0	0 0	0 1	0 0	0 0	0 0	2 7	0,4 1,2	-84 -85	
Ekstreme temperaturer	1 4	0 0	4 2	0 0	0 0	0 0	3 1	2 1	0 0	0 0	10 8	2,0 1,4	-84 -85	
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	-84 -85	
Annet	0 0	0 1	0 1	0 0	0 0	0 0	0 0	1 1	0 0	0 3	1 6	0,2 1,0	-84 -85	
Totalt	25 55	13 19	61 93	5 8	28 27	16 10	66 88	223 247	46 33	8 11	491 591		-84 -85	
%	5,1 9,3	2,6 3,2	12,4 15,7	1,0 1,4	5,7 4,6	3,3 1,7	13,4 14,9	45,4 41,8	9,4 5,6	1,6 1,9		100 100	-84 -85	

TAB 4.14.f Arbeidsulykker 1979-85. Produksjonsanlegg mv
Skadehendelse/yrke

Skadehendelse	Yrke	Administra- sjon	Boredeks- arbeider	Borer	Elektriker	Forplei- ning	Hjelp- arbeider	Instrument- tekniker	Kran- fører	Maler/ Sandblåser	Mekaniker/ Motormann	Operatør	Platnarb./ Isolator	Rør- legger	Service- tekniker	Sillas- bygger	Sveiser	Tårnmann	Uspest- fiser	Totalt	%
Annen kontakt med gjenstander, maskindel i bevegelse		19	154	13	22	19	191	11	8	13	50	9	23	37	23	37	18	62	1	710	21,0
Brenn		0	0	0	2	0	5	0	0	0	2	0	1	2	0	0	1	0	0	13	0,4
Eksplisjon o l		10	16	9	24	4	53	11	3	21	26	8	15	26	12	18	22	16	0	294	8,7
Fall til lavere nivå		15	15	2	32	18	59	11	6	20	20	19	24	39	15	31	27	8	5	366	10,8
Fall til samme nivå		13	9	0	36	10	44	9	6	17	12	8	9	31	11	18	27	9	2	271	8,0
Tråkking på ujevnheter, feiltråkk		7	15	5	4	1	30	3	1	3	11	1	16	20	11	18	6	4	0	156	4,6
Fallende gjenstander		6	12	2	19	15	30	12	0	19	18	5	34	19	7	21	15	5	2	241	7,1
Annen kontakt med gjenstander i ro		3	42	6	31	28	85	12	5	17	60	14	39	61	12	29	42	17	0	503	14,9
Håndteringsulykke		1	8	0	8	12	34	4	1	52	10	9	8	17	12	5	11	5	0	197	5,8
Kontakt med kjemisk fysikalske forbind.		5	25	4	23	8	59	1	4	16	21	9	13	34	7	25	12	12	0	278	8,2
Overbelastning av kroppsdel		5	6	2	6	0	23	2	1	17	14	6	25	48	6	4	71	2	0	238	7,0
Splinter, sprut		0	1	0	20	0	1	1	1	0	1	0	2	0	0	0	0	0	0	27	0,8
Elektrisk strøm		0	0	0	2	12	3	1	0	0	4	3	5	5	1	0	6	0	0	42	1,2
Eksstreme temperaturer		0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0,0
Fall i sjøen		4	3	0	5	2	9	1	2	3	4	2	5	6	0	1	3	0	0	50	1,5
Annet		88	306	43	234	129	626	79	38	199	253	93	219	345	117	207	261	140	10	3387	
Totalt		2,6	9,0	1,3	6,9	3,8	18,5	2,3	1,1	5,9	7,5	2,7	6,5	10,2	3,5	6,1	7,7	4,1	0,3		100

5 Petroleumsøkonomi

5.1 Leteboring, vare- og tjenesteleveranser

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

Figur 2.2.2.a viser antallet påbegynte borerer år i perioden 1966–1985.

I fig 5.1.a er den verdimessige utvikling av markedet framstilt i fast 1985-kroneverdi.

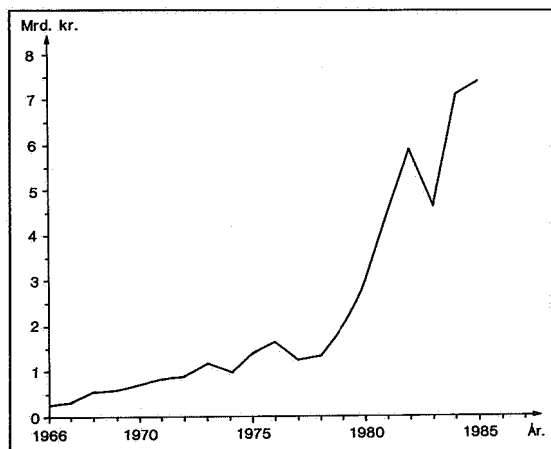
Tabell 5.1 viser gjennomsnittskostnadene pr brønn for perioden 1971–1985 i fast 1985-kroneverdi.

TAB 5.1
Gjennomsnittskostnader pr brønn i mill faste 1985 kr

År	Kostnad i mill faste 1985-kr
1971	53
1972	63
1973	55
1974	56
1975	54
1976	72
1977	63
1978	70
1979	72
1980	86
1981	115
1982	120
1983	117
1984	150
1985	146

I 1985 var de totale kostnadene til leting ca 7,3 mrd kroner.

FIG 5.1.a
Årlige leteboringsutgifter i faste 1985-kr



Figur 5.1.b viser hvordan disse kostnadene grovt kan fordeles på hovedgrupper av varer og tjenester som medgår i letevirksomheten. Tallmaterialet er basert på innrapporterte data fra operatørselskapene.

5.2 Kostnader forbundet med aktiviteten på norsk kontinentalsokkel

Investeringer i feltutvikling og produksjonsboring

Oljedirektoratet har for perioden 1970–85 beregnet årlige kostnader forbundet med utvikling av felt inkludert produksjonsboring. Kostnadene gjelder utbygde felt, felt under utbygging og felt med godkjente utbyggingsplaner pr 31.12.85. 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):

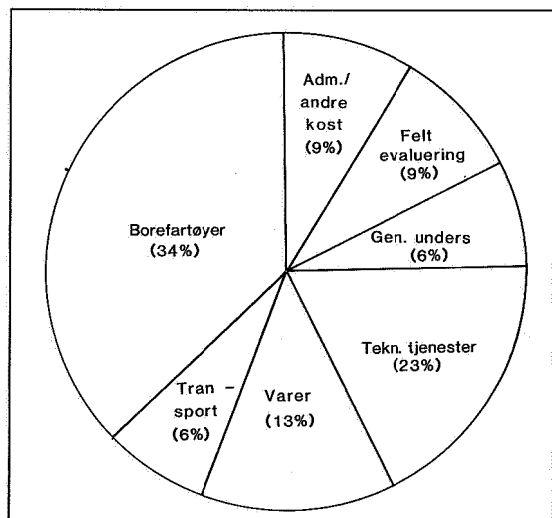
- Ekofiskområdet (inkl 5 felt og Tor, Albuskjell, Norpipe-rørledning og vanninjeksjonsprosjektet)
- Valhall
- Ula
- Frigg (inkl rørledn) (60,82 %)
- Nord-Øst Frigg
- Øst-Frigg
- Odin
- Statfjord (84,09 %)
- Murchison (25,06 %)
- Heimdal
- Gullfaks Fase I
- Gullfaks Fase II
- Statpipe
- Oseberg
- Oseberg-Transport

I framstillingen er alle beløp regnet om til faste 1985-kroner.

Historiske investeringer for feltutbygging, produksjonsboring og transportanlegg for petroleum framgår av fig 5.2.a. Investeringsnivået bygget seg gradvis oppover fram til 1976 da det ble investert for 19,2 mrd kroner. Fra 1976 og fram til i dag har så de gjennomsnittlige årlige investeringene ligget på 18 mrd kroner. Det har imidlertid vært store variasjoner i investeringsnivået. Først en 5-års periode fra 1976 til 1980 hvor investeringsnivået gradvis sank til 10,5 mrd kroner. Deretter har vi hatt 5 år med økning i aktiviteten fram til 1985, som trolig vil gi en ny investeringstopp på ca 26,4 mrd kroner.

Det er antatt at investeringene for 1986 vil gi en

FIG 5.1.b
Kostnader til leting etter olje/gass norsk sokkel i 1985 fordelt på vare- og tjenestegrupper



ytterligere økning til ca 27,5 mrd kroner. Investeringsnivået 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 5.2.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 9,3 mrd kroner. Dette nivået antas å øke til i underkant av 13 mrd kroner i 1989. Fra ca 1993 vil effekten av at de første felt nedstenges gjøre seg gjeldende og driftskostnadene for de vedtatte felter ventes å avta gradvis. Nye felt som vedtas vil kunne medføre økt etterspørsel og vil motvirke denne nedgang.

Figur 5.2.c viser den samlede vare- og tjenesteinnsats. For 1985 er det prognostisert en samlet etterspørsel på ca 43 mrd kroner. I fig 5.2.d er 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 17 %. Driftskostnadenes andel av totalmarkedet vil i 1985 utgjøre ca 22 %. I 1976 representerte f.eks investeringer en andel på 89 %.

5.3 Produksjonsavgift

Produksjonsavgiften blir beregnet på grunnlag av verdien av produserte petroleumsmengder.

Oljedirektoratet er tillagt ansvaret med å innkreve produksjonsavgift.

Fortolkning og praktisering av gjeldende regelverk

FIG 5.2.a
Historiske og forventede investeringer for vedtatte felt. Faste 1985-kroner

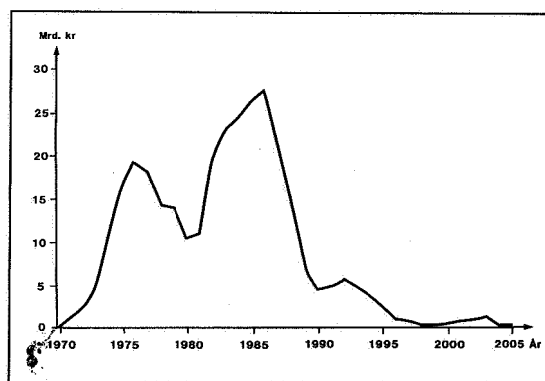
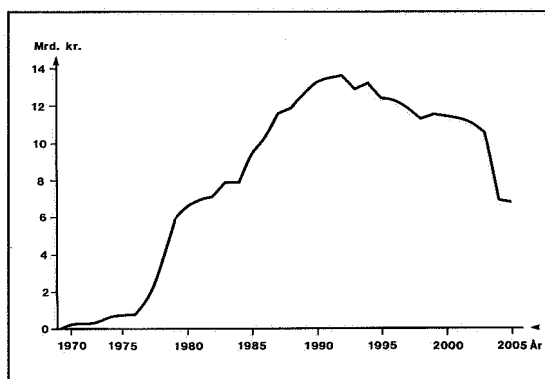


FIG 5.2.b
Historiske og forventede driftskostnader for vedtatte felt. Faste 1985-kroner



for beregning av produksjonsavgift innbefatter såvel juridiske, økonomiske, prosess tekniske 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.

Petroleumsloven med forskrifter trådte i kraft 1.7.85. Produksjonsavgift skal fra 1.7.85 beregnes og kreves innbetalt i henhold til avgiftsbestemmelsene i det nye regelverk. Endelige retningslinjer for de forskjellige utvinningstillatelser er under utarbeidelse.

FIG 5.2.c
Letekostnader, investeringer og driftskostnader
Faste 1985-kroner

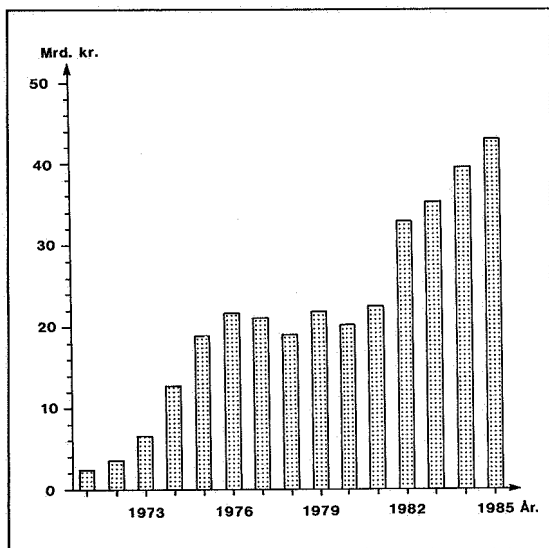
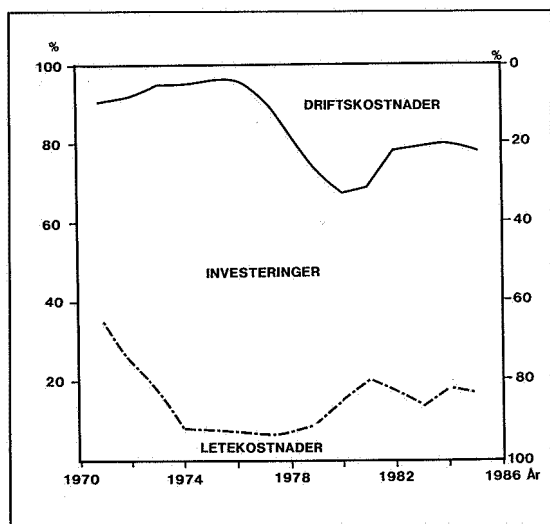


FIG 5.2.d
Letekostnader, investeringer og driftskostnader i %
av total vareinnsats



5.3.1 Total produksjonsavgift

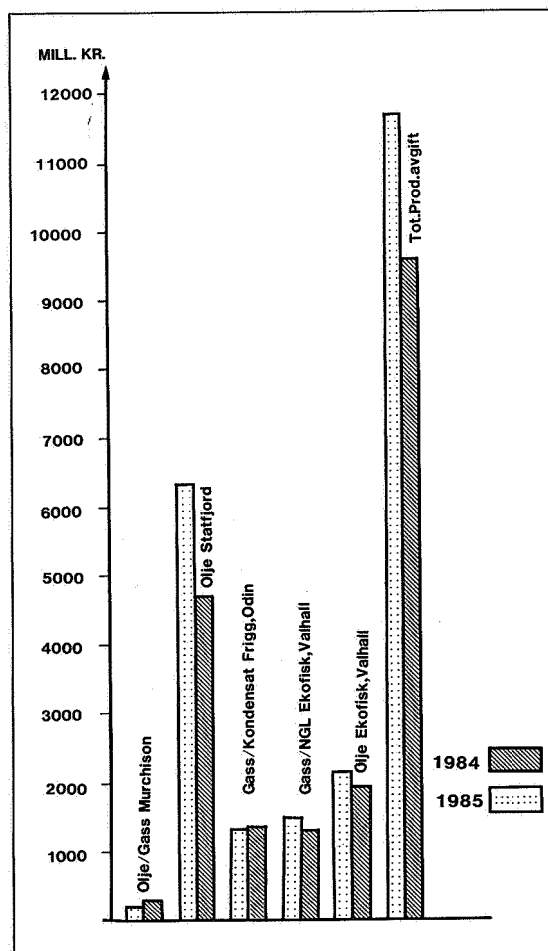
Det er i 1985 innbetalt kr 11 625 562 463,- i produksjonsavgift.

Tabell 5.3.1 viser den innbetalte produksjonsavgift i 1984 og 1985 fordelt på ulike petroleumsprodukt.

Figur 5.3.1.a viser innbetalte produksjonsavgifter i 1984 og 1985 for felt og totalt.

Figur 5.3.1.b viser innbetalt produksjonsavgift 1973-85.

FIG 5.3.1.a
Innbetalt produksjonsavgift 1984-1985



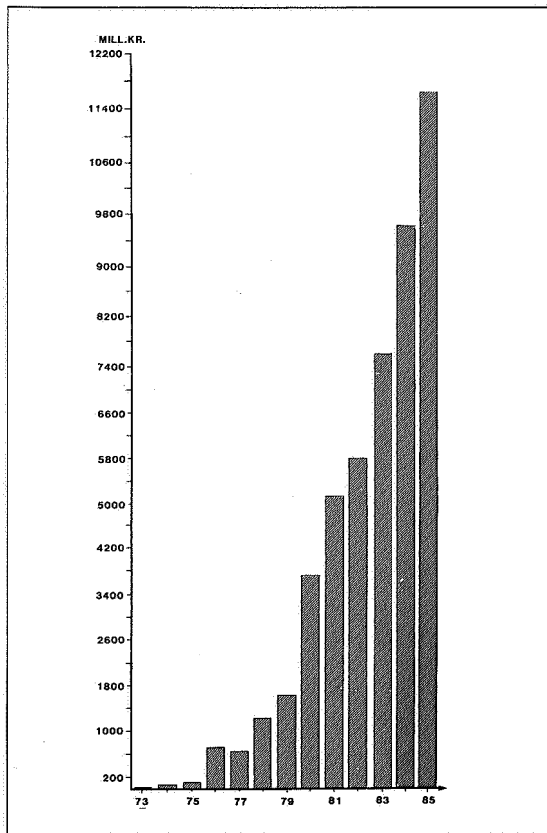
TAB 5.3.1
Innbetalt produksjonsavgift i kroner i 1984 og 1985

	1984	1985
Olje Ekofisk/Valhall	1 924 617 933	2 192 617 514
Olje Statfjord	4 751 366 160	6 334 537 041
Olje Murchison	256 416 694	238 061 138
Gass Murchison	3 096 997	4 464 012
Gass Ekofisk	1 203 476 267	1 330 169 497
Gass Frigg	853 727 113	1 071 219 432
Gass NØ-Frigg	53 518 568	54 221 080
Gass Odin	287 174 053	204 281 169
Gass Valhall	34 092 699	58 027 407
NGL Ekofisk/Valhall	104 609 892	113 665 599
Kondensat Frigg-området	7 844 370	11 897 250
LPG og NGL Murchison	12 347 157	12 401 324
Rekalkulering Frigg (gass og kondensat)	147 127 463	
	9 639 415 366	11 625 562 463

5.3.2 Produksjonsavgift olje

Oljedirektoratet har i 1985 mottatt kr 8 765 215 693,- i produksjonsavgift for olje fra Ekofisk, Statfjord og Murchison.

FIG 5.3.1.b
Innbetalt produksjonsavgift 1973–1985



Avregningen for råolje i 1985 har foregått etter normpris. Produksjonsavgiften er blitt innbetalt kvartalsvis som vist i tab 5.3.2.

TAB 5.3.2
Innbetalt produksjonsavgift for olje

	Ekofisk/ Valhall	Statfjord	Murchison
4. kv. 1984	582 961 131	1 621 696 307	93 912 383
1. kv. 1985	683 215 530	1 513 591 039	91 144 348
2. kv. 1985	559 251 888	1 416 522 367	36 478 050
3. kv. 1985	367 188 965	1 782 727 328	16 526 357
	2 192 617 514	6 334 537 041	238 061 138

5.3.3 Produksjonsavgift gass

Oljedirektoratet har i 1985 mottatt kr 2 722 382 597,- i produksjonsavgift for gass. Tabell 5.3.3 viser innbetalingen av produksjonsavgift fordelt kvartalsvis på selskap/gruppe.

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

Leveranse av gass til Dyno/Methanor opphørte fra og med 1.7.84. De refunderte beløp til Dyno/Methanor er relatert til transport og behandling av allerede mottatt og betalt gass.

Oppgjøret for beregning av produksjonsavgift fra Friggområdet har i perioden 1977–1985 blitt avregnet etter foreløpige retningslinjer. Det arbeides for tiden med å fastsette detaljerte regler for hvordan fradragene skal være i praksis.

TAB 5.3.3
Innbetalt produksjonsavgift gass

	4. kv 84	1. kv 85	2. kv 85	3. kv 85	Totalt
EKOFISK-OMRÅDET					
Phillipsgr.	266 389 770	357 467 274	308 599 463	329 478 859*	1 261 935 366*
Dyno/Methanor	- 232 421	- 3 159 549	- 1 105 361	- 1 243 807	- 5 741 138
Shell	16 726 430	15 399 435	13 262 912	11 264 724	56 653 501
Amoco/Noco	3 545 322	4 096 757	4 970 613	4 709 076	17 321 768
Sum Ekofisk	286 429 101	373 803 917	325 727 627	344 208 852	1 330 169 497
FRIGG-OMRÅDET					
Petronordgr (Frigg)	288 854 591	336 525 970	281 502 881	164 335 990	1 071 219 432
Petronordgr. (NØF)	4 155 032	5 879 427	4 709 201	2 440 698	17 184 358
Petronordgr. (Odin)	6 677 372	4 958 662	4 505 092	5 190 621	21 331 747
Totalt Petronordgr	299 686 995	347 364 059	290 717 174	171 967 309	1 109 735 537
Esso NØF	7 684 697	13 816 521	11 343 023	4 192 481	37 036 722
Esso Odin	49 292 511	49 546 912	43 832 523	40 277 476	182 949 422
Sum Frigg-området	356 664 203	410 727 492	345 892 720	216 437 266	1 329 721 681
VALHALL					
Amoco/Noco	12 918 837	17 080 801	17 110 761	10 917 008	58 027 407
Sum Valhall	12 918 837	17 080 801	17 110 761	10 917 008	58 027 407
MURCHISON					
Stat/Mobil	1 059 644	763 547	1 568 754	1 072 067	4 464 012
Sum Murchison	1 059 644	763 547	1 568 754	1 072 067	4 464 012
Sum alle felt	657 071 785	802 375 757	690 299 862	572 635 193	2 722 382 597

* Inklusive forskuddsbetalinger pr 31.12.85 på kr 73 199 925

5.3.4 Produksjonsavgift NGL

Det er i 1985 innbetalt kr 137 964 173,- i produksjonsavgift for NGL. Tabell 5.3.4 viser innbetalin-

gen av produksjonsavgift fordelt kvartalsvis på selskap/gruppe.

TAB 5.3.4**Innbetalt produksjonsavgift NGL**

	4. kv 84	1. kv 85	2. kv 85	3. kv 85	Totalt
EKOFISK-OMRÅDET					
Amoco/Noco-gr	402 659	- 58 962	415 454	403 750	1 162 901
Shell	681 017	212 441	255 831	745 425	1 894 714
Phillips-gr	23 324 117	29 178 802	27 230 754	18 975 008	98 708 681
Sum Ekofisk	24 407 793	29 332 281	27 902 039	20 124 183	101 766 296
MURCHISON					
NGL (Sullom Voe + Brayf Bay)					
Stat/Mobil-gr	3 851 034	4 756 270	1 795 974	1 998 046	12 401 324
Sum Murchison	3 851 034	4 756 270	1 795 974	1 998 046	12 401 324
FRIGG-OMRÅDET					
Petronord-gr	1 295 625	2 576 779	3 122 334	183 827	7 178 565
Esso	1 564 570	1 576 099	1 150 508	427 508	4 718 685
Sum Frigg	2 860 195	4 152 878	4 272 842	611 335	11 897 250
VALHALL					
Amoco/Noco-gr	2 730 176	1 500 620	2 788 704	4 879 803	11 899 303
Sum Valhall	2 730 176	1 500 620	2 788 704	4 879 803	11 899 303
Sum alle felt	33 849 200	39 742 049	36 759 559	27 613 367	137 964 173

5.3.5 Kontroll av produksjonsavgift

Oljedirektoratet er tillagt oppgaven med innkreving og kontroll av at innbetaling skjer i henhold til regelverk. Dette kontrollarbeidet er for tiden under videreutvikling med sikte på økt kontroll og tilpasning til direktoratets kontrollfilosofi for øvrig. Denne videreutvikling vil bli basert på systemrevisjon og stikkprøvekontroll hos selskapene.

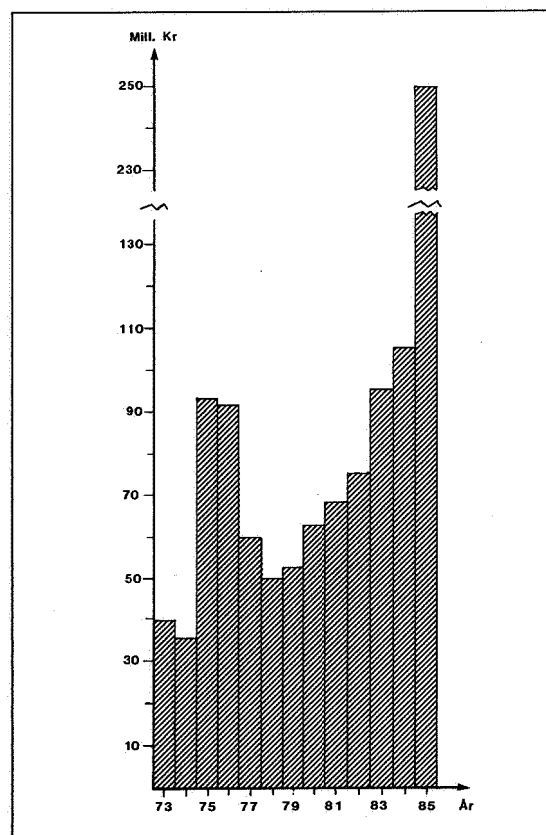
5.4 Arealavgift på områder med utvinningstillatelser

Oljedirektoratet har i løpet av 1985 innkassert kr 249 258 074,- i arealavgift. Beløpet fordeler seg på utvinningstillatelser som følger:

Utvinningstill. meddelt i 1965:	kr 131 913 430,-
Utvinningstill. meddelt i 1969:	kr 56 099 164,-
Utvinningstill. meddelt i 1971:	kr 4 798 967,-
Utvinningstill. meddelt i 1973:	kr 8 010 533,-
Utvinningstill. meddelt i 1975:	kr 9 624 575,-
Utvinningstill. meddelt i 1976:	kr 7 623 600,-
Utvinningstill. meddelt i 1977:	kr 1 898 589,-
Utvinningstill. meddelt i 1978:	kr 2 989 300,-
Utvinningstill. meddelt i 1979:	kr 12 309 405,-
Utvinningstill. meddelt i 1985:	kr 13 990 511,-
	kr 249 258 074,-

Oljedirektoratet har refundert kr 30 357 258,- i arealavgift pr 1.11.85. Dette representerer den fradragberettigede andelen av arealavgiften for utvinningstillatelsene 006, 018 og 037 i perioden 1.10.84 til 1.11.85.

Figur 5.4 viser innbetalt arealavgift 1973-85.

FIG 5.4**Innbetalt arealavgift 1973-85**

5.5 Salg av petroleum fra norsk kontinentalsokkel

5.5.1 Råolje

5.5.1.1 Utvikling av oljeforbruket

Siden begynnelsen av 70-årene har markedet for råolje gjennomgått store strukturelle endringer. På tilbudsiden overtok en rekke stater hovedparten av produksjonen fra de store multinasjonale oljeselskapene, og en del av disse statene samordnet sine interesser i organisasjonen OPEC. Figur 5.5.1.a viser at forbruksutviklingen kjennetegnes ved at etterspørselen har hatt kraftige variasjoner siden 1974 som følge av prisstigningen på 70-tallet. Forbruket ligger nå noe over nivået i 1973, samtidig som sammensetningen i tilbudet har endret seg betydelig ved en reduksjon av OPEC's markedsandel. På kort sikt virker endringer i økonomisk aktivitet direkte inn på det løpende oljeforbruket sammen med endringer i lagerhold. På lang sikt er forbruket avhengig av strukturelle endringer i produksjonen generelt, graden av energiøkonomisering og substitusjonsmulighetene.

5.5.1.2 Tilbud av råolje

I perioden 1973–85 har deler av produksjonen forskjøvet seg fra OPEC-land til land utenfor OPEC. OPEC har fått sin andel av totalproduksjonen redusert fra 54,2 % i 1973 til ca 38 % i 1985. Reduksjonen i oljeforbruket har ført til en betydelig overkapasitet for OPEC.

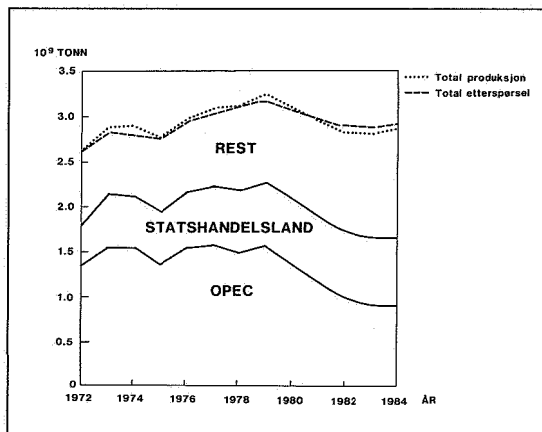
Fallende oljeforbruk og etterfølgende stor overkapasitet i produksjonen som resultat av prisøkningene i 70-årene førte til et vedvarende press på råoljeprisen. Likevel har OPEC lenge forsøkt å holde den nominelle prisen oppe for langsiktige kontrakter ved å avtale produksjonskvoter for det enkelte medlem.

Presset på råoljeprisen har satt samholdet i OPEC på en vanskelig prøve, særlig fordi medlemmene ut fra nasjonale interesser har forskjellige behov med hensyn til pris- og produksjonspolitik. Utviklingen har i den senere tid tendert mot aksept for at produksjonskvoter uten pristilpasning kun har effekt på kort sikt, ved at Saudi Arabia har inngått kontrakter til priser som bestemmes av verdien av produktene råoljen raffineres til. Etter høsten 1985 synes målsetningen å være sikring av markedsandeler, noe som i dagens situasjon med overkapasitet i tilbudet har presset prisnivået ytterligere nedover.

5.5.1.3 Salg av råolje fra norsk kontinentalsokkel

Totale skipninger fra den norske kontinentalsokkelen lå i 1985 på 37,17 million tonn. Dette representerte en økning på ca 10 % i forhold til 1984. Storbritannia er fortsatt den største mottakeren med over 27 % av skipningene, etterfulgt av Norge som mottok 21 %. Nederland og Frankrike økte deres andel av skipningene til henholdsvis 17,5 % og 12,2 %. Andelen av skipninger til USA sank kraftig til ca 3 % (fig 5.5.1.b).

FIG 5.5.1.a
Sammensetning av verdens oljeproduksjon



Totale skipninger av NGL fra den norske kontinentalsokkel lå i 1985 på 1,43 mill tonn, en økning på ca 11 % i forhold til 1984. De største mottagerlandene var Norge (54 %), Storbritannia (16 %) og Nederland (15 %). I tillegg ble det solgt 0,1 mill tonn kondensat.

Figur 5.5.1.c viser råoljesalget i 1985 for de viktigste oljeselskapene.

FIG 5.5.1.b
Salg av råolje fra norsk kontinentalsokkel

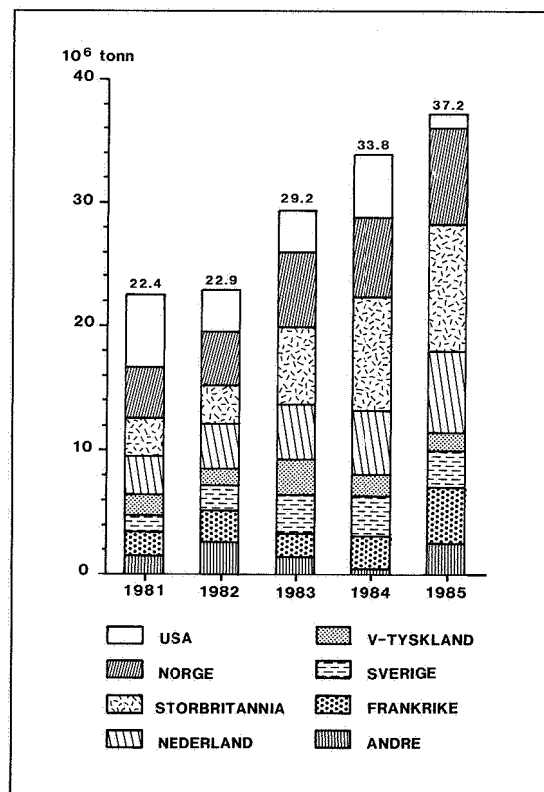
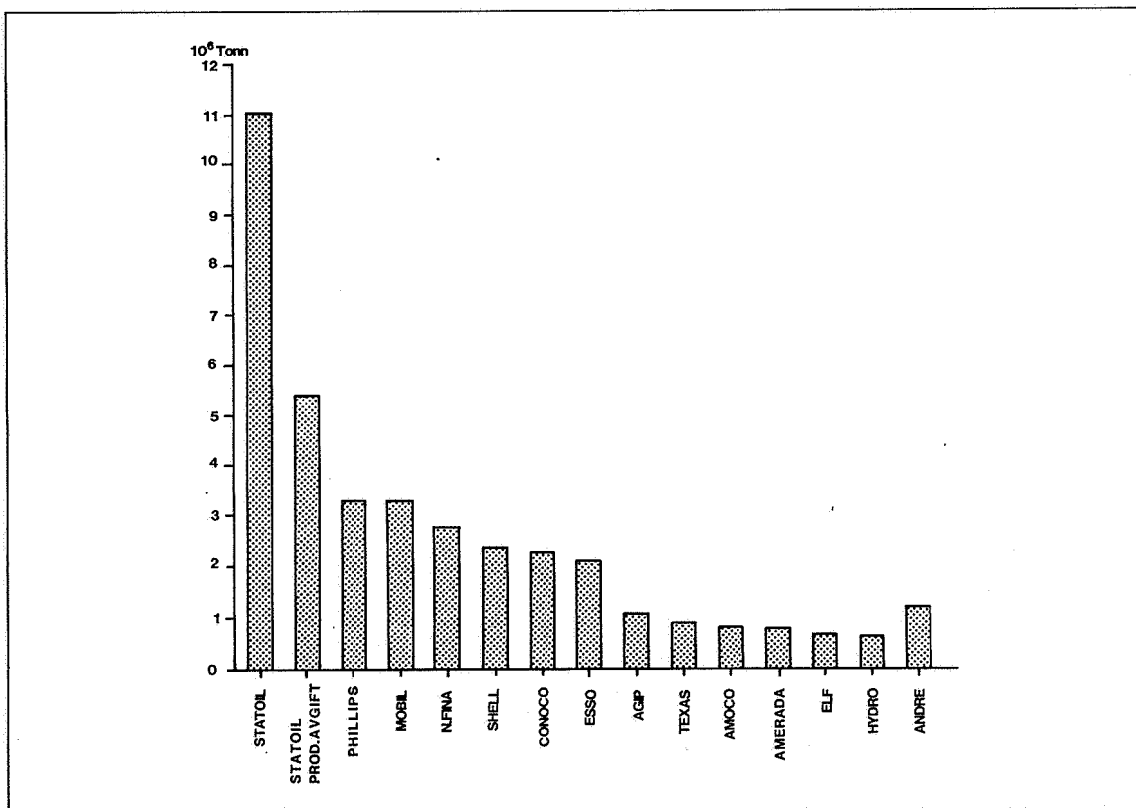


FIG 5.5.1.c
Solgt råolje/NGL pr. rettighetshaver i 1985



5.5.2 Gass

5.5.2.1 Markedet for gass

Gass, i motsetning til olje, har med få unntak kun regionale markeder. Det skyldes at gass krever et utbredt og kostbart transportnett, noe som igjen har konsekvenser for strukturen i markedet og utforming av salgskontrakter. Bare i nedkjølt tilstand som LNG er det mulig med transport av gass til fjernere markeder.

Etter 1980 har det vært rikelig tilbud av gass i Vest-Europa for å kunne dekke et forbruk som etter en nedgang etter 1980 steg til 190 mill t.o.e. i 1984. Forbruket er størst i Storbritannia, Vest-Tyskland, Nederland, Italia og Frankrike.

De største produsentene i Vest-Europa er Storbritannia som produserer kun for hjemmemarkedet, Nederland som fordeler sin produksjon med omtrent like store andeler til hjemmemarkedet og eksportmarkedet, og Norge som produserer kun for eksportmarkedet.

Den internasjonale gasshandelen i Vest-Europa domineres fortsatt av Nederland, som fordeler leveringene sine til store deler av det vest-europeiske markedet. Sovjet har økt sin eksport betydelig siden 1980, og eksporterer til alle store forbruksland med unntak av Storbritannia og Nederland. Algerie eksporterer særlig til Frankrike og Italia.

De viktigste markedene for Norge idag er Storbri-

tannia og Vest-Tyskland. I begge land er forbruket av gass betydelig i husholdningssektoren og den industrielle sektor. Vest-Tyskland har i tillegg et betydelig forbruk av gass i den kraftgenererende sektor.

Overkapasiteten på tilbudsiden gjør at veksten i gassforbruket blir bestemt av dens konkurranseposisjon vis a vis andre energibærere. I tiden framover vil forbruket fortsatt være avhengig av konkurranseposisjonen i industrisektoren, husholdningssektoren og energisektoren i tillegg til utviklingen i energiforbruket generelt.

5.5.2.2 Salg av gass i 1985

I 1985 ble det solgt norsk gass til Storbritannia (13,66 x 10⁹Sm³), Vest-Tyskland (6,07), Nederland (1,84), Belgia (1,83) og Frankrike (1,95) (fig 5.5.2.a). Total gasseksport i 1985 var 25,34 x 10⁹Sm³. Dette var en nedgang på 3 % i forhold til 1984.

I 1985 kom gassleveransene fortsatt fra Ekofisk- og Frigg-området. Gass-salget fra Ekofisk-området er redusert med ca 12 % fra 1984 til 1985 som følge av bruk av gass til injeksjon. I oktober begynte salget av gass fra Statfjordfeltet.

Figur 5.5.2.b viser salg av gass for de viktigste selskapene i 1985.

FIG 5.5.2.a
Salg av gass fordelt pr. land

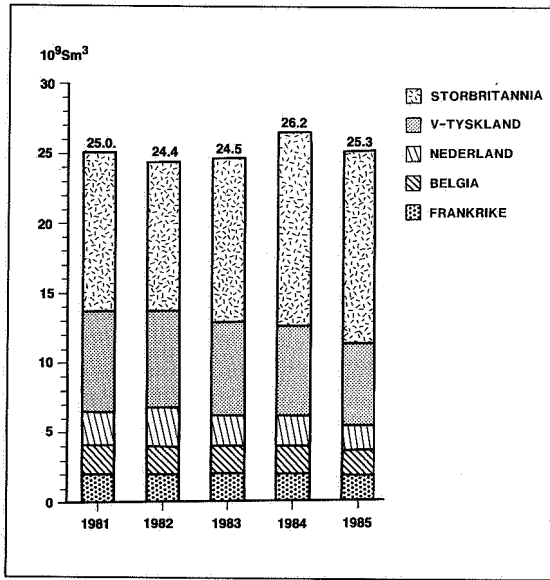
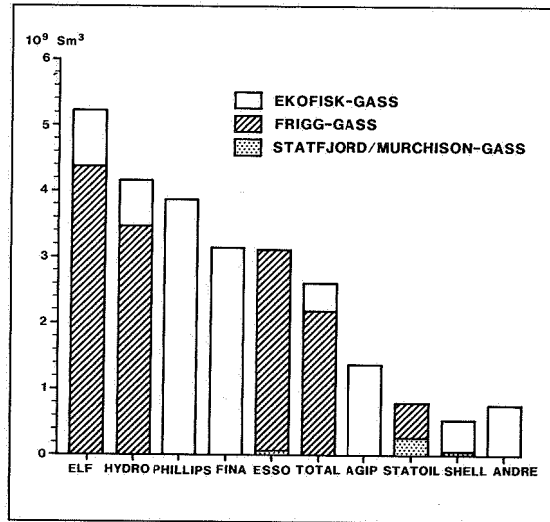


FIG 5.5.2.b
Solgt gass pr. rettighetshaver i 1985



6 Spesielle utredninger og prosjekter

Oljedirektoratet har i 1985 totalt bevilget kr 31 388 381,- til spesielle prosjekter. Dette fordeler seg med kr 2 080 583,- til prosjekter for Divisjon for sikkerhetskontroll, kr 13 070 061,- til prosjekter for Divisjon for ressursforvaltning og kr 933 656,- til organisasjonsundersøkelsene og INF-OIL-prosjektet. Videre er det bevilget kr 4 316 048,- til prosjektet opprydding på havbunnen i Nordsjøen. Oljedirektoratet administrerer videre værskipprosjektet i Barentshavet, hvor det ble disponert kr 11 668 097,-. Prosjekttitler med utførende institusjon er listet opp nedenfor. En del av prosjektene er i tillegg omtalt spesielt.

6.1 Divisjon for ressursforvaltning

SPOR – statlig FoU-program innen økt oljeutvinning og reservoarteknikk ble igangsatt i 1985 med

en bevilgning på 9,8 mill kroner dette året. Programmet skal etter planen gå over 5 år med en totalbevilgning på 100 mill kroner over perioden.

En egen styringskomité, med ressursdirektøren som leder, er ansvarlig for faglige og økonomiske prioriteringer innenfor programmet, og et sekretariat med tilhold i Oljedirektoratet har den daglige oppfølging og koordinering. Et fagråd med medlemmer fra oljeindustrien og undervisning er utnevnt som et rådgivende organ.

I løpet av 1985 ble faglig innhold og organisering av SPOR planlagt, og hovedinnsatsområder for kompetanseoppbygging og forskning definert. Oppgaver innenfor hovedinnsatsområdene er tildelt 3 norske forskningsmiljø:

Hovedområde	Ansvarlig institusjon	Planlagt %-andel av totalmidlene
Optimalisering av reservoardata (SPOR-OPT)	IFE	20 %
Gassinjeksjon (SPOR-GASS)	IKU	30 %
Vanninjeksjon (SPOR-VANN)	Rogalandsforskning	35 %

Ulike prosjekter innen hovedområdene ble igangsatt i 1985, og disse er planlagt videreført over programperioden.

I tillegg til de nevnte delområder vil der være rom

for spesielle prosjekter som ikke naturlig hører inn under disse.

Bevilgningen til SPOR for 1986 er på 15 mill kroner.

6.1.1 Avdeling for ressurskartlegging

Prosjekttittel	Utførende institusjon
Videreutvikling av ressursberegningsprogram	IFE
Kalsittsementeringsstudie	IFE og Rogalandsforskning
Software utvikling	UNIRAS
Konsulentbistand i petrofysikk	Schlumberger
Utvikling av database for ressursregnskap	CMI
Biostratigrafiprojekt	Univ i Bergen
Dataprogram for behandling av biostratigrafiske data	F J Phillips, USA

6.1.2 Avdeling for ressursdisponering

Prosjekttittel	Utførende institusjon
Områdeplan Haltenbanken II	NPC
Områdeplan Oseberg	NPC
Områdeplan Troms	Kværner Engineering A/S
Områdeplan 34-området	Aker Engineering A/S
Kostnadsestimeringsmodell	Compas Consultants
Regularitetsstudie	R Moss Consultants
Mulighetsstudie Hod	Kværner Engineering A/S
Forstudie mini-metanolanlegg	NPC
Nitrogenstudie	Kværner Engineering A/S
Selskapsvurdering	Bedriftsøkonomisk Inst
EOR produksjonsutstyr	Oil Plus
Reservoar sim Troll del III	Franlab
Reservoar sim Troll del IV	Franlab
Valg av optimalt pros.trykk Troll	Kværner Engineering A/S
Separat oljeproduksjon fra en offshore plattform	Parsons
Økt kompetanseoppbygging EOR	IFP
Utvikling av software RDRS reservoardatabase	IFE
Simulering av Statfjord-feltet (Brent-reservoaret)	IFE
Haltenbankprosjekt (res tekn vurd)	Franlab
Assistanse til intern simulering av Valhall	Franlab
Rutiner for behandling av teste- og kompl.program	IPEC

Områdestudier

Oljedirektoratet har i 1985 fått utført områdestudier for 4 områder på den norske kontinentalsokkel. Dette er områder hvor flere operatører er tildelt forskjellige blokker, og hvor Oljedirektoratet mener at utbyggingen av blokkene må ses i en større sammenheng. Hensikten har vært å få vurdert eventuelle kostnadsreduksjoner ved felles utnyttelse av transportsystemer og prosessanlegg. Studiene er blitt utført av eksterne konsulenter som vist i tabell over. Resultatet av studiene er blitt presentert operatørene i «work-shops» hvor operatørene også har lagt fram sitt syn på samordningsmulighetene.

Studiene viser at det kan være kostnadsgevinster ved en samlet utbygging og drift. Samarbeidet med konsulenter har gitt den enkelte saksbehandler et godt utgangspunkt for en vurdering av eventuelle feltutviklingsplaner for de forskjellige feltene.

Samarbeid om kalkforskning

I mai 1985 ble det arrangert et såkalt kalksymposium i Stavanger. Dette markerte det foreløpige høydepunktet på et forskningsprogram som har pågått over flere år, og resultatene ble her lagt fram og oppsummert for de deltagende selskapene og institusjonene.

Bakgrunnen har vært at de kalkbergartene en har i søndre del av Nordsjøen, og som også strekker seg over på dansk side, er temmelig unike som oljereservoarer i verdenssammenheng. Omfattende forskning var derfor nødvendig for å kartlegge kalkbergartenes egenskaper. Oljedirektoratet arbeidet i sin

tid meget aktivt for å få i stand et samarbeid mellom aktuelle oljeselskap og forskningsinstitusjoner om dette. Dette lyktes og prosjektet ble organisert som fem delprosjekter hver med sin rådgivende komité med medlemmer fra deltagerselskapene underlagt en styringskomité. Ett av delprosjektene pågår ut 1985, mens de andre var avsluttet ved symposiet i mai.

Delprosjektene har tatt for seg geologisk beskrivelse av bergartene, effekt av vanninjeksjon i kjerneplugg, bergartenes mekaniske egenskaper generelt og rundt produksjonsbrønner spesielt, og metoder for brønnstimulering.

Deltagerne i prosjektet har vært: Fina Exploration Norway, Norsk Agip A/S, Phillips Petroleum Company Norway, Amoco Norway Oil Company, Texas Eastern Norway, Total Marine Norsk A/S, Elf Aquitaine Norge A/S, Amerada Hess Norway Ltd., Norsk Hydro A/S, Statoil, Den Danske Energistyrelsen og Oljedirektoratet. De deltagende selskapene har dels utført forskning i egen regi, dels har forskningsinstitusjoner i inn- og utland vært benyttet. Utgiftene har beløpet seg til ca 17 mill kroner og har vært delt likt mellom de 10 deltagende oljeselskapene.

Et slikt samarbeid med en bred deltagergruppe med ulike rettighetshavere må kunne karakteriseres som temmelig enestående innen oljevirkomheten, og resultatene vil uten tvil komme virksomheten på norsk sokkel til god nytte. Uløste oppgaver gjenstår ennå, og en eventuell fortsettelse av prosjektet blir vurdert i begynnelsen av 1986.

6.1.3 Avdeling for ressursøkonomi

Prosjekttittel	Utførende institusjon
Alternativ gassanvendelse	Asplan Analyse a.s
Videreutvikling porteføljemodell	SINTEF
Modellsystem for integrert, stokastisk prospektevaluering	CMI
Revisjon, vedlikehold, videreutvikling MECCA	CMI
Pris- og markedsanalyse for petroleum	CMI
Utvikling rapportgenerator for PPRS	Rogalandsforskning

Modellsystem for integrert, stokastisk prospektevaluering

Oljedirektoratet har i løpet av 1985 utviklet en modell hos Chr Michelsens Institutt, som gjør en i stand til å foreta en økonomisk lønnsomhets- og risikovurdering av prospekter og felt i en tidlig fase.

Modellen ivaretar både den geologiske, tekniske og økonomiske informasjon som foreligger, og tar også hensyn til den usikkerhet som eksisterer omkring disse forhold.

Modellen består av en reserveberegningsmodell og en produksjons- og nåverdimodell.

Reserveberegningsmodell: På grunnlag av eksisterende geologisk og geofysisk informasjon, med tilhørende usikkerhet, beregnes en ressursfordeling for individuelle olje-/gass-prospekter ved hjelp av simulering.

Produksjons- og nåverdimodell: Med utgangspunkt i ressursfordelingen foretas en ny simulering. For hver trekning genereres produksjons- og kostnadsprofiler for eventuell forutbestemt antall utbyggingsløsninger. Ved hjelp av prisprofiler beregnes nåverdi, og utbyggingsløsninger med høyest nåverdi velges. Dette gjøres for alle trekninger, og en får da en nåverdifordeling.

Denne nåverdifordelingen ligger til grunn for lønnsomhets- og risikovurderingen av individuelle olje-/gassprospekter.

Alternativ gassanvendelse

Markedssituasjonen for norsk gass i Europa har gjort det nødvendig å styrke direktoratets arbeid med markedsanalyser. Med markedsberegninger vil

økte muligheter for utnyttning av bl a tidsmarginale felt og assosiert gass gi viktige bidrag til en bedre forvaltning av ressursene på sokkelen. Asplan Analyse har gjennom en studie av alternativ gassanvendelse kartlagt nye avsetningsmuligheter og satt disse i sammenheng med utbyggings situasjonen på sokkelen.

De viktigste markedssegmentene som er analysert er:

- elektrisitetsproduksjon
- industriell anvendelse
- direktdistribusjon innen alminnelig energiforsyning

Verdien av gass er anslått med utgangspunkt i kostnader for konkurrerende produksjon. Fratrasket kostnadene for transport og produksjonsanlegg basert på gass, fås en betalingsvillighet for gass referert plattform på sokkelen.

De største potensialer er avdekket innenfor kraftmarkedet i Norge og Sverige, men også i Danmark, Vest-Tyskland og England kan det åpne seg muligheter for norsk gasskrafteksport. For markedene på kontinentet vil transportkostnadene være betydelige og gi en meget lav verdi for gassen.

Metanol og ammoniakk er de mest aktuelle produkter for industriell anvendelse av gass. På lengre sikt kan begge former være aktuelle såvel på land som på offshoreinstallasjoner.

Direktdistribusjon av gass i Skandinavia er et meget lønnsomt, men begrenset marked for gass fra norsk sokkel.

Arbeidet med alternativ gassanvendelse koordineres av Olje- og energidepartementet.

6.2 Divisjon for sikkerhetskontroll

Prosjekttittel	Utførende institusjon
M/S Endre Dyrøy – forskningsfartøy	Oceanor
Videreutvikling av boredatabank	Rogalandsforskning
Deltakelse i utmatningsprogrammet	SINTEF
Medlemskap – Welding Institute	Welding Institute
Medlemskap – Ciria Ueg	Ciria Ueg
Fleksible slanger, rør og rørledninger i hydrokarbonsystemer	Det norske Veritas og A.S Veritec
Støtte til nek vedr norsk deltakelse i internasjonalt standardiseringsarbeid vedr forskrifter for elektriske anlegg	Norsk elektrotekn komité
Akseptkriterier brannskiller	SINTEF
Evaluering av nytt utstyr, nye teknologier innen boring og andre brønnaktiviteter	Oljedirektoratet
Revisjon av retningslinjer for sikkerhetsmessige vurderinger av plattformkonsept	SINTEF
Tekniske og operasjonelle problemer ved dykking til større dyp	H V Hempleman
Revisjon, retn. linjer, stålkonstruksjon Veritec A.S	A.S Veritec
Belysning på produksjonsinnretninger	EFI
Studie av driftstiljengeligheit	A.S Veritec
Marine Growth Databank – Veritec	Det norske Veritas
Statis-pers skad forebygg inns	A/S Quasar Consultants
Retn linjer grunnes fund inst for geotekn	Noteby
Vurd akseptkriterier for boreutstyr	Norsk Hydro
Forskrift for innsamling og lagring av miljødata	Oljedirektoratet

6.3 Juridisk avdeling

Prosjekttittel	Utførende institusjon
Automatisk prøvetaking av råolje, fase 3	National Engineering Laboratory (NEL), Skottland
Tetthetsbestemmelse av naturgass ved operasjonsbetingelser, fase 2	Rogalandsforskning
Krav til inspeksjon av blendeplater	NEL

6.4 Administrasjonsavdelingen

Prosjekttittel	Utførende institusjon
Opprydding av havbunnen i Nordsjøen	Oljedirektoratet
Infoil II	Norsk senter for informatikk
Konsulentsbistand organisasjonsundersøkelse	IKO Management

Opprydding av havbunnen i Nordsjøen

Oljedirektoratets opprydding av havbunnen foregikk i 1985 på et 770 km² stort område på Vikingbanken i blokk 31/4 og deler av blokk 30/6. Området var valgt på grunnlag av anbefalinger fra fiskernes organisasjoner og fiskerimyndighetene som også gikk inn for at det i år ble brukt andre metoder enn tråling. Etter at området var kartlagt med sidesøkende sonar, ble de påviste heftene nærmere identifisert av fjernstyrte undervannsfarkoster. Dynamisk posisjonert fartøy og fjernstyrte undervannsfarkost ble deretter brukt til å heve de gjenstander som det ble antatt ville være til hinder for et effektivt fiske i området.

Utover ovennevnte område ble det på Egersunds-

banken i en siste fase av oppryddingsarbeidet tatt opp 21 stålrør til en samlet vekt på over 30 tonn. I samme område ligger fortsatt ca 200 liknende rør.

Firma Bergen Underwater Services A/S var engasjert til å stå for arbeidet som i år hadde en kostnadsramme på 4,5 mill kroner. I planleggingen av ryddeoperasjonen hadde Oljedirektoratet et nært samarbeid med Norges sjøkartverk som benytter de opplysningene som samles inn i sitt kartleggingsarbeid. Styringskomiteen for oppryddingsaksjonen som ellers består av representanter fra Fiskeridirektoratet, Norges Fiskarlag og Norsk Industriforening for oljeselskap har konkludert med at årets aksjon har vært vellykket og at det samme opplegg for gjennomføringen også skal benyttes neste år.

7 Internasjonalt samarbeid

7.1 Bistand til fremmede stater

I 1985 var Oljedirektoratets engasjement gjennom NORAD konsentrert hovedsakelig i Tanzania og Mozambique. I begge disse landene var Oljedirektoratet primært beskjeftiget med å gi assistanse i (1) generell databehandling, (2) lagring og behandling av seismiske databånd, (3) datatolkning, (4) veiledning av konsulentfirmaer (GECO og ECL) under tolkningsoppdrag, (5) planlegging og ledelse av gravimetrisk og/eller seismisk undersøkelse (betalt av NORAD) med henblikk på å klargjøre områder for konsesjonstildeling og (6) gi veiledning til NORAD-støttede rådgivere i de to landene. En utforskningsrådgiver fra NORAD gjennomgikk i 1985 et orienteringskurs i Oljedirektoratet. Vedkommende ble senere stasjonert i Tanzania.

En detaljert undersøkelse om «Bassengutviklingen på Afrikas østkyst og i det vestlige Indiske hav» er fullført av Oljedirektoratet i år. Denne rapporten danner grunnlaget for planlegging av framtidig NORAD-assistanse i utforskningssektoren i landene i dette området. Et tidligere ukjent basseng, Rovumabassenget i Tanzania ble oppdaget som en følge av denne undersøkelsen. NORAD-finansierte gravimetriundersøkelser i dette bassenget ble planlagt, utført og tolket av Oljedirektoratet. Seismiske undersøkelser skal snart utføres i Rovumabassenget, og Oljedirektoratet er nå ferdig med å planlegge datainnsamlingen. Oljedirektoratet vil også assistere ved gjennomføringen av undersøkelsene og tolke resultatene.

Resultater fra den samme regionale undersøkelsen medførte at man bestemte seg for å innsamle seismisk på grunt vann i et område i Mozambique. Disse undersøkelsene, i Beirabuktområdet som ble utført tidligere i år, førte til identifikasjon av et stort strukturelt prospekt – et av de største i Øst-Afrika.

Oljedirektoratet har også tolket en betydelig mengde seismiske data fra Tanzania-Ruvu/Selousbassengene som bidro til effektiv gjennomføring av et stort tolkningsprosjekt utført av GECO (finansiert av NORAD).

En gjennomgående evaluering av utforskningsavdelingen i Tanzanias nasjonale oljeselskap ble utført av Oljedirektoratet. Dette gjorde det mulig å lage et program for å forbedre arbeidseffektiviteten i selskapet. Dette programmet vil bli iverksatt med støtte fra NORAD i 1986.

Andre NORAD-prosjekter som Oljedirektoratet var engasjert i omfatter:

(a) INDIA

Innsamling av opplysninger for planlegging av NORAD-assistanse til Institute of Ocean Engineering and Technology som er opprettet av Indias nasjonale oljeselskap (ONGC).

(b) NEPAL

Innsamling av opplysninger for planlegging av NORAD-assistanse i petroleumssektoren til Den Kongelige nepalske regjeringen, herunder konkret bistand i forbindelse med pågående konsesjonsforhandlinger, oppbygging av funksjonell organisasjon, etablere oppfølgingsrutiner og gi råd til oppbygging av lover og forskrifter.

(c) SEYCHELLENE

Vurdering av regional geologi for å planlegge NORADs framtidige assistanse, samt lagring av 14 000 km seismikk.

(d) JAMAICA

Innsamling av opplysninger for å evaluere utforskningsstatus, samt planlegging og iverksetting av NORAD-støttede seismiske undersøkelser.

(e) ANGOLA

Innsamling av opplysninger for å evaluere mulighetene for NORAD-assistanse i petroleumssektoren.

(f) BOTSWANA

Assistanse til regjeringen for å utarbeide forslag til akseptabelt arbeidsprogram og fornuftige tilbakeløpingsregler i forbindelse med tildeling av konsesjoner.

(g) BANGLADESH

Dette prosjektet vil, til tross for at det er forsinket, være et vesentlig prosjekt for Oljedirektoratet i 1986. Oljedirektoratets personell vil fortsette å samle inn og evaluere geologiske data fra området som forberedelse til 1986-prosjektet.

Oljedirektoratet har også i 1985 vært hovedlagringsplass for geologisk data fra Tanzania og Mozambique. Oljedirektoratets geofysiske arkiv har vært benyttet av Tanzania til kopiering og mangfoldiggjøring av flere typer data, bl a seismiske databånd.

Oljedirektoratets tegnekontor og hustrykkeri har vært benyttet til å produsere et stort antall kart,

figurer og rapporter under bearbeidelsen av de enkelte NORAD-prosjekter.

Totalt har Oljedirektoratets saksbehandlere på de ulike NORAD-prosjektene utført arbeid som tilsvarer i overkant av 2,9 årsverk. I tillegg kommer kon-
torarbeid, datalagring, osv som utgjør ca 1,0 års-
verk.

7.2 EDTC – European Diving Technology Committee
EDTC har tilslutning fra 13 land i Europa, og hver 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.

7.3 AODC – Association of Diving Contractors
AODC Norge arrangerte i samarbeid med Oljedirektoratet en konferanse i Stavanger i slutten av året. Temaene på konferansen var i stor grad relatert til dykking til større dyp.

7.4 CIRIA/UEG

Oljedirektoratet ble i 1980 medlem av CIREA/UEG, UK. CIRIA er en forsknings- og informasjonsinstitusjon som utfører en lang rekke betydningsfulle forskningsprosjekter i forbindelse med oljevirkosomheten. Forskningsoppgavene har vært meget relevante for de ansvarområder og arbeidsoppgaver som er tillagt Divisjon 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.

7.5 Regelverksamarbeid med CCOP/ASCOPE/NECOR

Oljedirektoratet deltar i et program for utvikling av sikkerhetsforskrifter som går i regi av CCOP/AS-

COPE/NECOR. Det ble avholdt et arbeidsseminar i oktober med deltakerne fra Thailand, Malaysia, Indonesia, Filippinene og Kina.

Hensikten med seminaret var å gi en innføring i den norske filosofi vedrørende utvikling av forskrifter på sikkerhetssiden. Videre ble det lagt opp planer for videre arbeid for utvikling av forskrifter i de enkelte land som deltok.

Det er nå laget et arbeidsprogram som går over 5 år der de enkelte land skal utvikle lover og forskrifter innen de områder som har høyest prioritet. Oljedirektoratet vil delta i dette arbeidet med spesialister på det enkelte felt for å være behjelpelig med å få programmet i havn.

7.6 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 og løpende informasjon om det nyeste innen material- og sveiseteknikk.

7.7 Den internasjonale standardiserings- organisasjon 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 til 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. Dette forum hadde ansvaret for gjennomføring av et internasjonalt møte innen ISO's tekniske komité i Stavanger (TC30/SC2). I 1985 har Oljedirektoratet deltatt ved i alt 3 møter på dette området.

8 Statistikk og oversikter

8.1 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.

Referanse-betingelse (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:

Sm^3 = 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 Sm^3 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 fysikalske 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.
Nm³ = Normalkubikkmeter
Scf = Standard kubikkfot.

Temperatur- og trykkreferanse må oppgis for å gi enheten en entydig mening.

Omregning:

1 Sm^3 tilsvare ca 0.95 Nm³
1 Sm^3 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:

$$\text{API-Gravity at } 60^\circ\text{F} = \frac{141.5}{\text{Specific Gravity } 60/60^\circ\text{F}} - 131.5$$

- (c) Density at 15°C:
Absolutt densitet ved temperatur 15°C og trykk tilsvarende atmosfæretrykk på målested.

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 trykk-referanse for Specific Gravity. For overslagsberegninger 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.

8.2 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.

Innledning

I mange år har resultatene fra målinger utført på petroleum og petroleumsprodukter innenfor internasjonal handel blitt korrigert til atmosfærisk trykk og 60°F.

Den verdensomfattende tendens til utelukkende 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.

Orientering og gyldighet

Standarden fastsetter standard referansebetingelser for trykk og temperatur ved målinger utført både på flytende og gassformig petroleum og petroleumsprodukter.

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.

8.3 Lete- og avgrensingsboring på norsk kontinentalsokkel

Siden leteaktiviteten etter petroleum startet i 1966 i norsk sektor av Nordsjøen, er det pr 1.1.86 boret 497 letehull på norsk kontinentalsokkel. 359 av disse er undersøkelseshull og 138 er avgrensingshull. Av disse er 461 hull avsluttet pr samme dato.

Informasjoner fra disse borehullene er satt opp i tabeller for å belyse enkelte sider ved aktiviteten.

25 hull er suspendert**. 11 hull er under boring. Hullene er boret av 18 forskjellige operatørselskaper. 50 borehull ble påbegynt i 1985, 29 undersøkelseshull og 21 avgrensingshull. Disse ble boret av 10 operatørselskaper hvorav 3 var norske. De norske selskapene boret 35 hull (70 %). I 1985 ble dessuten arbeid gjennomført i 3 suspenderte borehull, og 2 av disse er avsluttet.

23 av hullene påbegynt i 1985 ble boret nord for 62°, 7 på Troms og 16 på Haltenbanken.

Det ble boret på i alt 28 blokker, 13 sør for 62°, 6 i Tromsområdet og 9 på Haltenbanken. 43 borehull er avsluttet og 11 er suspendert i løpet av året. Det er pr 1.1.86 boret 1 559 526 m i de borehull som inngår, derav 143 473 m i 1985.

Gjennomsnitt dybde for de 43 borehullene som ble avsluttet i 1985 var 3 208 m og gjennomsnitt vanddyb var 235 m.

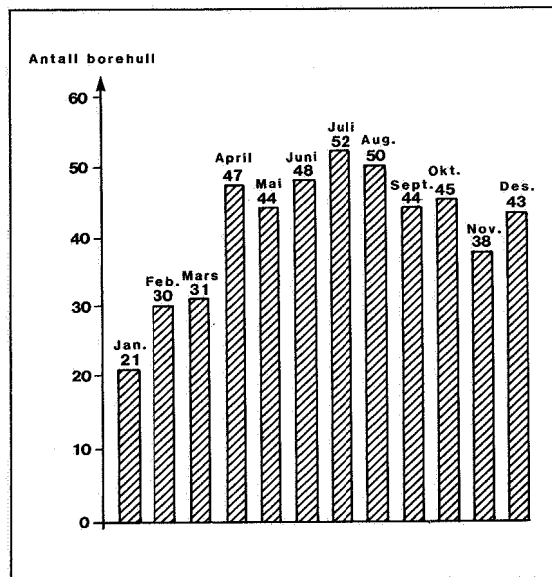
Til boring på norsk sokkel er det benyttet 61 forskjellige boreinnretninger, 5 under 2 forskjellige navn. Av disse er 44 av typen halvt nedsenkbare, 11 oppjekkbare, 4 boreskip og 2 faste installasjoner. I løpet av 1985 har 20 borefartøyer vært i aktivitet på norsk sokkel. 5 av disse kom inn på sokkelen i løpet av året. Disse er «Dyvi Stena», «Henry Goodrich», «Treasure Hunter», «Vinni» og «Polar Pioneer». Alle halvt nedsenkbare. Tre borefartøyer har forlatt sokkelen i 1985; «Treasure Seeker», «Glomary Moray Firth I» og «Le Pelerin». I tillegg er «West Vanguard» tatt ut etter havari under grunn gassutblåsning.

Det dypeste borehull på norsk sokkel er 30/4-1

*101.325 kPa = 1.013 25 bar = 1013.25 mbar = 1 atm.

**Noen grunner for suspensering er senere testing, mulig komplettering som produksjonsbrønn samt videre boring eller senere plugging.

FIG 8.3.a.
Sesongsvingninger i aktiviteten 1966–1985



med British Petroleum som operatør. Boringen ble påbegynt i november 1978 og avsluttet i mars 1979 på 5 430 m dyp.

Det største vanddyp det er boret på hittil er 391 m. Borehullet var 34/2-4 og ble boret med Amoco som operatør.

TAB 8.3.a
Borehull påbegynt

ÅR PÅBEGYNT	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	TOTAL
UNDERSØKELSESHULL	2	6	10	12	11	11	11	17	13	17	20	12	14	18	26	26	36	33	35	29	359
AVGRENSNINGSHULL			2	1	6	5	3	5	5	9	3	8	5	10	10	13	13	7	12	21	138
SUM LETEBORING	2	6	12	13	17	16	14	22	18	26	23	20	19	28	36	39	49	40	47	50	497
PRODUKSJONSHULL								1	18	24	7	34	50	36	27	16	22	23	33	47	338
TOTALT ANTALL HULL	2	6	12	13	17	16	14	23	36	50	30	54	69	64	63	55	71	63	80	97	835

TAB 8.3.b
Månedlig aktivitet på norsk sokkel 1985

		Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des		
Boret ved årsskiftet	1984/85													12 hull	
Påbegynt	1985	2	5	5	3	5	4	4	6	2	5	4	5	50 hull	
Re-entries	1985							1				1	1	3 hull	
Under arbeid	1985													65 hull	
Avsluttet	1985	3	6	3	2	4	4	3	5	5	3	3	2	43 hull	
Suspendert	1985	1				1	1	2	1			3	2	11 hull	
Forlatt	1985													54 hull	
Under boring														11 hull	
Borefartøydøgn: Utenlandske		62	59	37	30	31	30	35	56	30	53	40	30	493	12.2 %
Borefartøydøgn: Norske		248	213	287	328	365	235	352	351	304	268	274	319	3544	87.8 %
Borefartøydøgn: Totalt		310	272	324	358	396	265	387	407	334	321	314	319	4037	100 %

TAB 8.3.c

Borefartøydøgn på norsk sokkel 1985 fordelt på borefartøyer

Borefartøy	1. kvartal	2. kvartal	3. kvartal	4. kvartal	Totalt i året
Borgny Dolphin	33	46	74	78	231
Byford Dolphin	23	82	86	90	281
Deepsea Bergen	8	76	48	9	220
Dyvi Delta	90	90	92	89	361
Diva Stena	8	91	88	91	278
Glomar Modray Firth I	65				65
Henry Goodrich				30	30
Neddrill Trigon	42		65	55	162
Nortrym	86	88	76	56	306
Polar Pioneer				74	74
Ross Isle	84	78	90	86	338
Treasure Hunter				48	48
Treasure Saga	90	73	89	91	343
Treasure Scout	79	76	92	83	330
Treasure Seeker	89	79	82		250
Vildkat	2		12		14
Vinni				1	1
West Vanguard	67	77	90	3	237
West Venture	10	72	88	62	232
Zapata Ugland	51	91	56	38	236
	906	1019	1128	984	4037

TAB 8.3.d

Borefartøydøgn pr kvartal 1966-1985

År	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	1008
1969	211	224	268	114	817
1970	64	167	424	286	941
1971	179	180	286	198	843
1972	172	363	560	372	1467
1973	142	205	309	461	1117
1974	490	462	339	367	1658
1975	267	468	523	411	1669
1976	646	451	536	323	1956
1977	225	296	532	564	1617
1978	371	436	474	342	1623
1979	464	548	653	757	2422
1980	936	892	1022	1027	3877
1981	1030	933	1000	1068	4131
1982	1081	1192	1075	1028	4376
1983	1084	920	944	952	3900
1984	943	1044	1193	1053	4233
1985	906	1019	1128	984	4037
	9445	10225	11794	10827	42391

TAB 8.3.e

Borehull fordelt på operatørselskaper

STATOIL	110	borehull
NORSK HYDRO	67	«
PHILLIPS	52	«
ESSO	47	«
ELF	44	«
SHELL	39	«
SAGA	36	«
AMOCO	33	«
CONOCO	19	«
MOBIL	18	«
BP	17	«
GULF	6	«
MURPHY	4	«
SYRACUSE	1	«
UNION	1	«
AGIP	1	«
TEXACO	1	«
TOTAL	1	«
	497	borehull

TAB 8.3.f

Borehull påbegynt 1985

STATOIL	19	borehull
NORSK HYDRO	10	«
SAGA	6	«
SHELL	4	«
ELF	4	«
CONOCO	3	«
ESSO	1	«
BP	1	«
AMOCO	1	«
TOTAL	1	«
	50	borehull

TAB 8.3.g

Gjennomsnitt vanddyb og boredyp

År	Gjennomsnitt vanddyb (m)	Gjennomsnitt totaldyb (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
1985	235	3 208

TAB 8.3.h

Borefartøyer som har vært i aktivitet på norsk kontinentalsokkel

Borefartøy	Antall bore-hull	Antall re-entries	Type Borefartøy
Aladdin	1		Halvt nedsenkbar
Borgny Dolphin (før Fernstar)	23	6	"
Borgsten Dolphin (før Haakon Magnus)	6		"
Byford Dolphin (før Deepsea Driller)	14		"
Chris Chenery	2		"
Deepsea Bergen	12	1	Halvt nedsenkbar
Deepsea Driller (nå Byford Dolphin)	8		"
Deepsea Saga	17	3	"
Drillmaster	6	1	"
Drillship	1		Boreskip
Dyvi Alpha	17	2	Halvt nedsenkbar
Dyvi Beta	7	1	Oppjekkbart
Dyvi Gamma	1		"
Dyvi Delta	11	1	Halvt nedsenkbar
Dyvi Stena	2		"
Endeavour	2		Oppjekkbart
Fernstar (nå Borgny Dolphin)	3		Halvt nedsenkbar
Haakon Magnus (nå Borgsten Dolphin)	2		"
Gulftide	3		Oppjekkbart
Glomar Biscay II (før Norskald)	12	1	Halvt nedsenkbar
Glomar Grand Isle	11	3	Boreskip
Glomar Moray Firth I	2		Oppjekkbart
Henry Goodrich	1		"
Maersk Explorer	7		"
Neddrill Trigon	3		"
Neptune 7 (før Pentagone 81)	12		Halvt nedsenkbar
Nordraug	10		"
Norjarl	3		"
Norskald (nå Glomar Biscay II)	26		"
Nortrym	25		"
Ocean Tide	5		Oppjekkbart
Ocean Traveler	9		Halvt nedsenkbar
Ocean Victory	1		"
Ocean Viking	29	1	"
Ocean Voyager	2		"
Odin Drill	3		"
Orion	7		Oppjekkbart
Pelerin	1		Boreskip
Pentagone 81 (nå Neptune 7)	1		Halvt nedsenkbar
Pentagone 84	3	1	"
Polar Pioneer	1		"
Polyglomar Driller	11		"
Ross Isle	10	2	"
Ross Rig	28		"
Saipem II	1		Boreskip
Sedco H	2		Halvt nedsenkbar
Sedco 135 F	2		"
Sedco 135 G	1		"
Sedco 703	3	1	"
Sedco 704	3		"
Sedco 707	6		"
Sedneth I	3		"
Transworld Rig 61	2		Halvt nedsenkbar
Treasure Hunter		1	"
Treasure Saga	16	1	"
Treasure Scout	14		"
Treasure Seeker	27	4	"
Vildkat	4		"
Vinni	1		"
Waage Drill I	2		"

Borefartøy	Antall bore-hull	Antall re-entries	Type Borefartøy
West Vanguard	14		"
West Venture	10	1	"
Zapata Explorer	13		Oppjekkbart
Zapata Nordic	5		"
Zapata Ugland	5		Halvt nedsenkbar
	497	32	

5 nye borefartøyer er satt inn i aktiviteten i 1985:

Dyvi Stena	Halvt nedsenkbar
Henry Goodrich	"
Polar Pioneer	"
Treasure Hunter	"
Vinni	"

Tab 8.4.a
Produksjonsboring

Felt	Totalt boret	Påbegynt 1985	Produserer	Injeksjon/ (observ.)	Borer	Suspend./ plugget/ kompl.
ALBUSKJELL A	10		7			3
ALBUSKJELL F	13		7			6
COD	9	1	6		3	
EDDA	10		7			3
EKOFOSK A	15		14			1
EKOFISK B	22		17	1 (1)***	1	2
EKOFISK C	12		7	4 *		1
EKOFISK K	6	4			1	5
ELDFISK A	26	1	16			10
ELDFISK B	15		13		1	1
FRIGG (UK)	24		22			2
FRIGG	24		22	(2)***		
GULLFAKS A	3	3			1	2
HEIMDAL	11	11			1	10
N.Ø.FRIGG	7		6			1
ODIN	11		11			
OSEBERG	1	1			1	
STATFJORD A	37	5	20	14	1	2
STATFJORD B	25	7	16	8	1	
STATFJORD C	11	9	7	2	1	1
TOR	14		10			4
VALHALL	20	5	18		1	1
V. EKOFISK	12		9		1	2
	338	47	235	29 ** (3)***	11	60

* Brønnene er prod./inj. brønner, avhengig av gass salg.

** 4 brønner er prod./inj. brønner, avhengig av gass salg.

*** Brønnene er observasjons-/produksjonshull

235 hull	produserer (145 olje, 29 kondensat og 61 gass)
13 hull	er nedstengt/plugget
29 hull	er injeksjonsbrønner
3 hull	er observasjons-/produksjonshull
11 hull	borer ((2/4-K-12, 33/9-A-26, 33/9-C-14, 33/12-B-35, 34/10-A-3H, 25/4-A-9, 2/8-A-17 (W.O.), 30/9-B-21, 2/4-B-22 (W.O.), 2/4-D-9 (W.O.) OG 2/7-B-7 (W.O.))
1 hull	er nedstengt (10/1-A-12) og boret dypere med engelsk till.nr. og ny betegnelse (10/1-A-25).
6 hull	er susp. på tid(2/4-K-4, 2/4-K-13, 2/4-K-22 OG 34/10-A-1 H, 25/4-A-4 OG 25/4-A-6)
10 hull	er susp. etter at 20" var satt (25/4-A-1, 25/4-A-2, 25/4-A-7, 34/10-A-2 H, 25/4-A-3, 25/4-A-5, 25/4-A-8, 25/4-A-10, 25/4-A-11 og 33/9-C-14)
1 hull	er suspendert etter at 30" var satt (2/4-K-2)
1 hull	er susp. med fisk i 30" åpent hull (2/4-K-3)
1 hull	er suspendert etter 20" (blowout) (34/10-A-2H)
27 hull	har aldri produsert
338 hull	

8.4 Produksjonsboring på norsk kontinentalsokkel

Siden boring av produksjonsbrønner startet i 1973 i norsk sektor av Nordsjøen, er i alt 338 borehull blitt påbegynt.

Informasjoner fra disse borehullene er satt opp i tab 8.4.a.

235 av disse er produksjonshull (olje, gass og kondensat), 29 er vann- eller gassinjeksjonshull, 3 er produksjons/observasjonshull og 6 er under boring. De resterende 60 hullene er enten midlertidig ute av drift, suspendert for senere komplettering eller av andre grunner, og 27 er tørre.

Det produseres i dag fra 12 forskjellige felt, med 19 produksjonsplattformer og en havbunnskomplet-

tering (NØ-Frigg). Dessuten er boring i gang på Heimdal A-plattformen, på Gullfaks A-feltet og Oseberg B-feltet, hvor boring utføres med henholdsvis «Deepsea Bergen» og «Vildkatt», begge halvt nedsenkbare borefartøyer. På Ekofisk-feltet borer den oppjekkable boreplattformen «Dyvi Beta» injeksjonsbrønner for vanninjeksjonsprosjektet (Ekofisk 2/4K).

Produksjonen fra Statfjord C plattformen startet 26.6.85. I 1985 er det påbegynt 47 produksjonshull. 20 produsenter, 4 injeksjonshull, 6 som er suspendert for senere komplettering, 11 som er suspendert for videre boring og 6 som er under boring (tab 8.4.b).

TAB 8.4.b
Produksjonshull påbegynt 1985

Till. nr.	Borehull nr.	Posisjon Nord Øst	Påbegynt	Avsluttet	Operatør	Felt	Anmerkninger
P 251	33/12-B-13	61°12'34.88" 01°49'50.29"	24.09.85	10.11.85	Mobil	Statfj. B	
P 294	33/9-C-21	61°17'47.70" 01°54'09.17"	09.01.85 15.04.85		16.01.85 13.05.85	Mobil	Statfj. C
P 295	2/8-A-15	56°16'41.40" 03°23'43.19"	09.01.85 15.02.85	07.02.85 18.02.85	Amoco	Valhall	
P 296	33/12-B-4		07.01.85	03.03.85	Mobil	Statfj. B	Vann injektor
P 297	33/9-C-33		04.01.85 16.01.85	09.01.85 18.02.85	Mobil	Statfj. C	
P 298	2/7-B-3	56°25'09.18" 03°13'06.14"	18.04.85	13.09.85	Phillips	Eldfisk B	
P 299	33/9-A-28	61°15'20.46" 01°51'13.95"	16.03.85	20.04.85	Mobil	Statfj. A	
P 300	2/8-A-16		07.02.85 18.02.85 02.03.85	15.02.85 25.02.85 13.03.85	Amoco	Valhall	
P 301	3/12-B-31		09.03.85	04.04.85	Mobil	Statfj. B	
P 302	2/8-A-17		16.03.85 12.05.85	01.05.85 19.05.85	Amoco	Valhall	
P 303	33/12-B-1		04.04.85	01.06.85	Mobil	Statfj. B	Vann injektor
P 304	2/8-A-18		02.05.85 27.05.85	12.05.85 02.07.85	Amoco	Valhall	
P 305	33/9-A-17		13.05.85	19.07.85	Mobil	Statfj. A	
P 306	25/4-A-6	59°34'27.24" 02°13'45.58"	02.06.85 04.07.85	06.06.85 23.08.85	Elf	Heimdal	Susp. på td (Prod/observ.)
P 307	25/4-A-1	06.06.85	09.06.85	Elf	Heimdal	Har satt 20"	
P 308	25/4-A-2		09.06.85	28.06.85	Elf	Heimdal	Har satt 20"
P 309	25/4-A-3		28.06.85	01.07.85	Elf	Heimdal	Har satt 20"
P 310	25/4-A-4		01.07.85 23.08.85	04.07.84 07.11.85	Elf	Heimdal (Inj./observ.)	Susp. på td
P 311	33/9-C-13		14.05.85	19.06.85	Mobil	Statfj. C	Gass injektor
P 312	33/12-B-39		01.06.85	24.07.85	Mobil	Statfj. B	
P 313	2/8-A-19		10.07.85 25.07.85 03.09.85	16.07.85 06.08.85 04.10.85	Amoco	Valhall	
P 314	33/9-C-42		19.06.85	07.08.85	Mobil	Statfj. C	
P 315	2/4-K-22	56°33'56.62" 03°12'23.00"	01.07.85	14.10.85	Phillips	Ekofisk K	Susp. på td. (Vanninjektor)
P 316	33/12-B-5		25.07.85	01.09.85	Mobil	Statfj. B	
P 317	33/9-A-36		21.07.85	11.09.85	Mobil	Statfj. A	Vann injektor
P 318	7/11-A-6	57°04'10.80" 02°26'05.04"	07.07.75	12.08.85	Phillips	Cod	Dette var 7/11-7
P 319	33/9-C-12		08.08.85	22.09.85	Mobil	Statfj. C	
P 320	34/10-A-1 H	61°11'04.73" 02°13'15.51"	19.08.85	17.10.85	Statoil	Gullfaks A	Susp. på td (Havbunnskompl.)
P 321	33/9-A-15		11.09.85	12.10.85	Mobil	Statfj. A	
P 322	33/9-C-28		22.09.85	17.10.85	Mobil	Statfj. C	
P 323	2/4-K-2		15.10.85	02.11.85	Phillips	Ekofisk K	Susp etter 30"
P 324	30/9-B-21	60°29'36.03" 02°49'42.58"	22.09.85		N. Hydro	Oseberg	
P 325	25/4-A-8		25.11.85	27.11.85	Elf	Heimdal	Har satt 20"
P 326	25/4-A-9		07.11.85 09.12.85	13.11.85	Elf	Heimdal	
P 327	25/4-A-5		13.11.85	17.11.85	Elf	Heimdal	Har satt 20"
P 328	25/4-A-7		17.11.85	21.11.85	Elf	Heimdal	Har satt 20"
P 329	25/4-A-10		21.11.85	23.11.85	Elf	Heimdal	Har satt 20"
P 330	25/4-A-11		24.11.85	25.11.85	Elf	Heimdal	Har satt 20"
P 331	33/9-A-26		15.10.85 14.12.85	29.11.85	Mobil	Statfj. A	
P 332	33/9-C-7		18.10.85	24.11.85	Mobil	Statfj. C	
P 333	34/10-A-2 H	61°10'48.04" 02°13'07.05	28.10.85		Statoil	Gullfaks A	
P 334	33/12-B-35		01.12.85		Mobil	Statfj. B	
P 335	2/4-K-3		02.11.85	23.11.85	Phillips	Ekofisk K	Suspendert
P 336	2/4-K-12		23.11.85		Phillips	Ekofisk K	
P 337	33/9-C-35		24.11.85	29.11.85	Mobil	Statfj. C	Har satt 20"
P 338	33/9-C-14		29.11.85		Mobil	Statfj. C	
P 339	34/10-A-3H		29.11.85		Statoil	Gullfaks A	

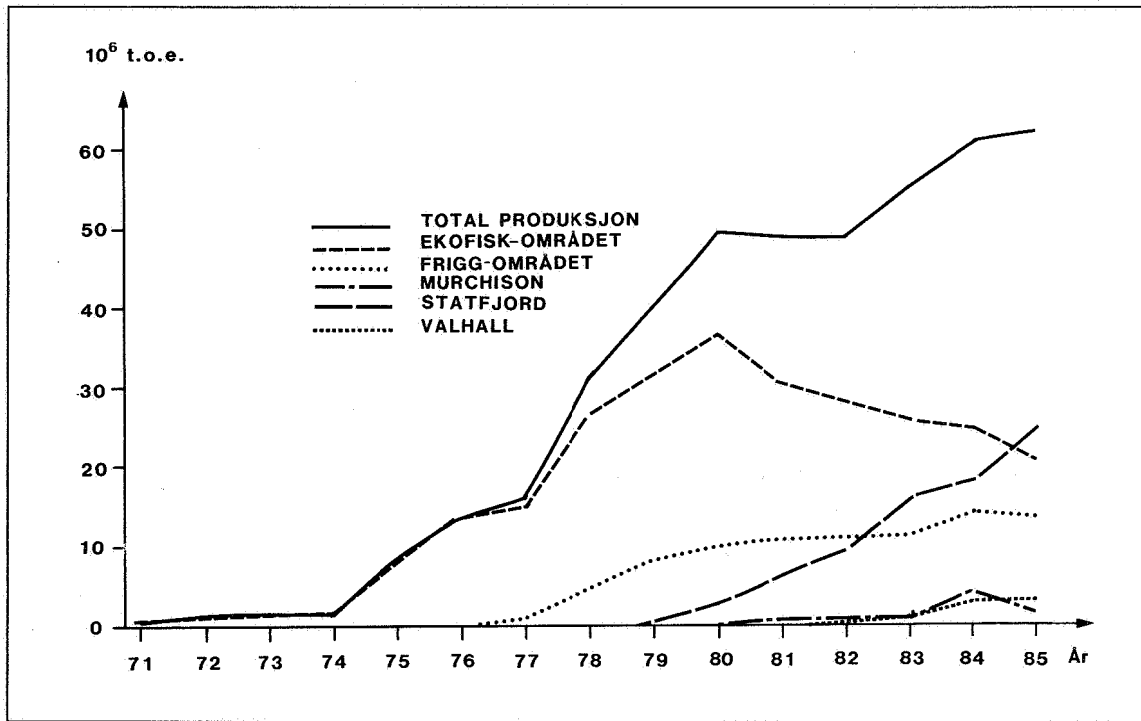
8.5 Produksjon av olje og gass 1985

Produksjonen av olje og gass på norsk sokkel var i 1985 63,9 x 10⁶t.o.e. Produksjonen i 1984 var 61,4 x

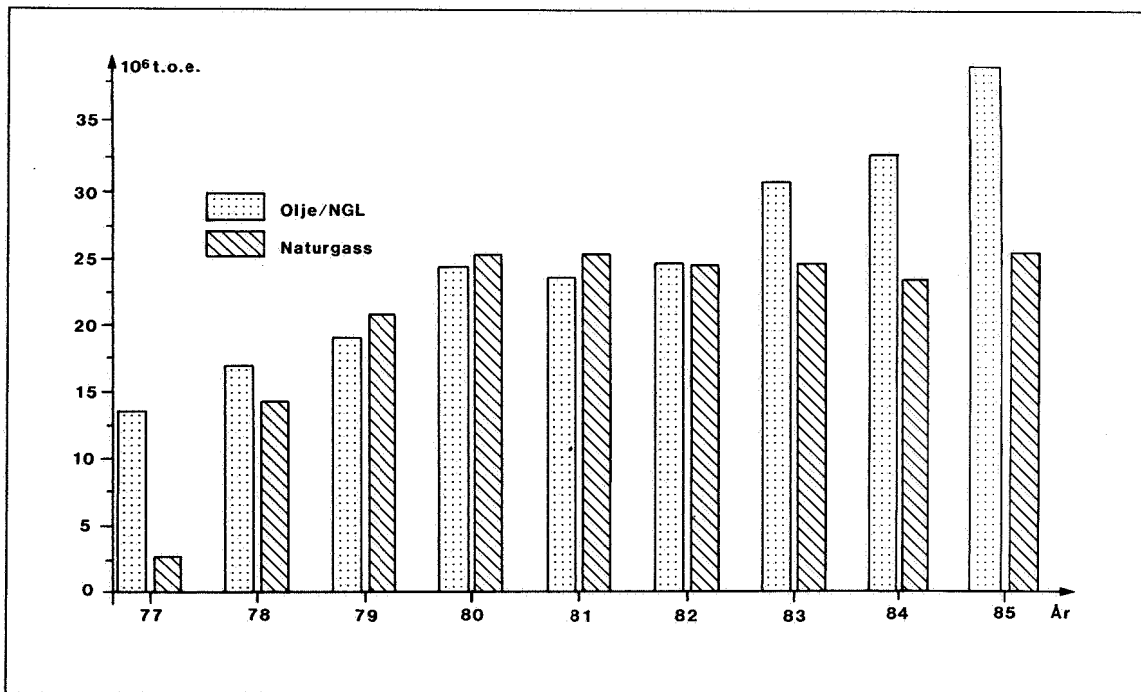
10⁶t.o.e. I tab 8.5.a – 8.5.f og fig 8.5.a og 8.5.b er produksjonen på norsk sokkel nærmere framstilt.

FIG 8.5.a

Olje- og gassproduksjonen på norsk sokkel pr. felt og totalt 1971–85

**FIG 8.5.b**

Produksjon på norsk kontinentalsokkel fordelt på olje/NGL og naturgass 1977–85



TAB 8.5.a
Produksjon i millioner tonn oljeekvivalenter

1985	Olje	Gass	Sum
Ekofisk-området	10,410	10,847	21,257
Statfjord	24,069	0,454	24,523
Frigg-området	0	13,667	13,667
Valhall	2,480	0,468	2,948
Murchison	1,486	0,055	1,542
Sum 1985	38,445	25,491	63,936
Sum 1984	35,093	26,292	61,386

Tallene i tabell 8.5.a viser norsk andel av Statfjord, Frigg og Murchison. I tallene for olje er NGL inkludert for Ekofisk-området, Murchison, Valhall og Statfjord.

Tallene for gass i tab. 8.5.a angir solgte mengder for alle felt. I tallene for gass Frigg-området er kondensat inkludert.

TAB 8.5.b
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Ekofisk-området (eksklusiv Valhall)

1985	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 Tonn	Gass solgt Emden Mill Sm ³
Jan	1 253	1 264	6	2	61	1 083	83 768	1 165
Feb	1 098	1 084	0	1	53	922	86 593	1 020
Mar	1 207	1 176	1	2	59	1 021	101 178	1 100
Apr	1 163	1 124	62	2	60	996	93 235	995
Mai	1 172	1 131	59	5	61	994	92 808	1 008
Jun	1 069	1 026	60	2	55	906	83 464	900
Jul	1 168	1 118	141	1	60	982	94 932	913
Aug	1 115	1 076	168	1	57	941	93 651	850
Sep	1 090	1 045	267	1	61	913	93 667	714
Okt	1 126	1 082	311	1	65	948	94 949	703
Nov	1 064	1 033	260	1	62	897	92 660	704
Des	1 088	1 053	216	1	61	913	88 846	774
Årssum	13 612	13 210	1 551	19	716	11 519	1 099 752	10 847

TAB 8.5.c
Månedlig gass- og kondensatproduksjon fra Frigg-området

1985	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	1 607	2 709	0	0	2	1 531	8 187	0.8266
Feb	1 429	2 386	0	0	2	1 355	8 472	0.8262
Mar	1 559	2 693	0	0	2	1 469	13 190	0.5620
Apr	1 481	2 544	0	0	2	1 375	8 332	0.8249
Mai	1 279	2 580	0	0	2	1 182	7 642	0.8244
Jun	877	2 014	0	1	2	786	5 244	0.8237
Jul	668	865	0	0	2	709	3 337	0.8256
Aug	781	1 691	0	0	2	707	2 578	0.8276
Sep	843	1 946	0	0	1	774	4 376	0.8257
Okt	1 015	2 395	0	0	1	915	6 447	0.8242
Nov	1 423	2 604	0	0	2	1 348	5 530	0.8250
Des	1 512	2 550	0	0	2	1 453	6 642	0.8231
Årssum	14 475	26 977	0	1	23	13 604	79 976	

Tallene er norsk andel av Frigg 60,82 %, NØ-Frigg og Odin 100 %.

TAB 8.5.d

Månedlig olje- og gassproduksjon fra Murchison

1985	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 Sullom Voe 1 000 Sm ³	Gass solgt St Fergus Mill Sm ³	NGL Sullom Voe /St Fergus 1 000 tonn
Jan	267	9	0	2	1	236	5	6
Feb	241	8	0	1	1	214	5	6
Mar	205	7	0	2	1	183	4	5
Apr	188	8	0	1	1	159	5	6
Mai	131	9	0	3	1	119	4	5
Jun	117	8	0	1	1	106	5	5
Jul	128	8	0	1	1	113	4	5
Aug	133	8	0	1	1	119	5	5
Sept	120	8	0	1	1	108	5	5
Okt	132	8	0	1	1	118	5	5
Nov	123	8	0	1	1	110	4	5
Des	128	8	0	1	1	113	4	5
Årssum	1 913	99	0	17	16	1 696	55	63

Tallene er norsk andel av Murchison

TAB 8.5.e

Månedlig olje- og gassproduksjon fra Statfjord

1985	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	Gass solgt Emden Mill Sm ³
Jan	1 923	368	330	15	0	0
Feb	1 783	353	314	17	0	0
Mar	2 146	420	355	12	0	0
Apr	2 124	419	372	11	0	0
Mai	2 187	425	383	9	0	0
Jun	1 761	349	296	17	0	0
Jul	2 624	513	415	56	0	0
Aug	2 601	492	442	22	0	0
Sep	2 701	532	473	27	0	0
Okt	2 976	601	365	18	0	90
Nov	2 967	592	383	18	0	97
Des	2 970	589	211	13	0	268
Årssum	28 762	5 653	4 338	235	0	454

Tallene er norsk andel av Statfjord: 84,09322 %

TAB 8.5.f

Månedlige olje- og gassproduksjon allokert til Valhall

1985	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	294	63	0	4	8	276	11	49
Feb	262	53	0	2	8	239	11	42
Mar	311	61	0	1	8	284	16	51
Apr	301	59	0	1	8	275	15	49
Mai	317	52	0	2	9	288	16	50
Jun	304	59	0	1	8	276	14	47
Jul	287	55	0	1	9	259	16	43
Aug	199	37	0	2	8	179	10	26
Sep	178	34	0	2	8	162	9	23
Okt	186	36	0	1	8	169	9	25
Nov	203	38	0	1	8	185	11	28
Des	204	38	0	1	7	183	11	29
Årssum	3 052	591	0	24	102	2 781	155	468

8.6 Publikasjoner utgitt av Oljedirektoratet i 1985

Forskrifter

- Forskriftsamlingen «Kontinentalsokkelen». En ajourført samling med de forskrifter og retningslinjer som er fastsatt av Oljedirektoratet. Ajour pr 1.1.85.
- Forskrifter for bærende konstruksjoner til bruk for utvinning eller utnyttelse av petroleumforekomster. Fastsatt av Oljedirektoratet 29.10.84. Utgitt 1985.
- Forskrifter til lov om petroleumsvirksomhet. Fastsatt ved kgl res 14.6.85. Utgitt 1985.
- Forskrift om sikkerhet mv til lov om petroleumsvirksomhet. Fastsatt ved kgl res av 28.6.85. Utgitt 1985.
- Forskrifter om arbeidervern og arbeidsmiljø mv i forbindelse med undersøkelse etter og utnyttelse av undersjøiske petroleumforekomster. Fastsatt ved kgl res av 13.9.85. Utgitt 1985.
- Forskrift om rettighetshavers internkontroll i petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel med kommentarer. Fastsatt ved kgl res den 28.6.85. Utgitt 1985.
- Forskrift om oppkreving av gebyrer til statskassen for tilsyn med petroleumsvirksomheten. Fastsatt av Kommunal- og arbeidsdepartementet 29.6.84 med endring av 10.12.85. Utgitt 1986.
- Forslag til retningslinjer for minimumskrav til yteevne for pusteapparater til bruk under vann og standard prosedyrer for ubemannet testing av slike pusteapparater. Fastsatt av Oljedirektoratet 1984. Utgitt 1984.
- Lov om petroleumsvirksomhet 1985. Lov nr 11 av 22.3.85 om petroleumsvirksomhet. Utgitt 1985.
- Midlertidig forskrift for elektriske anlegg på innretninger som anvendes til undersøkelse og leteboring i petroleumsvirksomheten. Fastsatt av Oljedirektoratet den 26.6.85. Utgitt 1985.

- Ordningen av tilsynet med sikkerhet mv i petroleumsvirksomheten på den norske kontinentalsokkel. Fastsatt ved kgl res av 28.6.85. Utgitt 1985.
- Forskrift for petroleumregisteret. Fastsatt av Olje- og energidepartementet 12.6.85. Utgitt 1985.

Forskningsrapporter

- Rapport 9
Current Data 1980-1983. Wave 1981-1983. Utgitt 1985.
- Naturlig radioaktivitet i forbindelse med oljevirkosomheten i Nordsjøen.
- Kjemikalier i petroleumsvirksomheten - Førstehjelpshåndbok.
- Flexible hoses, pipes and pipelines carrying hydrocarbons.

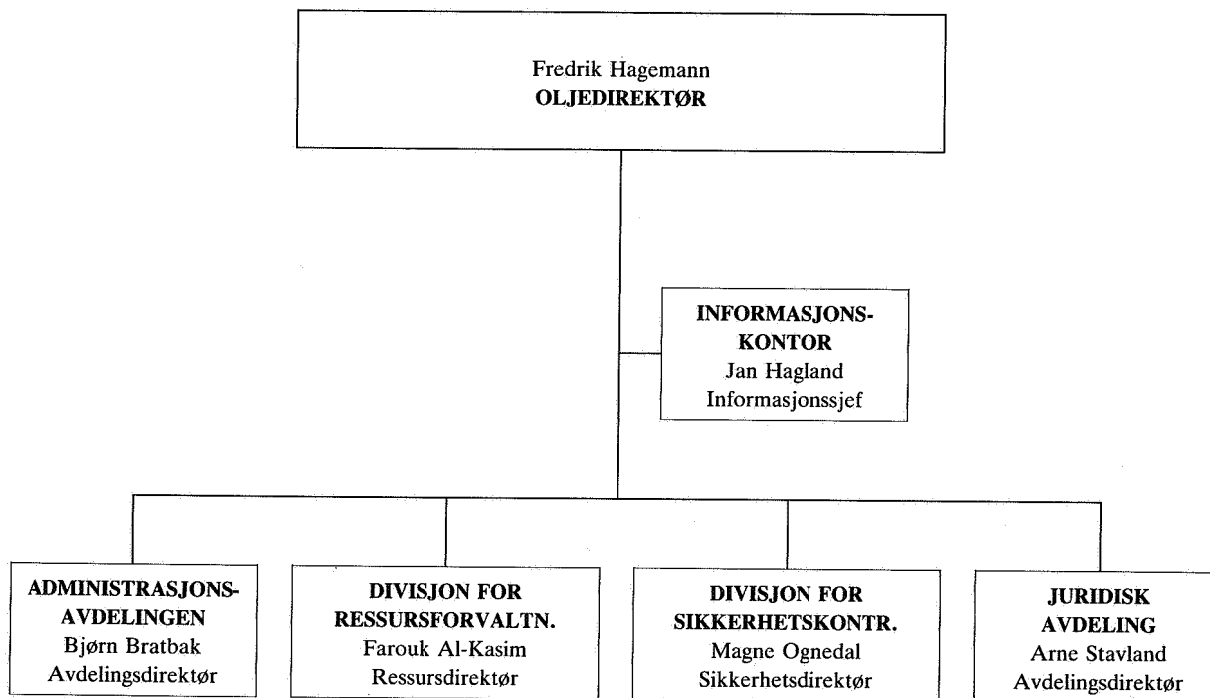
Geologiske publikasjoner

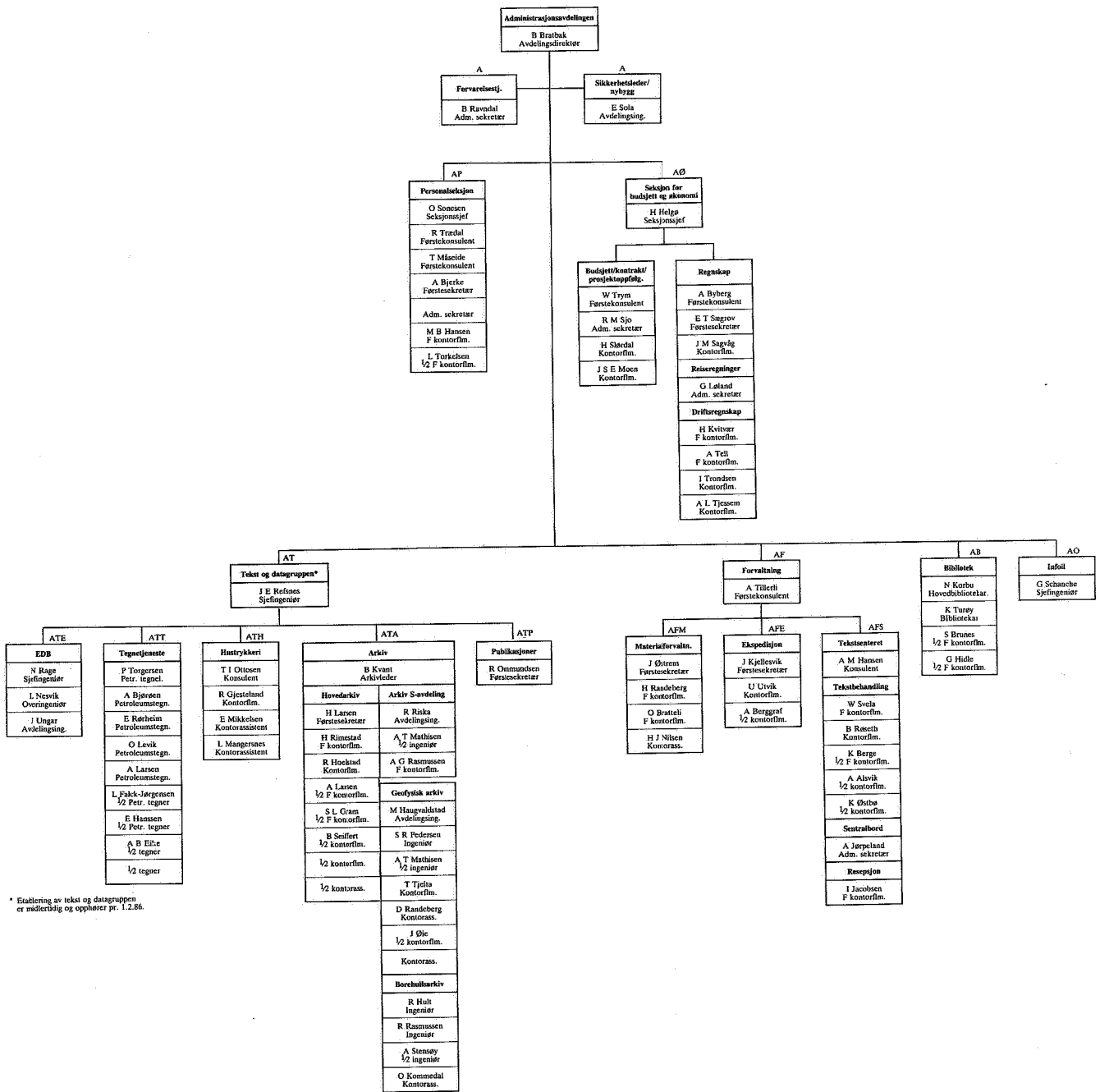
- Well Data Summary Sheets, Vol 9. Borehull fullført 1979.
- Well Data Summary Sheets, Vol 10. Borehull fullført 1979.

Andre publikasjoner

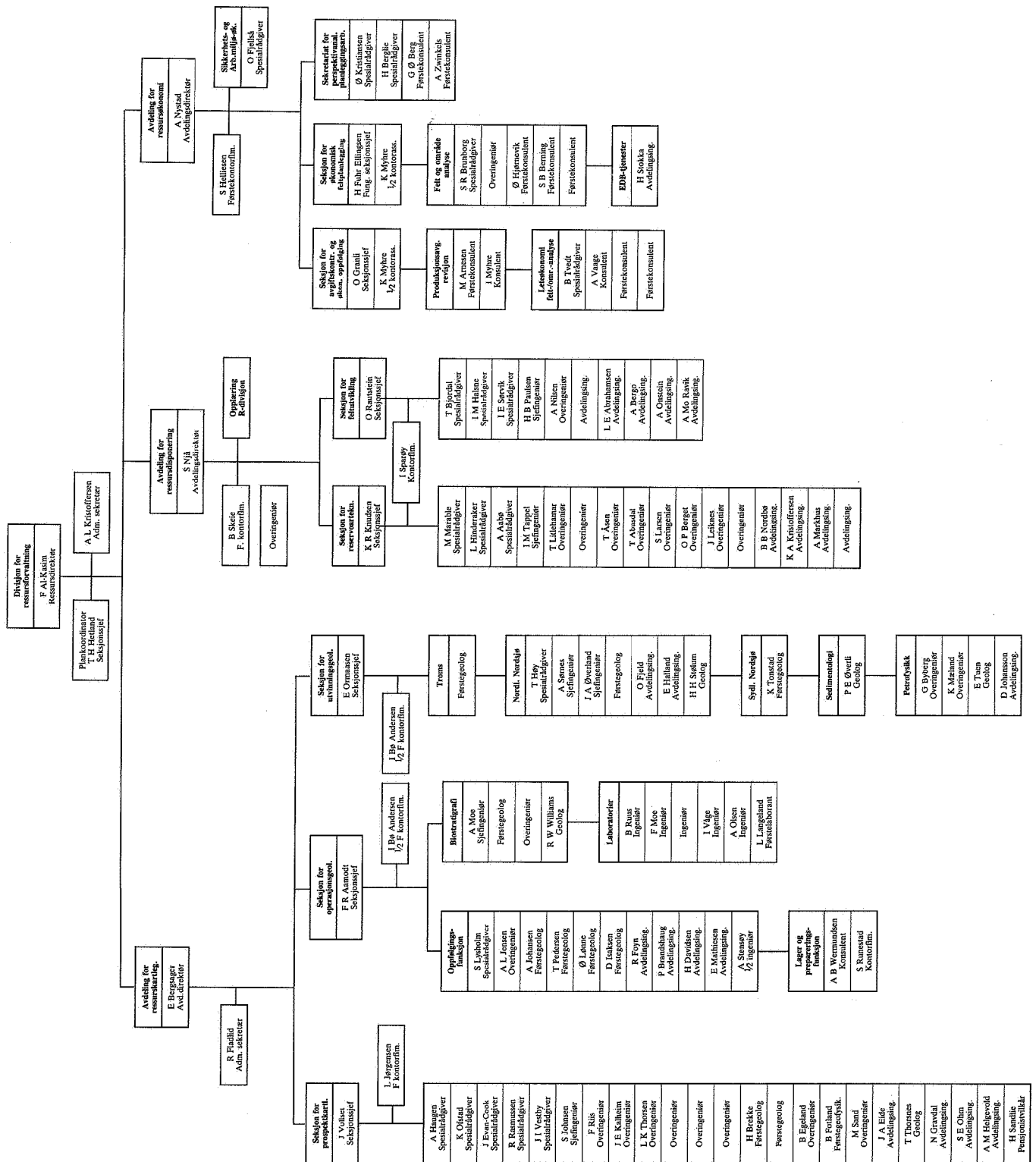
- Oljedirektoratets årsberetning 1984
- NPD Annual report 1984
- Perspektivanalysen 1984
- Petroleum outlook 1984
- Kart over den norske kontinentalsokkel
- Kart over Western Barents Sea
- Liste over publikasjoner utgitt av Oljedirektoratet
- Verne- og miljøarbeid fra handlingsprogram til praksis
- NPD - Contribution 22
Tectonic Development of the Western Margin of the Barents Sea and Adjacent Areas.
- NPD - Contribution 23
Character of the North Sea

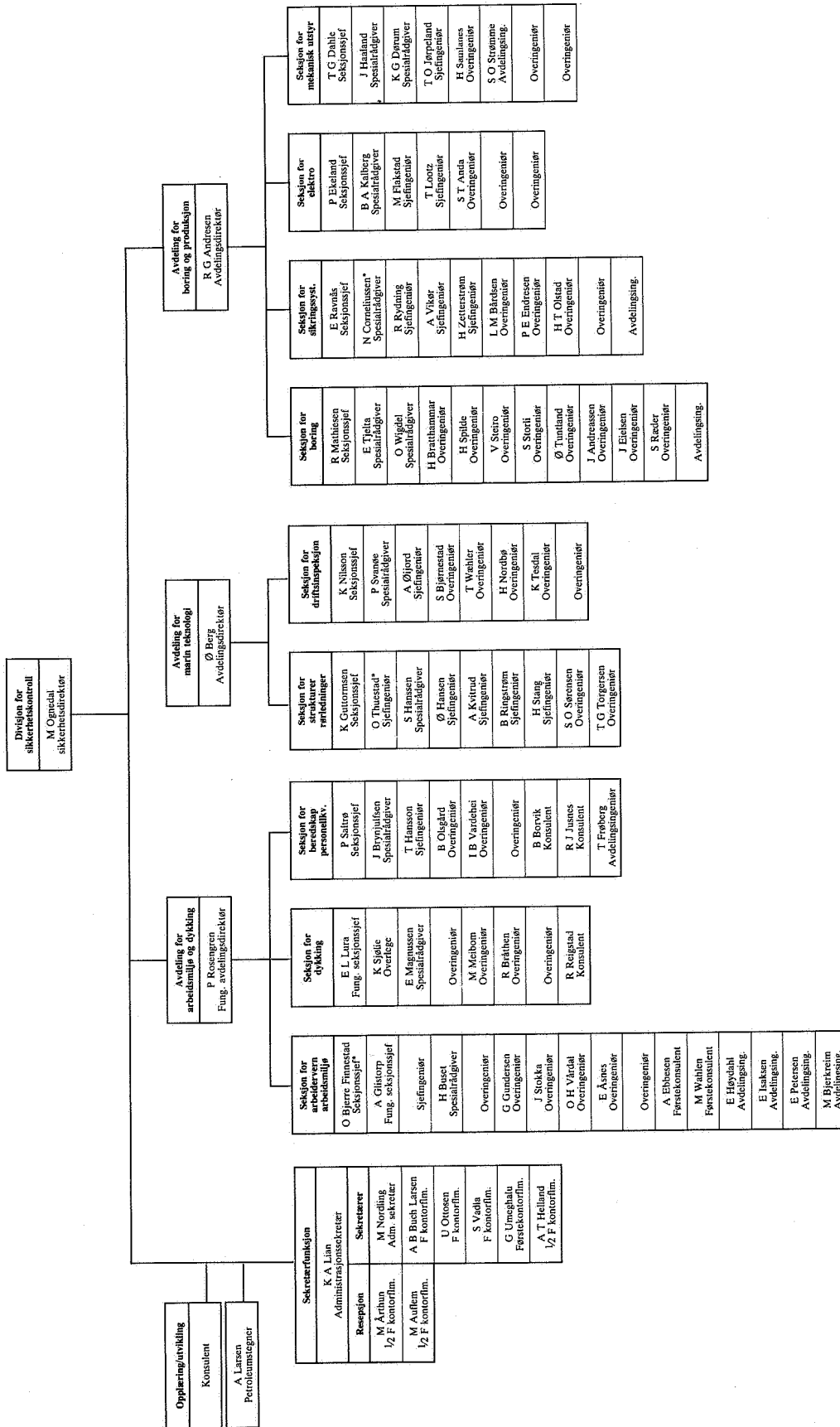
8.7 Organisasjonstablå





* Etablering av tekst og datagrupper er midlertidig og opphører pr. 1.2.86.





* Midlertidig tatt ut av sin stilling for å arbeide i en prosjektgruppe som har i tillegg til funksjon i forbindelse med utvikling av kontrollordningen under den nye petroleumsløven.

