

Oljedirektoratet

ÅRSBERETNING 1983

86/327

86 B0324
Eks. 4



Oljedirektoratet

ÅRSBERETNING 1983

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

Innhold

	Styrets beretning	6		2.3.1 Valhall	38
1	DIREKTORATETS OPPGAVER, STYRE OG ADMINISTRASJON ..	8		- Rettighetshavere	38
1.1	Instruks for Oljedirektoratet	8		- Produksjonsanlegg	38
1.2	Oljedirektoratets målsetting	8		- Utnyttelse av forekomstene	38
1.3	Styret og administrasjonen	9		- Gassbrenning	39
1.3.1	Styret	9		- Kostnader	39
1.3.2	Organisasjon	9		- Sikkerhet og arbeidsmiljø	39
1.3.3	Personell	9	2.3.2	Ekofisk-området	41
1.3.4	Opplæring	11		- Rettighetshavere	41
1.3.5	Budsjett/økonomi	11		- Transport	42
1.3.6	Informasjon	12		- Vanninjeksjonsprosjektet	42
1.3.7	Avdelingskontor Harstad	12		- Brenning av gass i Ekofisk-området ..	44
1.3.8	Biblioteket	12		- Målesystem	44
1.3.9	INFOIL-sekretariatet	13		- Kostnader	44
1.3.10	Rasjonalisering/effektivisering	13		- Sikkerhet og arbeidsmiljø	44
1.3.11	Lokaler	16	2.3.3	Ula	45
2	VIRKSOMHETEN PÅ NORSK KONTINENTALSOKKEL	17		- Rettighetshavere	45
2.1	Undersøkelles- og utvinningstillatelser	17		- Utbygging	45
2.1.1	Nye utvinningstillatelser	17		- Utnyttelse av forekomstene	45
2.1.2	Undersøkelsestillatelser	17		- Transport	47
2.1.3	Andelsoverdragelser	18		- Målesystem	47
2.1.4	Tilbakeleveringer	18	2.3.4	Heimdal	47
2.2	Kartlegging og leteboring	19		- Rettighetshavere	47
2.2.1	Geofysiske og geologiske undersøkelser	19		- Utbygging	47
2.2.1.1	Plan for geofysiske undersøkelser	19		- Transport	47
2.2.1.2	Oljedirektoratets geofysiske undersøkelser 1983	19		- Målesystem	47
2.2.1.3	Geofysiske undersøkelser i selskapenes regi	20	2.3.5	Frigg-området	47
2.2.1.4	Kostnader ved seismiske undersøkelser	23	2.3.5.1	Frigg	47
2.2.1.5	Salg av seismiske data	23		- Rettighetshavere	47
2.2.1.6	Frigiving av data og materiale fra sokkelen	23		- Produksjonsanlegg	48
2.2.1.7	Vitenskapelige undersøkelser	23		- Transport	48
2.2.2	Lete- og avgrensningsboring	25		- Utnyttelse av forekomstene	48
2.2.2.1	Fordeling på prospekttyper	28		- Målesystem	49
2.2.2.2	Svalbard	28		- Kostnader	44
2.2.2.3	Erfaringer fra årets boresesong	30		- Sikkerhet og arbeidsmiljø	49
2.2.2.4	Kostnader for leteboring	30	2.3.5.2	NØ-Frigg	49
2.2.3	Funn og felt under vurdering	30		- Rettighetshavere	49
2.2.3.1	Funn i 1983	30		- Produksjonsanlegg	49
2.2.3.2	Boring av nye strukturer	31		- Målesystem	50
2.2.3.3	Felt under vurdering	32		- Kostnader	51
2.2.3.4	Felt erklært drivverdige	38	2.3.5.3	Odin	51
2.3	Felt under planlegging, utbygging og i produksjon	38		- Rettighetshavere	51
				- Produksjonsanlegg	51
				- Målesystem	51
				- Kostnader	51

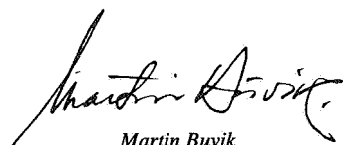
	- Bruk av flyttbar innretning som produksjonsanlegg	51		Maritim VHF i transporthelikopterne på norsk kontinentalsokkel	67
2.3.6	Gullfaks	52		Øvelser	67
	- Rettighetshavere	52		Dykking	67
	- Produksjonsanlegg	52		Personellkvalifikasjoner	68
	- Utnyttelse av forekomstene	52		Borepersonell	68
	- Målesystem	53		Arbeidsmiljøsituasjonen for forpleiningspersonell	68
	- Kostnader	53		Helikoptertransport, menneskelige aspekter	68
2.3.7	Sattfjord-feltet	53		Det organiserte verne- og miljøarbeid	69
	- Rettighetshavere	53		Yrkeshygiene	69
	- Produksjonsanlegg	54		Veiledning for håndtering av asbest og asbestholdige produkter	70
	- Utnyttelse av forekomstene	54		Brannskader	71
	- Brenning av gass i Sattfjord-området	55		Arbeidsulykker	71
	- Målesystem	55		Skadestatistikken for 1983	71
	- Kostnader	55		PETROLEUMSØKONOMI	79
	- Sikkerhet og arbeidsmiljø	55	4	Kostnader forbundet med aktiviteten på norsk kontinentalsokkel	79
	- Gasstransport, Statpipe	56	4.1	Leteboring, vare- og tjenesteleveranser	80
	- Målesystem	57	4.2	Produksjonsavgift	81
	- Kostnader	57	4.3	Total produksjonsavgift	82
2.3.8	Murchison	57	4.3.1	Produksjonsavgift olje	82
	- Rettighetshavere	57	4.3.2	Produksjonsavgift gass	82
	- Produksjonsanlegg	57	4.3.3	Produksjonsavgift NGL	84
	- Utnyttelse av forekomstene	57	4.3.4	Arealavgift på konsesjonsområder ..	84
	- Målesystem	57	4.4	Petroleumsmarkeder	84
	- Kostnader	58	4.5	Oljemarkedet	84
	- Brenning av gass	58	4.5.1	Gassmarkedet	86
2.4	Petroleumsressurser	58	4.5.2	FRAMTIDIG AKTIVITET	90
2.4.1	Ressursregnskapet	58	5	Perspektiver for oljevirkosheten på kontinentalsokkelen	90
2.4.2	Reservegrunnlaget for besluttede felt ..	59		Analysens omfang	90
2.4.3	Reservegrunnlaget for felt som er modne for utbygging	59		Sammendrag og konklusjoner	90
2.4.4	Reservegrunnlaget for funn som kan bygges ut under visse betingelser	59	6	SPESEILLE UTREDNINGER OG PROSJEKTER	92
2.4.5	Oppdateringer av reserveanslag fra forrige årsmelding	60	7	INTERNASJONALT SAMARBEID	96
2.4.6	Ressurspotensialet sør for Stad	61	7.1	Det europeiske fellesskap	96
2.4.7	Ressurspotensialet nord for Stad	61	7.2	Den internasjonale sjøfartsorganisasjonen IMO	96
3	SIKKERHETSKONTROLL	62	7.3	De internasjonale organisasjonene EDTC/AODC	96
	Forskrifter og retningslinjer	63	7.4	Bistand til fremmede stater	96
	Registrering av miljø- og plattformdata	64	7.5	Den internasjonale standardiseringsorganisasjonen ISO. ..	96
	Havmiljøet på Tromsøflaket	64	7.6	Jan Mayen	96
	Strukturer	64	8	STATISTIKKER OG OVERSIKTER	97
	Konstruksjonsstål	65	8.1	Målenheter	97
	Korrosjon	65	8.2	Standard referansebetingelser	98
	Nødvstengningsventiler	65	8.3	Lete- og avgrensingsboring på norsk kontinentalsokkel	98
	Utvikling innenfor sikrings- og overvåkningssystemer	65	8.4	Produksjon av olje og gass i 1983	101
	Krav til bore- og kompletteringsutstyr	65	8.5	Publikasjoner utgitt av Oljedirektoratet i 1983	105
	Elektriske anlegg	66	8.6	Organisasjonstablå	106
	Operasjonsstrategi for flyttbare innretninger som ligger oppankret i nærheten av faste innretninger	66			
	Forankring av flytende innretninger	66			
	Oppfølging av kranulykker i 1982 ..	66			
	Beredskskap	66			
	Beredskapsplaner	67			
	Sikkerhetssoner	67			

Forord

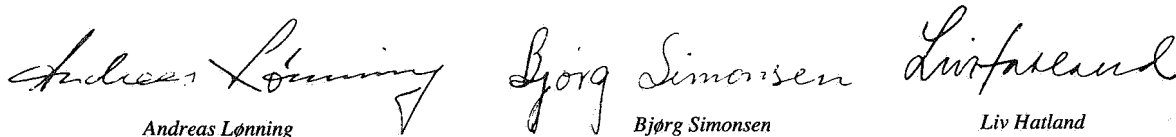
I henhold til § 4 pkt f i Instruks for Oljedirektoratet skal styret hvert år utarbeide en melding om direktoratets virksomhet. Styret legger herved frem årsberetningen for 1983.

Stavanger 29.2.84

I styret for Oljedirektoratet



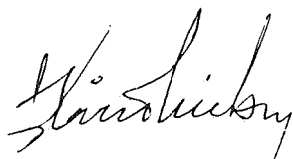
Martin Buvik



Andreas Lønning

Bjørg Simonsen

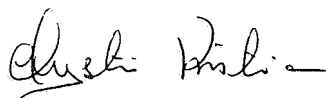
Liv Hatland



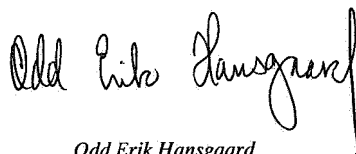
Kåre D. Nielsen



Ole Knapp



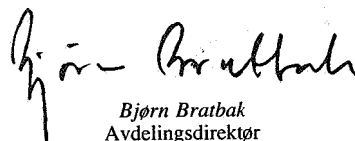
Øystein Kristiansen



Odd Erik Hansgaard



Fredrik Hagemann
Direktør



Bjørn Bratbak
Avdelingsdirektør
Styrets sekretær

Styrets beretning

Oljedirektoratet passerte i beretningsperioden sitt første decennium som egen etat. I løpet av disse 10 årene har direktoratet vokst fra 40 medarbeidere ved utløpet av 1973 til 296 ved utløpet av 1983.

Erfaringen har vist at Stortingets vedtak om å legge direktoratet til Stavanger var et heldig valg. Direktoratet er vel etablert og samarbeidet med oljenæringens representanter og de lokale myndigheter har funnet sin naturlige form.

Særlig gledelig har det vært å kunne konstatere at Stavanger kommune har bidratt vesentlig til å legge forholdene til rette for en tilfredsstillende løsning av bolig- og kontorspørsmål.

Oljedirektoratet vurderer for tiden å utvide sitt kontor i Harstad. Olje- og energidepartementet har bedt direktoratet om å sette i gang med nødvendig planlegging og budsjettmessig forberedelse, slik at spørsmålet om utbygging av Harstad-kontoret kan bli forelagt Stortinget i forbindelse med statsbudsjettet for 1985. Dette arbeidet er ved utløpet av beretningsperioden i full gang.

Av sentrale saker styret har behandlet i beretningsperioden inngår direktoratets uttalelse til utredningen om «Organiseringen av statens deltakelse i petroleumsvirksomheten» (Mellbye-utvalget). Styret er opptatt av at eventuelle endringer i forhold til nåværende organisering blir klarlagt innen kort tid. Blant annet er det viktig for Oljedirektoratet å få en avklaring med hensyn på de forvaltningsoppgaver som direktoratet vil bli tillagt i fremtiden. Styret har i sin uttalelse understreket at Oljedirektoratets faglige og uavhengige stilling ikke må svekkes ved eventuelle endringer i organiseringen av statens deltakelse i petroleumsvirksomheten.

Videre har styret behandlet uttalelse til utredningen «Petroleumsvirksomhetens framtid» (Skånland-utvalget). Det ble i denne forbindelse pekt på behovet for stabilitet i sokkelvirksomheten og at det er viktig å etablere mål for det fremtidige tempo. Det ble også påpekt at utvalgets forslag til hovedkriterium for styring av sokkelvirksomheten, statens inntekter fra petroleumsvirksomheten i forhold til fastlandsøkonomien, vil kunne føre til ustabilitet i utviklingen. Uansett hvilke mål som velges for styring av fremtidig aktivitet, er det vesentlig at de nødvendige styringsmidler stilles til disposisjon for myndighetene for å nå disse mål. Oljedirektoratet vil her stå sentralt med sin tverrfaglige innsikt i petroleumsvirksomheten.

Styret har tidligere med tilfredshet merket seg at regjeringen i sin tiltredelseserklæring høsten 1981 ga uttrykk for behovet for å styrke direktoratets stilling, og at dette syn har fått Stortingets fulle tilslutning. Styret finner grunn til å peke på at dette ikke har gitt seg utslag i de budsjettmessige og personellmessige ressurser som hittil har vært stilt til direktoratets disposisjon. For at direktoratet skal kunne videreutvikle seg som et faglig sterkt og uavhengig forvaltningsorgan som kan gi de sentrale myndigheter det nødvendige grunnlag til å ta beslutninger, er det styrets oppfatning at direktoratet må prioriteres med nødvendige ressurser og sikres tilstrekkelig fleksibilitet i bruken av disse.

Styret har i tidligere årsberetninger vært opptatt av personellsituasjonen i direktoratet. I fjorårets beretning ga styret uttrykk for at de forbedrede lønnsbetingelser og den generelle arbeidsmarkedssituasjon hadde ført til en økning i antall søkere til ledige stillinger. Den totale avgangen har de tre siste årene jevnlig avtatt, imidlertid har avgangen av de mest utsatte fagkategorier vedvart. Også gruppen økonomer er kommet inn blant de personellkategorier som det synes vanskelig å holde på.

Styret har merket seg at petroleumsløven med tilhørende forskrifter nå er fremlagt for Stortinget til behandling. I den forbindelse har det fremkommet klare utsagn om at kyststaten har uinnskrenket jurisdiksjon over innretninger som benyttes i tilknytning til undersøkelse etter og utnyttelse av naturforekomster. De tre berørte departementer, Olje- og energidepartementet, Kommunal- og arbeidsdepartementet og Handelsdepartementet, har kommet frem til prinsipper for fordelingen av jurisdiksjonen på norsk kontinentalsokkel som gir Kommunal- og arbeidsdepartementet hovedansvaret for de sikkerhetsmessige sider ved virksomheten. Oljedirektoratet er i denne forbindelse beredt til å påta seg det ansvar og det merarbeid som dette måtte føre til. Oljedirektoratet forutsetter at de nødvendige ressurser til dette blir tilført direktoratet.

Oljedirektoratet har som målsetting og er ansvarlig for at sokkelen nord for Stad dekkes med seismiske undersøkelser i et nett tilsvarende 4 x 4 km i uåpnede områder.

Med utgangspunkt i Stortingsmelding nr 58 og innstilling S nr 278 fra Energi- og industrikomiteén om utvidelse av leteområdene på kontinentalsokkelen mv har Oljedirektoratet i samarbeid med Olje- og energidepartementet utarbeidet en 5-års plan for direktoratets seismiske under-

søkelser. Planen vil innebære en gradvis opptrapping fra 10 500 km i 1984 til 20 000 km i 1987 og videre fremover. Styret ser dette som et viktig skritt i retning av mer langsiktig planlegging av aktivitetene på sokkelen.

Oljedirektoratets reserveanslag har i løpet av 1983 blitt endret, dels pga nye funn, dels pga oppdatering av tidligere beregninger. Den totale endringen av reserveanslaget gir en økning av oljereservene på 44 mrd Sm³ og en økning av gassreservene på 934 mrd Sm³. Oljedirektoratets nåværende anslag for påviste utvinnbare ressurser er på 3,74 mrd tonn oljeekvivalenter (t.o.e.).

Som et ledd i arbeidet med å ta vare på de marginale ressurser, har Oljedirektoratet over flere år pekt på nødvendigheten av assistert utvinning i Ekofisk. Den positive effekten av gassinjeksjon har tidligere vært påpekt og resultatene fra pilotprosjektet med vanninjeksjon var oppløftende. Myndighetenes grunnlag for å engasjere seg i vanninjeksjonsprosjektet var bl a basert på direktoratets egne geologiske, reservoartekniske og økonomiske evalueringer av feltet.

Oljedirektoratet er spesielt opptatt av at de marginale ressurser i et felt blir tatt vare på. Særlig gjelder dette felt som er sterkt tidsavhengige eller tidsmarginale. Som et eksempel kan nevnes Ekofisk vanninjeksjon der inntektene til staten sannsynligvis ville blitt sterkt redusert dersom prosjektet ikke ble satt i verk nå.

Det er Oljedirektoratets oppgave å påse at optimal ressursutnyttelse finner sted. En forutsetning for dette er at de incentivene rettighetshaverne står overfor fører til riktige beslutninger. Oljedirektoratet er derfor opptatt av at regelverk og offentlige vedtak leder til beslutninger hos rettighetshaverne som gir tilnærmet optimal ressursutnyttelse av en forekomst. Den løsningen som ble funnet for Ekofisk vanninjeksjon er et eksempel på en ordning som kan føre til at et slikt mål nås.

Planene for utbygging av Oseberg er et annet eksempel der myndighetene har grepet aktivt inn i beslutningsprosessen frem til valg av utbyggingsløsning. Direktoratets råd til departementet var basert på en geologisk, reservoarmessig og utbyggingsteknisk innsikt som kunne settes inn i en økonomisk sammenheng. Det er styrets vurdering at en kan vente lignende situasjoner i fremtiden. En vil derfor understreke betydningen av å ha en bred faglig innsikt i Oljedirektoratet slik at selskapenes planer om utbygging og drift kan underkastes en forsvarlig faglig vurdering i forbindelse med en offentlig godkjenning av slike planer.

Perspektivanalysen for 1983 er basert på samme opplegg som fjorårets analyse. Det nye i perspektivanalysen

utarbeidet i beretningsperioden, er at den også analyserer sentrale forhold som er tatt opp i den tidligere nevnte utredning om petroleumsvirksomhetens fremtid. Et resultat er bl a en erkjennelse av at mengden reserver er svært avhengig av fremtidige priser og avkastningskrav.

Oljedirektoratet vil hvert år utarbeide en perspektivanalyse. Styret vil ta opp med departementet spørsmålet om offentliggjøring av analysen samtidig med at den overleveres departementet.

Den 8. tildelingsrunde ble utlyst i juni 1983. Totalt 40 blokker ble utlyst. Av disse er 11 i Nordsjøen, 9 på Haltenbanken og 20 i og ved Troms I-området. I 8. runde var det således første gang at blokker i Nordsjøen og blokker nord for Stad ble utlyst samtidig. Ved søknadsfristens utløp var det kommet inn 25 søknader på 21 blokker. Forhandlinger med selskapene ble avholdt i løpet av november. Blokktildeling forventes tidlig på nyåret 1984.

I beretningsperioden er Valhall-feltet offisielt åpnet. Som følge av spesielle reservoartekniske forhold i feltet, har det til utgangen av året vært lavere totalproduksjon enn forventet. Ved inngående studier og utprøving av nye metoder har en imidlertid klart å forbedre produksjonsresultatet. Det er imidlertid for tidlig å si om en har funnet den beste løsningen på de produksjonstekniske problemer.

Vedtaket om å bygge Statpipe-rørledningen og å utbygge Gullfaks-feltet fase 1, representerer to nye milepeler i norsk oljehistorie; ilandføring av gass via rørledning til Norge, samt utbyggingsoppgaver på den norske kontinentalsokkelen i regi av et norsk operatørselskap. Statoil er operatør for begge prosjektene.

Totalt sett er Gullfaks-utbyggingen samt Statpipe-prosjektet de største utbyggingsprosjektene som er påbegynt på den norske kontinentalsokkelen, både med hensyn til menneskelige, tekniske og økonomiske ressurser.

Det er derfor med stor tilfredsstillelse en registrerer at disse prosjektene drives frem i henhold til de etablerte økonomiske og tidsmessige rammer, samt at ingen alvorlige tekniske problemer synes å ha oppstått.

I beretningsperioden har det inntruffet fire ulykker i forbindelse med aktiviteter tilknyttet flyttbare innretninger (inklusive skip), hvor menneskeliv gikk tapt. På faste innretninger har det ikke inntruffet ulykker med dødelig utgang siden 1978.

Styret er sterkt opptatt av arbeidet og innsatsen som gjøres innen sikkerhet og arbeidsmiljø, og da særlig når det gjelder de forebyggende faktorer. Ved siden av fortsatt forskning på dette området, vil styret spesielt legge vekt på direkte påvirkning og et nært samarbeid med partene i arbeidslivet.

1 Direktoratets oppgaver, styre og administrasjon

1.1 INSTRUKS FOR OLJEDIREKTORATET

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

§ 1 Formål

Oljedirektoratet har sete i Stavanger og er administrativt underlagt Det kgl olje- og energidepartement. Når det gjelder saker vedrørende arbeidsmiljø, sikkerhet og beredskap, er det administrativt underlagt Det kgl kommunal- og arbeidsdepartement. Oljedirektoratet har avgjørende myndighet i saker vedrørende undersøkelse etter og utnyttelse av petroleumforekomster på havbunnen eller dens undergrunn, for så vidt sakene ikke skal avgjøres av Kongen, vedkommende departement eller annen offentlig myndighet. Oljedirektoratet utøver denne myndighet i indre norske farvann, norsk sjøterritorium, og i den del av kontinentalsokkelen som er undergitt norsk statshøyhet, samt i andre områder hvor norsk jurisdiksjon følger av overenskomst med fremmed stat eller av folkeretten forøvrig. Oljedirektoratet skal dessuten håndheve sikkerhetsforskrifter og i de områder som er definert i Svalbardtraktaten av 9.2.20 art 1 og i lov om Svalbard av 27.7.25 § 1, samt i disse områders territoriale farvann.

§ 2 Oppgaver

Oljedirektoratet har til oppgave innenfor sitt myndighetsområde:

- a) å føre den forvaltningsmessige og økonomiske kontroll med at undersøkelse etter og utnyttelse av petroleum utøves overensstemmende med gjeldende lovgivning, forskrifter, vedtak, konsesjonsvilkår, avtaler mv, jf § 1
- b) å føre kontroll med at gjeldende sikkerhetsforskrifter følges
- c) å føre kontroll med at undersøkelse etter og utnyttelse av petroleumforekomster ikke unødig skader eller volder ulempe for annen virksomhet
- d) å føre kontroll med at undersøkelse etter og utnyttelse av petroleumforekomster til enhver tid er i overensstemmelse med de retningslinjer vedkommende departement fastsetter

- e) å samle inn og bearbeide geologisk, geofysisk og teknisk materiale vedrørende undersjøiske naturforekomster, herunder vurdere dette og de muligheter dette gir til hjelp for utforming 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 henhold til 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 naturvernintresser 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 ADMINISTRASJONEN

1.3.1 Styret

Styrets sammensetning ved innledningen til beretningsperioden var:

- 1 Fylkesmann Martin Buvik, Tromsø (formann)
- 2 Direktør Andreas Lønning, Oslo
- 3 Ordfører Bjørg Simonsen, Mo i Rana
- 4 Kommunaldirektør Liv Hatland, Trondheim
- 5 Direktør Kåre D Nielsen, Oslo
- 6 Sekretær Ole Knapp, Oslo
- 7 Seksjonssjef Øystein Kristiansen, Stavanger
- 8 Seksjonssjef Inge Døskeland, Stavanger

Vararepresentanter:

For 1-4:

Småbruker Olav Marås, Sæbøvåg
Formannskapssekretær Astrid Nistad, Gaular
Redaktør Marit Greve, Bærum

For 5:

Direktør Odd Henrik Robberstad, Oslo

For 6:

Advokat Bjørn Kolby, Oslo

For 7-8:

Overingeniør Aase Moe, Stavanger

Dette styrets funksjonstid utløp 31.3.83. Ved kgl res av 25.3.83 ble nytt styre oppnevnt for den påfølgende to-års periode. Styremedlemmene 1-6 ovenfor ble alle gjenoppnevnt.

For de ansattes 2 representanter i styret ble det etter avholdt valg gjenoppnevning av nr 7, Øystein Kristiansen.

Førstekonsulent Odd Erik Hansgaard, Stavanger, ble oppnevnt som nytt medlem etter Inge Døskeland.

Som vararepresentant for 1-4 ble oppnevnt:

- 1 Professor Arild Rødland, Trondheim
- 2 Formannskapssekretær Astrid Nistad, Gaular
- 3 Redaktør Marit Greve, Bærum

Vararepresentant for 5 og 6 ble gjenoppnevnt, mens vararepresentanter for 7 og 8 ble:

- Overingeniør Kjell Dørum, Stavanger
- Førstekonsulent Angela Ebbesen, Stavanger

Professor Arild Rødland ble ved kgl res av 27.6.83 utnevnt som statssekretær i Olje- og energidepartementet, og ble derfor ved brev av 10.8.83 fra Olje- og energidepartementet fritatt fra vervet som vararepresentant i styret i den tid han innehar sitt embete som statssekretær i Olje- og energidepartementet. Ved kgl res av 28.9.83 ble rektor Inge Johansen, Trondheim, oppnevnt som første varmann for styremedlemmene 1-4.

Styret har i beretningsperioden avholdt 11 styremøter. I mai var styret på befaring hos Det norske Veritas og i forbindelse med styremøtet i august var styret gjester hos Rana kommune, hvor det ble orientert om næringsgrunnlaget i kommunen. Styret besøkte ved denne anledning Norsk jernverk A/S, bedriften til Svein Grotnes og besøkte industriområdet på Grubhei.

I september besøkte styret ARCO-Alaska med bl a befaringer til Prudhoe Bay, Valdez og installasjonene til Phillips i Kenai. I disse befaringene deltok også styret i Statoil.

1.3.2 Organisasjon

Det er i beretningsperioden ikke foretatt organisatoriske endringer.

Imidlertid har det vist seg at det kan være rasjonelt å foreta endringer av den organisatoriske plassering av de petroleumsøkonomiske funksjoner. Direktøren har derfor iverksatt en utredning og vurdering av konsekvensene av å overføre Seksjon for petroleumsøkonomi fra Juridisk/økonomisk avdeling til Avdeling for ressursforvaltning. Dette arbeidet er ved utløpet av beretningsperioden kommet så langt at man har innledet forhandlinger med tjenestemannsorganisasjonene om dette.

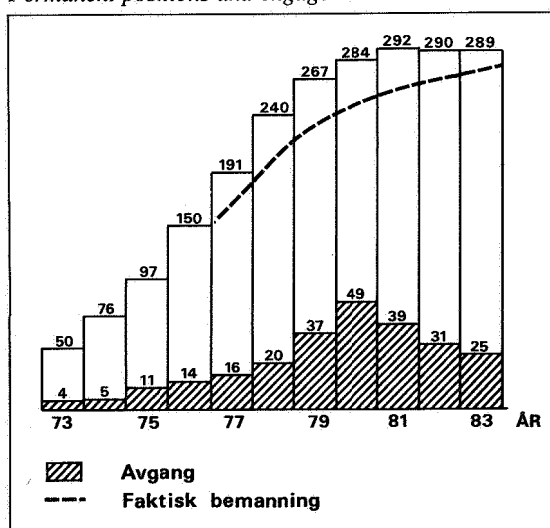
Direktoratet kunngjorde i oktober ledig stilling som informasjonssjef. Stillingen var foreslått opprettet på budsjettet for 1982, men ble strøket under budsjettbehandlingen i departementene. Direktøren var av den oppfatning at de særfullmakter som er gitt direktoratet for å være mer konkurransedyktig i forhold til oljenæringen når det gjelder rekrutterings- og lønsspørsmål, også var tilstrekkelig hjemmel for å ansette informasjonssjef. Olje- og energidepartementet var ikke enig i denne forståelsen av særfullmakten, og i brev av 1.11.83 ble direktoratet bedt om å stanse ansettelsessaken inntil videre. Spørsmålet ble deretter behandlet i direktoratets styre, som henstilte til departementet om å vurdere sitt standpunkt på nytt, slik at informasjonssjefstillingen kunne bli besatt snarest mulig. Ved utløpet av beretningsperioden er denne sak til behandling i Finansdepartementet.

Spørsmålet om utvidelse av avdelingskontoret for Oljedirektoratet er omtalt i årsberetningen for 1982. I 1983 har styret behandlet administrasjonens vurderinger av behovet for og konsekvenser ved utvidelse av avdelingskontoret. Etter at disse vurderinger på foråret ble oversendt Olje- og energidepartementet, ble direktoratet ved brev fra departementet av 10.10.82 bedt om at de nødvendige planleggings- og budsjettmessige forberedelser ble gjort, slik at spørsmålet om bemanningsmessig styrking av Oljedirektoratets Harstad-kontor kan bli forelagt Stortinget i forbindelse med statsbudsjettet for 1985. Dette arbeidet ble igangsatt umiddelbart, og det vil i direktoratets budsjett for 1985 bli tatt med forslag om utvidelse av kontoret i Harstad.

1.3.3 Personell

Det ble på budsjettet for 1983 opprettet 2 nye stillinger. Ved utgangen av beretningsperioden har direktoratet 284 faste stillingshjemler, 3 stillinger er på overgangsstatus samt 2 stillinger er lønnet av direktoratet for utviklings

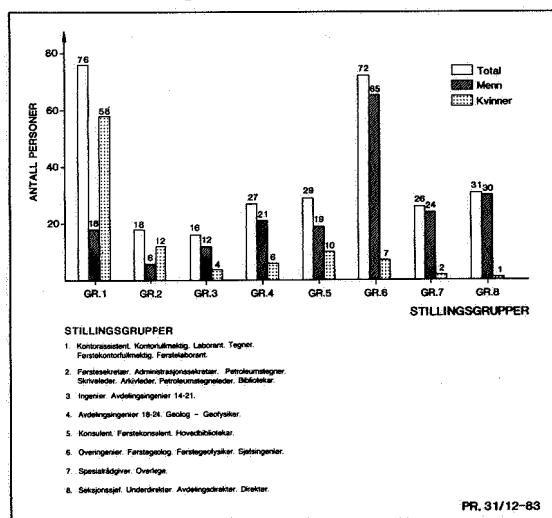
FIG 1.3.3.a
Stillinger 1973 - 1984.
Faste stillinger og overgangsstillinger.
Positions 1973 - 1984.
Permanent positions and engagements.



hjelp (Norad). I løpet av året er to av overgangsstillingene falt bort fordi medarbeidere er sluttet. 289 tilsatte er i tjeneste ved utgangen av beretningsperioden, jf fig 1.3.3.a. Av medarbeiderne er 34 % kvinner, et tall som har vært stabilt i de senere årene. Figur 1.3.3.b viser andel menn/kvinner i de forskjellige stillingsgrupperinger i Oljedirektoratet.

I tillegg har 11 arbeidsplasser vært lønnet over andre etaters budsjett, enten som yrkeshemmede eller som arbeidssøkende ungdom. To pensjonerte statstilsatte arbeider på pensjonistvilkår, og en stipendiat fra Mosambique har i deler av året vært under opplæring i direktoratet med Norad-stipend. I direktoratet arbeider også en av Norads

FIG 1.3.3.b
Stillingsgruppering i Oljedirektoratet pr 31.12.83
Positions in NPD per 31. December 1983.



spesialrådgivere i oljespørsmål i utviklingsland. Arbeidsoppgavene er knyttet til prosjekt i flere land bl a Tanzania.

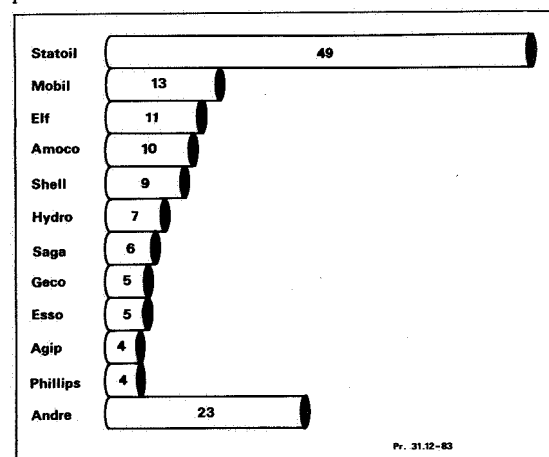
I beretningsperioden har direktoratet tilsatt 36 nye medarbeidere. Av de nytilsatte er 16 tilflyttere. 10 av de nye medarbeiderne kommer fra oljeselskaper og 8 er nyutdannet.

Avgangen i 1983 er den laveste siden 1978. 25 medarbeidere har fratrådt sine stillinger, jf tab 1.3.3.a. Dette utgjør 9 % av totale antall stillingshjemler mot 11 % i 1982 (31 medarbeidere). Tabell 1.3.3.b viser avgang med angivelse av nytt arbeid.

Figur 1.3.3.c viser personellovergang fra Oljedirektoratet til ulike oljeselskaper i perioden 1973 - 1983.

Det har også i denne beretningsperioden vært en tendens til større interesse for å søke ledige stillinger, men det er fortsatt forholdsvis få søkere med erfaring fra oljeindustrien.

FIG 1.3.3.c
Personellovergang fra Oljedirektoratet til oljeselskapene i perioden 1973 - 1983.
Personnel who left the NPD for oil companies during the period 1973 - 1983.



Medbestemmelse

Samarbeidet med de ansattes organisasjoner har stort sett skjedd etter samme mønster som i forrige beretningsperiode med månedlige møter mellom de tillitsvalgte og hovedledelsen. Det er i perioden avholdt 11 møter hvor en bl a har behandlet følgende:

- Budsjettforslag
- Årsberetningen
- Bedriftslegeordningen
- Kontrakt mellom Oljedirektoratet og Norad for 1983
- Aksjon publikum
- Omorganisering av direktoratets to petroleumsøkonomiske seksjoner
- Personalpolitiske retningslinjer
- Utlysning av stilling som informasjonssjef
- EDB-basert personalregister
- Likestillingsavtale

TAB 1.3.3.a**Personell sluttet ved Oljedirektoratet i 1983 med angivelse av stillingskategori***Personnel who left NPD in 1983 with indication of type of position*

Avdeling	Ledere	Spes råd- givere	Sjef- ing	Over- ing	Første geolog/ Geolog	Avd- ing/ Ing	Saks- behand	Lab- pers mv	Kontor- pers	Sum
Ressursforvaltning	1	2	0	1	4	0	0	2	0	10
Sikkerhetskontroll	1	1	1	4	0	1	0	0	0	8
Juridisk/økonomisk	0	0	0	1	0	0	4	0	0	5
Administrasjon	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2
Totalt	2	3	1	6	4	1	4	2	2	25

TAB 1.3.3.b**Personell sluttet ved Oljedirektoratet i 1983 med angivelse av nytt arbeid***Personnel who left NPD in 1983 with indication of new place of work*

Avdeling	Olje- industri	Annen privat virksomhet	Annen off virksomhet	Diverse	Utdanning	Total
Ressursforvaltning	63	0	2	1	1	10
Sikkerhetskontroll	7	0	0	1	0	8
Juridisk/økonomisk	3	1	1	0	0	5
Administrasjon	0	0	1	0	1	2
Totalt	16(139)	1(23)	4(38)	2(33)	2(17)	25(249)

Tallene i parentes gjelder tidsrommet 1973-1983

1.3.4 Opplæring

Opplæringsbudsjettet i 1983 var på 2 352 000 kroner.

Totalt antall kursdager i 1983 var 2 863. Av disse utgjorde opplæring ved oljeselskapene 1 018 kursdager.

Fordeling på selskap var følgende:

Gulf	42 dager
Esso	457 »
Shell	109 »
Mobil	83 »
Conoco	40 »
Elf Aquitaine	139 »
Arco	22 »
BP	69 »
Phillips	24 »
Statoil	33 »

«On-the-job training» og hospitering er ikke inkludert i tallene.

I 1983 har 2 medarbeidere fra Seksjon for boring hospitert i 6 måneder hos selskapene Elf Aquitaine og Saga Petroleum.

Ved forskjellige administrative kurs arrangert av Opplæringsavdelingen i Forbruker- og administrasjonsdepartementet (FAD), har Oljedirektoratet hatt 30 medarbeidere som deltakere. Totalt utgjorde opplæringen via FAD 170 kursdager.

Den interne opplæringen utgjorde i 1983 322 kursdager. Av interne kurs kan nevnes:

- Kurs i ikke destruktive test-metoder
- Språkkurs, engelsk
- Rapport- og brevskrivningskurs
- EDB-kurs

1.3.5 Budsjett/økonomi

Til direktoratets forskjellige oppgaver er det i 1983 totalt bevilget kr 147 765 000,-. Beløpet fordeler seg slik:

- Driftsbudsjett	kr 86 865 000
- Kontrollutgifter	kr 10 000 000
- Prosjektering av nybygg	kr 4 900 000
- Geologiske og geofysiske undersøkelser	kr 39 300 000
- Sikkerhets- og beredskapsforskning	kr 2 500 000
- Opprydding av havbunnen	kr 4 200 000
	<hr/>
	kr 147 765 000

Av driftsbudsjettet går kr 54 485 000 til lønnsutgifter og kr 9 510 000 til bygningers drift og lokalleie. Den resterende del, kr 22 870 000 representerer andre utgifter som reiser, opplæring, EDB-drift, anskaffelser mv, og utgifter i forbindelse med ekstern konsulenthjelp. I beretningsperioden har en ikke hatt mer enn kr 5 000 000 til slik ekspertbi-stand, om en ikke regner med den særskilte bevilgning på kr 2 500 000 fra Kommunal- og arbeidsdepartementet til sikkerhets- og beredskapsforskning.

Den vanskelige budsjettsituasjonen som Oljedirektoratet arbeider under, stiller Oljedirektoratet overfor stadig større utfordringer med hensyn til prioritering. For delvis å kunne avhjelpe dette er det lagt vekt på å utvikle bedre planleggings- og styringssystemer som et middel til å prioritere riktig mellom et stort antall ressurskrevende tiltak.

Inntekter

I tillegg til innbetalte produksjons- og arealavgifter (kap 4) har direktoratet mottatt kr 76 905 682 i inntekter. Inntektsutviklingen 1973 - 1984 er vist i tab 1.3.5.

TAB 1.3.5

Oljedirektoratets inntektsutvikling i perioden 1973 - 83 (tusen kroner)

Income development in the period 1973 - 83 (1 000 Nkr)

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

For 1983 fordeler inntektene seg slik (tusen kroner):

Undersøkelsesgebyr:	500
Refusjon av kontrollutgifter:	23 217
Gebyrinntekter fra frigitt prøvemateriale:	214
Salg av publikasjoner:	1 376
Refusjon fra andre statsinstitusjoner:	502
Salg av seismiske data:	50 831
Diverse inntekter:	263
	76 903

1.3.6 Informasjon

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

Interessen fra representanter for massemedia om inn-syn i direktoratets saksdokumenter, har vært stadig økende. For å lette arbeidet med å finne fram dokumenter, og for å sikre at spørsmålet om utlevering blir vurdert av riktig nivå, har direktoratet i beretningsperioden fastsatt egne rutiner for dette. I 1983 er det mottatt 95 henvendelser om dokumentinn-syn. 9 av disse kunne ikke imøtekommes, da anmodningene falt utenom Offentlighetsloven.

Oljedirektoratets 10-års jubileum ble markert i tiden 11.4 - 15.4.83. Markeringen startet ved en jubileumssammenkomst for direktoratets ansatte og styre på konferansesenteret på Tjensvoll, der også Olje- og energiministeren, fylkesmannen i Rogaland, fylkesordføreren og ordføreren i Stavanger deltok.

Arrangementene omfattet også utstillinger, filmprogrammer og foredrag som var åpne for publikum. Utstillingene var delvis laget av direktoratets ansatte og besto ellers av gjenstander som velvillig var utlånt av industrien.

Arrangementene for publikum var meget godt besøkt. Skoleklasser og byens eldre var spesielt invitert og ble tatt hånd om ved egne omvisninger. En av dagene ble det

holdt «åpent hus» i direktoratet for familie, venner og tidligere ansatte. I forbindelse med jubileet ble det også utarbeidet et jubileumsskrift.

Oljedirektoratets årsberetning har en sentral plass i direktoratets informasjonsvirksomhet. Årsberetningen for 1982 og direktoratets kontinentalsokkelkart forelå i april i forbindelse med markeringen av Oljedirektoratets 10-års jubileum.

I den forbindelse ble representanter for pressen invitert til å møte direktoratets hovedledelse.

Oljedirektoratets perspektivanalyse 1983, som er en videreføring av tidligere års perspektivanalyser, ble overlevert Olje- og energidepartementet i oktober 1983. Etter vedtak i departementet er perspektivanalysen som dokument foreløpig unntatt offentlighet. En omfattende pressemelding om perspektivanalysen ble utsendt den 13.10.83 for å tilfredsstille en del av behovet for informasjon omkring denne. Dette behovet kom klart til uttrykk ved spørsmål/henvendelser til direktoratet.

I løpet av 1983 er det sendt ut 70 pressemeldinger. De fleste av disse er sendt ut i forbindelse med nye brønner der Oljedirektoratet søker å gi maksimal informasjon.

1.3.7 Avdelingskontor Harstad

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

Kontakt med fiskeriorganisasjonene er en viktig del av kontorets arbeidsfelt. Det har bl a vært gjennomført en studietur til Stavanger/Nordsjøen for representanter for fiskerinæringen i Nordland fylke.

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

1.3.8 Biblioteket

Det har i 1983 vært stor pågang etter bibliotekets tjenester fra interne og eksterne brukere. Det er registrert en betydelig økning i antall henvendelser etter lån og kopier, samt referansespørsmål i forhold til året før. Over en tredjedel av alle henvendelser kommer fra eksterne brukere. Disse omfatter norske og utenlandske bibliotek, privatpersoner, oljeselskaper og andre firma innen petroleumssektoren.

Bibliotekpersonalet har også gitt orienteringer om bibliotekets EDB-baserte katalog (ODIN) og bibliotekets tje-

nester til forskningsinstitusjoner, forvaltningsorganer og andre bibliotek.

Antallet litteratursøkinger fra nasjonale og internasjonale databaser har vært forholdsvis stabilt de siste par år, men det er registrert en økning i bruken av nasjonale databaser (OIL, INFOIL II) i 1983. Det er ikke etablert kontakt med nye databaseleverandører i løpet av året.

1.3.9 INFOIL-sekretariatet

Bruken av databasen OIL med de tilhørende trykte referatorganene Olje-indeks og Oil index viser klart at eksterne abonnenter fremdeles foretrekker de trykte utgavene framfor databasen. Inntektene på tjenesten er omtrent det samme som det foregående år.

Bruken av databasen INFOIL II øker jevnt, det samme gjør antall innleverte referater av prosjektdata til basen. Denne databasen, som har vært offentlig tilgjengelig siden 1982, inneholder informasjon om petroleumrelaterte forskningsprosjekter fra Norge og Storbritannia. Basen inneholder pr 31.12.83 800 prosjektreferanser, omtrent halvparten fra Storbritannia og halvparten fra Norge.

Prøveinstallasjon av databasen i London ble foretatt i beretningsperioden. Utsiktene til en permanent installasjon i Storbritannia er gode.

En aktiv markedsføring av begge databaser foregår kontinuerlig.

1.3.10 Rasjonalisering/effektivisering

Budsjettsituasjonen stiller Oljedirektoratet overfor stadig større utfordringer med hensyn til prioritering mellom en rekke ressurskrevende arbeidsoppgaver. Direktoratet legger derfor stor vekt på å utvikle bedre planleggings- og styringssystemer. Dette har bl a ført til at avdelingene har igangsatt arbeid med å formulere rammebeskrivelser for virksomheten. Videre har det også i 1983 vært en sterk økning i bruken av elektronisk databehandling med sikte på å effektivisere arbeidet.

1.3.10.1 Avdeling for sikkerhetskontroll

Rammebeskrivelse

«Oljedirektoratets sikkerhetsmessige kontroll - en rammebeskrivelse for Sikkerhetsavdelingens virksomhet» er utarbeidet i løpet av 1983. Dokumentet beskriver grunnlaget for den sikkerhetsmessige kontrollen, kontrollprinsipper, arbeidsområder for Oljedirektoratets Avdeling for sikkerhetskontroll, beskrivelse av Avdeling for sikkerhetskontrolls organisasjon, samt fordeling av arbeidsoppgaver innen organisasjonen. Formålet er å gi en enhetlig og sammenhengende beskrivelse av Avdeling for sikkerhetskontrolls funksjoner. Innen disse rammer skal den enkelte medarbeider av sin nærmeste overordnede få en nærmere beskrivelse av mål og rammer for sitt arbeid. En har ved dette lagt forholdene bedre til rette for at den enkelte medarbeiders innsats effektivt skal bidra til at Avdeling for sikkerhetskontroll fungerer målrettet og effektivt.

FIG 1.3.6

Ved jubileumsmarkeringen ble de 15 medarbeidere som hadde vært i direktoratets tjeneste siden etableringsåret 1973 hedret med Oljedirektoratets plakett. Bildet er fra utdelingen

During the marking of the anniversary, the 15 persons who had been employed by the Norwegian Petroleum Directorate since the founding year 1979 were presented with the NPD plaque. The photo was taken at the presentation.



Bruk av EDB

Det har vært en betydelig utvikling innen EDB-tjenesten i Avdeling for sikkerhetskontroll i 1983. Bruk av datamaskin har økt med ca 100 % i 1983 sammenlignet med 1982. Dette skyldes dels en økt bruk av de enkelte systemer, samt at nye oppgaver er lagt over på EDB. Målsettingen har vært, og vil stadig være, å sette den enkelte medarbeider bedre i stand til å ivareta sine oppgaver. Erfaringene hittil er i så henseende gode.

Boredatabank

Den første boredatabankutgaven ble satt i prøvedrift sommeren 1982. I denne fasen ble en brønn pr operatør fulgt opp og analysert ved hjelp av dette systemet. Videre ble det knyttet nær kontakt med operatørselskapene for utveksling av synspunkter med hensyn til videre planer.

Det arbeides for tiden med spesifikasjoner til en endelig driftsutgave. Vesentlige endringer i forhold til «prøveutgaven» av systemet går på selve registreringsarbeidet. Planene går ut på at dette nå skal foretas av operatørselskapene via en on-line tilknytning til direktoratets EDB-anlegg i Avdeling for sikkerhetskontroll. Det blir lagt stor vekt på å utvikle et modulært system som senere relativt enkelt kan ivareta nye behov.

En endelig utgave av boredatabanken planlegges satt i drift tidlig i 1984.

Boretillatelser

For å lette oversikten over bore-, teste- og pluggetillatelser som blir gitt på den norske sokkel, har Avdeling for sikkerhetskontroll tatt i bruk et system for registrering av slike tillatelser.

Samordning av brønninformasjon

I inneværende år er det i regi av Oljedirektoratets EDB-utvalg utviklet et EDB-system med siktemål å sikre en bedre samordning av den basisbrønninformasjon som er felles informasjon for flere avdelinger i direktoratet (brønnidentifikasjon, felt, lisensnummer og dato, boretiltelsesnummer og dato, posisjon, kontraktor, borefartøy osv). Fordelene med et slikt system vil være store:

- sikre en bedre oppdatering av dataene
- entydighet med hensyn til angivelse av ovenfor nevnte indikatorer sikrer en egnet nøkkel til andre EDB-systemer, som er koplet til dette fellessystemet
- relevant felles brønndata-informasjon vil være lettere tilgjengelig.

Systemet forutsetter et desentralisert ansvar med hensyn til vedlikehold. Det vil si at hver enkelt avdeling holder sin del av registeret oppdatert relatert til ansvarsområde.

Boredatabanken vil bli forsøkt koplet til dette. Avhengig av erfaringer, kan EDB-systemer i andre avdelinger senere bli knyttet til samme fellessystem for brønninformasjon. På sikt kan det tenkes en utbygging av systemet til også å omfatte andre typer felles informasjon i direktoratet.

Ulykker på sokkelen

Et system for registrering av personskader er tidligere utviklet og satt i drift. De mange og varierte mulighetene

med hensyn til videre bearbeiding av registrerte skadedata omfatter nå også enkle statistiske metoder for beregning av ulike typer skadesannsynligheter og skadehyppigheter.

Det foreligger planer om en mer detaljert registrering av arbeidstimer utført, fordelt på ulike typer personell. Dette er nødvendig for utarbeidelse av realistiske risikovurderinger.

På presentasjonssiden foreligger det nå enkle muligheter for grafisk presentasjon av analyseresultater (kurve-, stolpe- og kake-diagrammer i flere farger).

Registrering av pålegg

Et EDB-system er utviklet for registrering av pålegg gitt f.eks etter inspeksjoner offshore. Det omfatter pålegg som er gitt på området arbeidervern og arbeidsmiljø i 1981, -82 og -83. Aktiv bruk av systemet vil blant annet sette direktoratet bedre i stand til å følge opp tidsfrister. Systemet gir videre bedre muligheter til å avdekke spesielle problemområder.

Skader på strukturer, stigerør og rørledningssystemer

Oljedirektoratet har i 1983 påbegynt et EDB-basert skaderegister for strukturer, stigerør og rørledninger. Ved opprettelse vil registeret gi en status vedrørende skader/reparasjoner i 1982-1983. En vil deretter registrere alle tidligere skader/reparasjoner fra installasjonsdata. Planlegging for videre bruk av EDB omfatter historisk oversikt for de enkelte installasjoner, og inspeksjonsoversikt for planlagte og utførte inspeksjoner.

Dykkesystemer

Direktoratet har i lengre tid hatt i drift et system for registrering av dykkersertifikater. I inneværende år er det tatt i bruk ytterligere EDB-systemer for registrering av dykkerulykker, samt basisdata knyttet til selve dykkeoperasjonen.

Videre planer går ut på å utvikle systemer for registrering av aktivitetsrapporter fra operatørselskapene.

Borepersonell

Direktoratet har i lengre tid hatt i drift et EDB-system for registrering av borepersonell-kvalifikasjoner.

Kopling mot Hovedredningssentralen

I 1983 ble det besluttet å planlegge en prøvekopling mot Hovedredningssentralen og Aksjonsutvalget vedrørende et katastrofesystem for ressurs- og loggoversikter. Dette systemet forutsettes å kunne gjøre direktoratets krisestab bedre i stand til å følge alle operasjoner. Systemet muliggjør kjøring av simulerte aksjoner internt, eller i samarbeid med Hovedredningssentralen og Aksjonsutvalgets ledelse.

1.3.10.2 Juridisk/økonomisk avdeling

Rammebeskrivelse og planleggningssystem

Som en del av arbeidet med å legge forholdene til rette for en effektiv og målrettet styring av avdelingens virksomhet, er det i 1983 utarbeidet en særskilt rammebeskrivelse med en enhetlig og sammenhengende framstilling av avdelingens oppgaver og funksjoner. Beskrivelsen er forut-

FIG 1.3.11

Direktør Fredrik Hagemann markerer første spadestikk for nybygget den 17.11.83.

Director General Fredrik Hagemann is here seen breaking the ground for the NPD's new building.



satt å legge rammene for arbeidet i de enkelte seksjoner. Innenfor disse rammene skal den enkelte medarbeider få en nærmere beskrivelse av mål og arbeidsoppgaver.

Som en videreføring av dette effektiviseringsarbeidet har en innenfor avdelingens to petroleumsøkonomiske seksjoner igangsatt et arbeid med sikte på å utvikle et administrativt system for planlegging og oppfølging av arbeidet innenfor petroleumsøkonomifunksjonene i direktoratet. Systemet er forutsatt operativt i 1984.

Bruk av EDB

Avdelingen har i løpet av året utvidet og effektivisert sin bruk av EDB. Dette er gjort ved hjelp av intern opplæring og ved å ta i bruk mer og bedre utstyr. Sammen med Avdeling for ressursforvaltning disponeres en ND-500 maskin med tilknyttet periferutstyr som har gitt flere saksbehandlere mulighet til å utnytte datakraften. Det viser seg at mye rutinepreget arbeid på den måten blir tatt bort, og de vesentlige arbeidsoppgaver får større oppmerksomhet.

I 1983 er det utviklet en tariffmodell som gir mulighet for å vurdere nåværende og framtidige tariffer, samt teste kapasitet og utnyttelsesgrad i forskjellige transportanlegg.

Modell for økonomisk felt- og selskapsanalyse («selskapsmodellen») er blitt videreutviklet ut fra de erfaringer som ble høstet i 1982, og viser seg svært nyttig i det

daglige arbeid og i perspektivanalysesammenheng. Planleggingsmodellen («Porteføljemodellen»), som er et samarbeidsprosjekt med Statoil, brukes til tidsfasevurderinger av felt ut fra valgte forutsetninger.

Modell for beregning av produksjonsavgift (PABS) er under videreutvikling for også å kunne ta hensyn til dragbare kostnader.

System for rapportering av produksjonstall (PPRS-systemet) viser seg mer og mer effektivt i Oljedirektoratets arbeid for bedre og raskere rapportering av produksjonstall fra de ulike feltene i Nordsjøen.

1.3.10.3 Avdeling for ressursforvaltning

Bruk av EDB

Den praktiske anvendelse av Oljedirektoratets GEO-DATABASE videreføres kontinuerlig. Ved å utvikle generelle, brukervennlige programmer, bygges det gradvis opp hjelpemidler/verktøy slik at fagfolkene, geologer og geofysikere, selv kan benytte moderne datasystemer i sitt daglige arbeid. Dette reduserer manuelt rutinearbeid, som igjen vil øke produktiviteten i selve tolkningsoppgavene (jf 2.2.1.3).

I 1983 er det i Underavdeling for ressursdisponering satset på å bygge opp et fullstendig system for tredimensjonal (3D) reservoarsimulering på eget EDB-anlegg. Dette omfatter en database for lagring av reservoardata, et

system for innlesning av kart og generering av blokkmodell, en 3D-reservoarsimuleringsmodell samt rutiner for å behandle resultatene grafisk. Meningen er på litt sikt å knytte alle disse systemene sammen.

Reservoardatabasen er under konstruksjon internt og vil være ferdig til å motta data i løpet av 1984. Eksterne konsulenter vil bli benyttet for å utvikle programvare rundt reservoardatabasen.

Det er inngått samarbeid med Institutt for energiteknikk (IFE) som har lagt inn en tredimensjonal (3D) reservoarsimuleringsmodell med etterbehandlingsrutiner. Kart-blokk-modellen er nå under testing. Samarbeidet med IFE om videreutvikling vil fortsette i 1984.

Denne opprustningen på EDB-siden gir samtidig en nødvendig faglig oppbygging av avdelingens personell.

Et ND-500 anlegg ble installert våren 1983 for å dekke Oljedirektoratets økende behov for datakraft i forbindelse med økonomiske analyser, perspektivanalyser, prognoser og reservoarsimuleringer. En kraftig utvidelse av både maskinkapasitet og lagringskapasitet er nødvendig for å tilfredsstille behovet.

1.3.10.4 Administrasjonsavdelingen

Bruk av EDB

Oljedirektoratets administrasjonsavdeling har også i 1983 utvidet bruken av elektronisk datautstyr.

Personalseksjonen har tatt i bruk flere terminaler og et nytt EDB-basert personalregister.

Publikasjonskontoret har tatt i bruk EDB til registrering av bestillinger og til automatisk utskrift av pakksedler og fakturaer.

Skrivetjenesten har gått over til et forbedret tekstbehandlingssystem.

Oljedirektoratets arkiv har siden 1981 registrert all inngående og utgående korrespondanse på EDB. I 1983 er systemet forbedret og utvidet til også å omfatte registrering av tegninger, notater og referater. EDB-arkivet inneholder nå opplysninger om nærmere 100 000 dokumenter.

På tegnekontoret er det i 1983 innført EDB-basert tegneutstyr.

Ved utgangen av 1983 arbeides det med en utvidelse av tekstbehandlingskapasiteten, og med en overgang til et terminalorientert budsjett- og økonomistyringssystem.

1.3.11 Lokaler

Kontorsituasjonen har også i denne perioden vært tilfredsstillende.

Arbeidet med forberedelser av nytt bygg i Ullandhaugområdet går etter oppsatte planer, men selve arbeidet er noe framskutt. Blant annet startet utgravning av tomten medio november 1983, mot som tidligere planlagt februar/mars 1984 (fig. 1.3.11).

2 Virksomheten på norsk kontinentalsokkel

2.1 UNDERSØKELSE- OG UTVINNINGSTILLATELSER

2.1.1 Nye utvinningstillatelser

Det ble i 1983 tildelt en ny utvinningstillatelse (tab 2.1.1.a). Utvinningstillatelse 085 (blokkene 31/3, 31/5 og 31/6) ble tildelt som følge av funn av hydrokarboner i blokk 31/2 (utv. till. 054). Rettighetshaverne i utvinnings-tillatelse 085 forplikter seg til i samarbeid med rettighets-haverne i lisens 054 å ha en organisasjonsmessig og akti-vitetsmessig samordning av utforskning og utvikling av Troll-feltet (blokkene 31/2, 31/3, 31/5 og 31/6).

2.1.2 Undersøkelsestillatelser

Det er pr 31.12.83 tildelt ialt 113 kommersielle under-søkelsestillatelser. Følgende tillatelser ble gitt i 1983:

	Tillatelse nr
Total Marine Norsk A.S	104
BP Petroleum Development Ltd., Norway	105
Seismic Profilers A/S	106
Phillips Petroleum Company Norway	107
Amoco Norway Oil Company	108
Superior Norge Exploration Company	109
ARCO Norway, Inc	110
Texas Eastern Norway Inc	111
Deminex (Norge) A/S	112
Institutt for kontinentalsokkelundersøkelser	113

TAB 2.1.1.b

Utvinningsstillatelser pr 31.12.83

Production licenses as of 31 December 1983.

Meddelt med virkning fra	Utvinnings- tillatelse nr	Totalt areal km ²	Antall blokker
01.09.65	001-021	39 842,476	74
07.12.65	022	2 263,565	4
23.05.69	023-031	4 107,833	9
30.05.69	032-033	746,285	2
14.11.69	034-035	1 024,529	2
11.06.71	036	523,937	1
10.08.73	037	586,834	2
01.04.75	038-040,42	1 840,547	7
01.06.75	041	488,659	1
06.08.76	043	604,559	2
27.08.76	044	193,077	1
03.12.76	045-046	1 270,682	4
07.01.77	047	368,363	2
18.02.77	048	321,500	2
23.12.77	049	485,802	1
16.06.78	050	500,509	1
06.04.79	051-058	4 007,887	8
18.01.80	059-061	1 108,078	3
17.03.81	062-064	1 099,522	3
21.08.81	065-072	3 218,945	9
23.04.82	073-078	2 311,912	6
20.08.82	079	102,167	1
10.12.82	080-084	2 082,966	5
08.07.83	085	1 521,160	3
		70 621,794	153

TAB 2.1.1.a

Tildeling av utvinningstillatelse 085 meddelt ved kgl res av 8.7.83.

Pl 085 Granted by Royal Decree of 8 July 1983.

Utv.nr	Felt/blokk	Eier %	Operatør(0)/rettighetshaver
085	31/3	85,000	0 Den Norske Stats Olje selskap a.s
		9,000	0 Norsk Hydro Produksjon a.s
		6,000	0 Saga Petroleum a.s
	31/5	85,000	0 Den Norske Stats Olje selskap a.s
		9,000	0 Norsk Hydro Produksjon a.s
		6,000	0 Saga Petroleum a.s
	31/6	85,000	0 Den Norske Stats Olje selskap a.s
		9,000	0 Norsk Hydro Produksjon a.s
		6,000	0 Saga Petroleum a.s

TAB 2.1.1.c
Områder med utvinningstillatelser pr 31.12.83
Licensed area as of 31 December 1983

Utv.till. tildelt	Opprinnelig km ²	Tilbakelevert areal pr 31.12.83	Areal med utvinnings-tillatelse i km ²	Areal med utvinnings-tillatelse i prosent	Fordelt på antall blokker
1965	42 106,041	36 338,422	5 767,619	13,70	26
1969	5 878,647	3 004,025	2 874,622	48,90	13
1971	523,937	262,047	261,890	49,99	1
1973	586,834	295,157	291,677	49,70	2
1975	2 329,206	1 633,827	695,379	29,86	4
1976	2 068,318	924,825	1 143,493	55,29	5
1977	1 175,665	896,981	278,684	23,70	2
1978	500,509		500,509	100,00	1
1979	4 007,887		4 007,887	100,00	8
1980	1 108,078		1 108,078	100,00	3
1981	4 318,467		4 318,467	100,00	12
1982	4 497,045		4 497,045	100,00	12
1983	1 521,160		1 521,160	100,00	3
	70 621,794	43 355,284	27 266,510	38,61	92

TAB 2.1.1.d Tildelingsrunder. Norske og utenlandske andeler.
Licensing rounds. Norwegian and foreign shares.

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

2.1.3 Andelsoverdragelser

I løpet av 1983 er følgende andelsoverdragelser godkjent i henhold til § 48 i kgl res av 8.12.72.

Utvinningsstillatelse 022

Gulf Production Company A/S har overført sin andel til Norwegian Gulf Exploration Company A/S.

Utvinningsstillatelse 019 A (ULA)

Svenska Petroleum A/S har overtatt 15 % fra Norske Conoco A/S. Fordelingen i lisens 019 A er etter dette:

BP Petroleum Development of Norway A/S	57,500 %
Svenska Petroleum Exploration A/S	15,000 %
Den norske stats oljeselskap a.s	12,500 %
Norske Conoco A/S	10,000 %
K/S Pelican & Co A/S	5,000 %

Utvinningsstillatelse 025 og 039

I disse to lisensene har Norske Hudebay A/S solgt sine andeler til Lasmo Norge A/S.

Utvinningsstillatelse 032

Svenska Petroleum A.B. har overført sin andel til Svenska Petroleum Exploration A/S.

Utvinningsstillatelse 079

Statoil, Hydro og Saga har fått henholdsvis 3,5 %, 1 % og 0,5 % av den tilbakeholdte 5 % andel. Fordelingen i lisens 079 er etter dette:

Den norske stats oljeselskap a.s	73,500 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	16,000 %
Saga Petroleum a.s.	10,500 %

2.1.4 Tilbakeleveringer

Det har i 1983 funnet sted tilbakeleveringer av områder fra fire utvinningsstillatelser. Disse fremgår av tab 2.1.4.a.

TAB 2.1.4.a
Tilbakeleveringer
Relinquishments

Utvinningsstillatelser	Blokk	Operatør
039	24/9	Conoco
047	33/2 og 33/5	Norsk Hydro
048	15/2 og 15/5	Norsk Hydro
049	33/6	Norsk Agip

Blokkene 24/9, 33/2, 15/2 og 33/6 er tilbakelevert i sin helhet.

Tilbakelevering har skjedd etter tilbakeleveringsreglene i henhold til kgl res av 8.12.72.

Rettighetshaverne i utvinningstillatelse 047 har fått dispensasjon fra tilbakeleveringsreglene. Dette har resultert i at blokk 33/2 er tilbakelevert i sin helhet, mens blokk 33/5 er beholdt i sin helhet. Den totale tilbakelevering av utvinningstillatelse 047 utgjør 82,57 % som tilsvarer 304,16 km². Det tildelte område pr 7.1.83 utgjør 64,203 km².

Rettighetshaverne i utvinningstillatelse 048 har fått dispensasjon fra tilbakeleveringsreglene. Dette har resultert i at blokk 15/2 er tilbakelevert i sin helhet, mens blokk 15/5 er beholdt i sin helhet.

Den totale tilbakelevering av utvinningstillatelse 048 utgjør 33,29 % som tilsvarer 107,019 km². Det tildelte område pr 18.2.83 utgjør 214,481 km².

2.2 KARTLEGGING OG LETEBORING

2.2.1 Geofysiske og geologiske undersøkelser

2.2.1.1. Plan for geofysiske undersøkelser

På bakgrunn av Stortingets ønske om å prioritere leteaktiviteten nord for Stad (stortingsmelding nr 58 1982/83 og innst s 278 1982/83) har Oljedirektoratet i samarbeid med Olje- og energidepartementet utarbeidet en 5-års plan for Oljedirektoratets undersøkelser nord for Stad.

Et vesentlig element i 5-års planen er en systematisk modning av nye områder med tanke på senere leteboring.

Dette innebærer at Oljedirektoratet dekker området ned til et nett på ca 4x4 km med seismikk for å kunne vurdere om området inneholder borbare strukturer.

Fra og med 1984 legges det opp til en endret rutine med hensyn til seismikk i oljeselskapenes regi. Det ble i St prp nr 1 1983/84 lagt opp til at det i framtiden bør tillates at oljeselskapene skyter seismikk umiddelbart etter at Oljedirektoratet har gjennomført og solgt sin semi-regional-seismikk (normalt begrenset nedad til et 4x4 km nett). En slik åpning av områder for seismikkinnsamling fra oljeselskapene gis uten forpliktelser til senere å åpne områder for leteaktivitet.

Oljedirektoratet har på bakgrunn av Stortingets ønske om en opptrapping av letevirkningsheten i nord fått en betydelig økning i budsjettet for seismiske undersøkelser i 1984. Det planlegges innsamlet minimum 10 000 km i 1984 og det tas sikte på en økning til ca 20 000 km ved slutten av 5-års perioden.

Basert på planen for 1984 vil Oljedirektoratet klargjøre for videre undersøkelser et område tilsvarende ca 100 blokker. I tillegg vil det også bli samlet inn regional seismikk over større områder som et nødvendig grunnlag for utvidelser på lengre sikt.

Oljedirektoratet mener at et opplegg slik som skissert i 5-års planen, er en hensiktsmessig undersøkelsesstrategi.

Myndighetene får på denne måten en tidlig innsikt i hvilke områder som kan være interessante og får dermed mulighet til å styre utviklingen i tråd med politiske siktemål. Ved at oljeselskapene får dataene i god tid før det er aktuelt med tildeling, vil de også få nødvendig tid til tolkning av disse. Det er nødvendig med en viss mod-

ningsprosess for å få en skikkelig geologisk forståelse. Særlig er det viktig at oljeselskapene får minst ett år til å tolke direktoratets regionale og semiregionale data før de skyter detalj-seismikk.

Oljedirektoratet mener også det er hensiktsmessig med en gradvis utvidelse av leteområdene. Da kan man dra nytte av boreresultater og således øke mulighetene for funn. I tillegg kan man ha større sikkerhet for hvilke trykkforhold som forventes i de ulike formasjoner, noe som er viktig med tanke på den geologisk-sikkerhetsmessige planlegging av nye borehull.

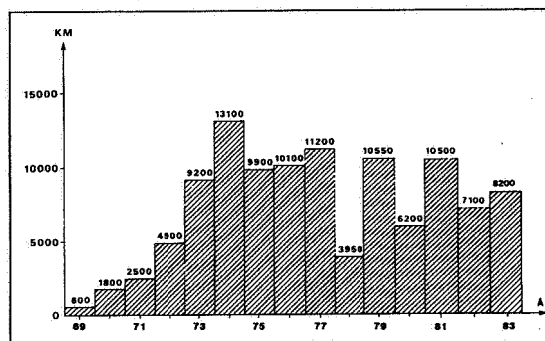
5-års planen er ment å være rullerende. Dette er nødvendig for til enhver tid å kunne justere planene i lys av boreresultater. I denne forbindelse tar Oljedirektoratet sikte på årlige møter med de selskaper som opererer nord for Stad for i størst mulig grad å kunne inkorporere de synspunkter selskapene har på utvidelse av leteområdene sett i lys av siste års boreresultater.

2.2.1.2 Oljedirektoratets geofysiske undersøkelser 1983

Oljedirektoratet har i løpet av 1983 samlet inn seismiske data i to områder. Det ble skutt 3 600 km i området utenfor Troms 1 og 4 635 km i området mellom Halten- og Trænabanken (Nordland 2), totalt 8 235 km (fig 2.2.1.a). Det ble også samlet inn gravimetriske data over disse områdene. På Nordland 2 ble det i tillegg samlet inn magnetometriske data. Samtlige data ble samlet inn av GECO a.s.

FIG 2.2.1.a

Geofysiske undersøkelser nord for Stad i statlig regi
Governmentally conducted seismic surveys north of Stad

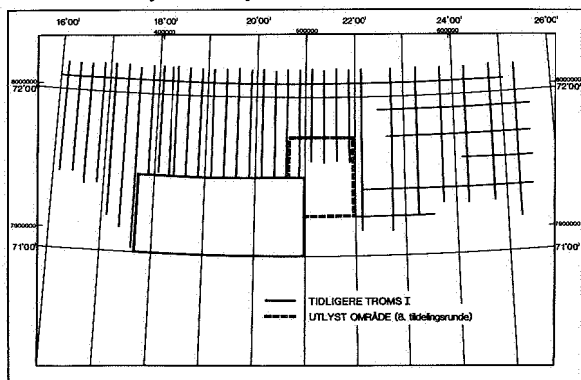


Undersøkelsene er delt i fire områder:

2 414 km ble samlet inn nord for det opprinnelige Troms 1 området (fig 2.2.1.b og c). Disse dataene sammen med tidligere data, gjør at området fra 71.30 - 72.00 grader nord og 16-22 grader øst nå er dekket med et nett på ca 4x4 km. Dette området inneholder fire blokker som ble utlyst i 8. konsesjonsrunde. Tolv blokker vil bli utlyst i 9. konsesjonsrunde, og de tyve vestligste blokkene er planlagt inkludert i en 10. konsesjonsrunde. Disse dataene sammen med dataene fra 1982 i området ble prosessert hos Geophysical Service International i England. Det er planlagt en opptrapping av undersøkelsene nord for dette området i 1984.

FIG 2.2.1.b
Geofysiske undersøkelser nord for Troms/Finmark, 1983

Seismic surveys north of Troms/Finmark, 1983



1 060 km seismikk ble samlet inn i Finnmark vest området, øst for Troms 1-området. Det ble også skutt to regionale linjer på tilsammen 126 km sør for Troms 1-området. Disse dataene vil bli prosessert i 1984. Det er planlagt ytterligere undersøkelser i disse områdene i 1984. Det ble samlet inn 4 635 km seismikk mellom Halten- og Trænabanken (Nordland 2) (fig 2.2.1. d og e). Disse dataene sammen med tidligere data i området gjør at Oljedirektoratet har dekket området med et nett på ca 4x4 km, og Oljedirektoratet har dermed avsluttet sine undersøkelser i dette området. Nordland 2-området utgjør 30 blokker og er planlagt inkludert i en 10. konsesjonsrunde. Dataene er

for tiden under prosessering hos GECO a.s. i Stavanger, og vil bli tilgjengelige for oljeselskapene i løpet av våren, slik at selskapene kan vurdere dataene i forbindelse med planlegging av eventuelle detaljerte undersøkelser i egen regi. Det er også foretatt reprosessering av 641 km seismikk fra 1973/75 hos Horizon Exploration i England. Resultatet av reprosesseringen har vært oppmuntrende, og det vil antagelig bli aktuelt med ytterligere reprosessering av nyere data utenfor Nordland i 1984.

For øvrig har Oljedirektoratet prosessert 4 050 km seismikk fra det nord-østlige Barentshavet hos Seismograph Service Limited (SSL) i England. Disse dataene ble samlet inn i 1982.

Siden juli 1982 har Oljedirektoratet også benyttet sitt eget prosesseringsanlegg, NORSEIS, som er en kombinasjon av GECOs software og Norsk Datas maskiner. Systemet har fungert meget tilfredsstillende, og det har vært nyttig i forbindelse med testprosessering og reprosessering av seismikk fra utvalgte områder. Det har dessuten vært til stor hjelp i forbindelse med kvalitetskontroll av kontraktørenes arbeid.

2.2.1.3 Geofysiske undersøkelser i selskapenes regi

I 1983 ble det skutt totalt 60 300 km seismikk på norsk kontinentalsokkel i regi av oljeselskap eller kontraktører.

Av disse ble 39 100 km skutt i Nordsjøen og 21 200 km skutt nord for Stad i områdene Haltenbanken; Trænabanken og Troms. Fig 2.2.1.f viser samlede geofysiske undersøkelser utført på den norske sokkel.

De tre norske selskapene Statoil, Hydro og Saga har totalt skutt 36 900 km, mens de utenlandske selskapene har skutt 7 200 km. Selskapene NOPEC og Western Geophy-

FIG 2.2.1.c

Områder åpnet for geofysiske undersøkelser i selskapenes regi utenfor Troms/Finmark

Areas opened for company conducted seismic surveys outside Troms/Finmark

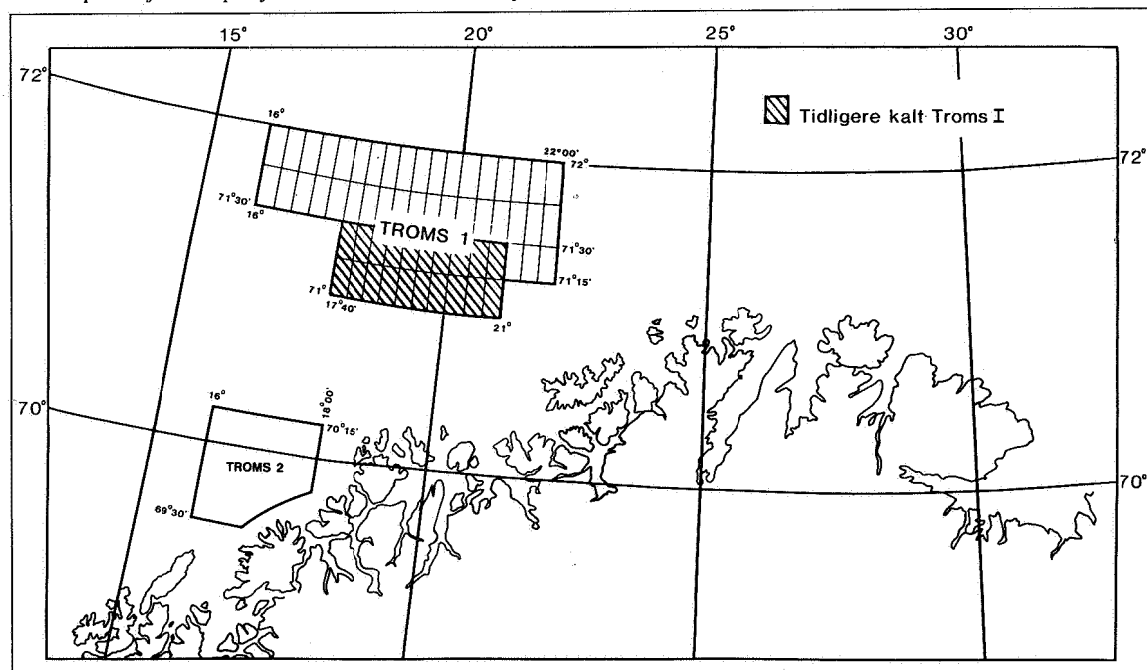


FIG 2.2.1.d
Geofysiske undersøkelser Nordland 2, 1983
Seismic surveys Nordland 2, 1983

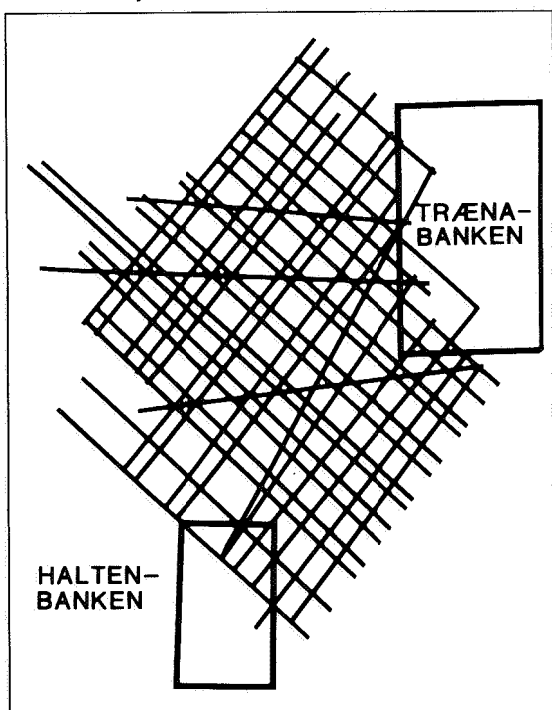
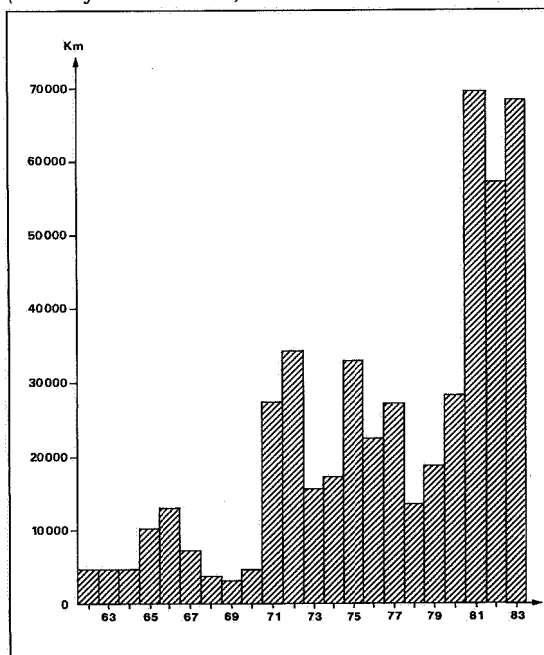


FIG 2.2.1.f
Geofysiske undersøkelser utført på hele den norske sokkel (inkl nord for Stad)
Seismic surveys carried out on the whole Norwegian Shelf (north of Stad included)



TAB 2.2.1.a Oljeselskaper som har bestilt Oljedirektoratets seismiske datapakker 1983.
NPD seismic data packages ordered by oil companies in 1983.

Selskaper	Troms 83 pakke				Møre Trønde lag /83	Bjørnøya /83 pakke 1
	1 1 076 km 1)	2 2 008 km 2)	3 1 100 km 3)	4 1 321 km 4)	1 138 km 5)	12 680 km 6)
Agip	x		x			
ARCO	x		x			
Amoco	x		x			
BP	x		x		x	
Conoco	x		x		x	
Elf Aquitaine	x	x	x	x	x	x
Esso	x	x	x	x	x	x
Mobil	x		x		x	
Norsk Hydro	x	x	x	x	x	x
Petrofina	x		x			
Phillips	x		x		x	
Saga	x		x			
Shell	x		x		x	x
Statoil	x	x	x	x		
Svenska Petroleum	x		x			
Texaco	x		x			
Total	x		x			
Union	x		x			

1) Pris 1 038 460 kroner

2) Pris 1 905 782 kroner

3) Pris 1 188 166 kroner

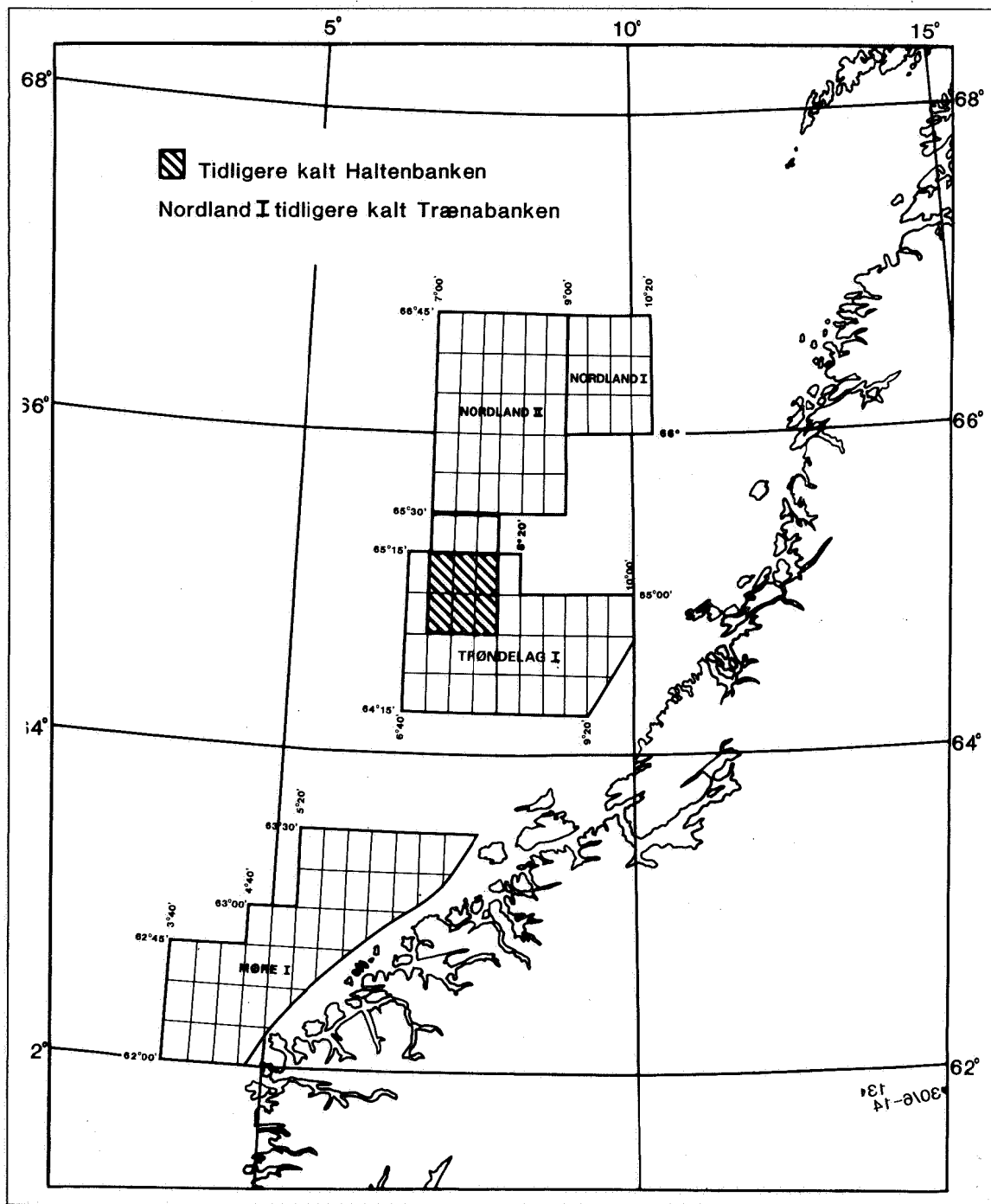
4) Pris 1 419 505 kroner

5) Sammensatt av seismikk skutt i årene 1970, 1972, 1974, 1975 og 1976. Prisen er 585 000 kroner.

6) Regionale data som er skutt i perioden 1974-1981 i området fra 71.55 til 74.40 grader nord og fra 10.00 til 26.00 grader øst. Prisen er 6 724 268 kroner.

FIG 2.2.1.e

Områder åpnet for geofysiske undersøkelser i selskapenes regi mellom Stad og Troms
 Areas opened for company conducted seismic surveys between Stad and Troms



sical utførte 9 800 km spekulative undersøkelser. Av disse seismiske målingene er det utført tre 3D-undersøkelser. Denne type data samles inn i begrensede områder over felt som er påvist og vurderes utbygd. To av undersøkelsene ble utført av Statoil (blokkene 30/2 og 3 og 7120/8). Den tredje undersøkelsen ble utført av Esso og GECO a.s. på 34/7. Her ble det innsamlet 6 400 km.

Som følge av de store datamengdene i forbindelse med 3D-undersøkelser, er det blitt et stort behov for data maskiner i forbindelse med tolkningen av disse dataene.

I løpet av 1983 har Oljedirektoratet hatt representanter hos selskapene GSI (USA) og GECO a.s. (Stavanger) for å prøve deres tolkningsstasjoner for 3D-data. Direktoratet har også fått demonstrert Western Geophysical's tolkningsstasjon i London.

Disse tolkningsstasjonene er i stadig utvikling, og de erfaringene som er høstet, viser at slikt utstyr utvilsomt vil bli til stor hjelp i tolkningsarbeidet også for 2D-data.

Oljedirektoratet planlegger å gå til anskaffelse av en tolkningsstasjon i løpet av 1984.

2.2.1.4 Kostnader ved seismiske undersøkelser

De totale kostnader ved seismiske undersøkelser utført både av Oljedirektoratet og i selskapenes regi, var for 1983 i størrelsesorden 300 mill kroner.

2.2.1.5 Salg av seismiske data

I 1983 har Oljedirektoratet tilbudt oljeselskapene 7 seismiske datapakker. Som tab 2.2.1.a viser, er 6 av disse bestilt av ulike selskaper.

I tillegg kommer «Pakke 2 Nordland 83» som inneholder 4 635 km seismikk. Denne blir prosessert hos GECO a.s., og pakken er antatt å koste 5-6 mill kroner.

Videre er det blitt solgt seismiske datapakker som er blitt tilbudt oljeselskapene i tidligere år. Bl a er «Træna-bank-pakken» solgt til Japan National Oil Corporation.

Inntektene av salget for 1983 er på ca 50 mill kroner. Tilsvarende tall for 1982 var 24 mill kroner.

Inntektene ventes å bli vesentlig større i 1984.

2.2.1.6 Frigivning av data og materiale fra sokkelen

I forbindelse med Oljedirektoratets oppfølging av oljevirksomheten på norsk kontinentalsokkel, mottar Oljedirektoratet bl a kopier av borehullslogger og kontinuer-

FIG 2.2.1.g

Blokker der seismiske data er frigitt

Blocks where seismic data have been released

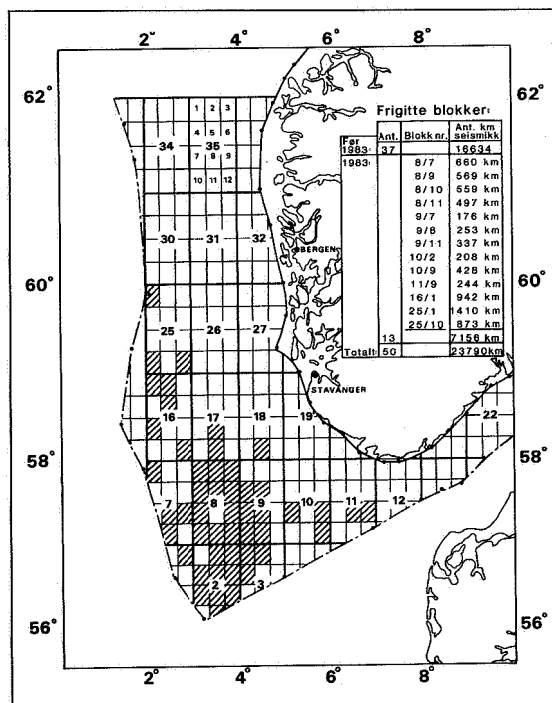
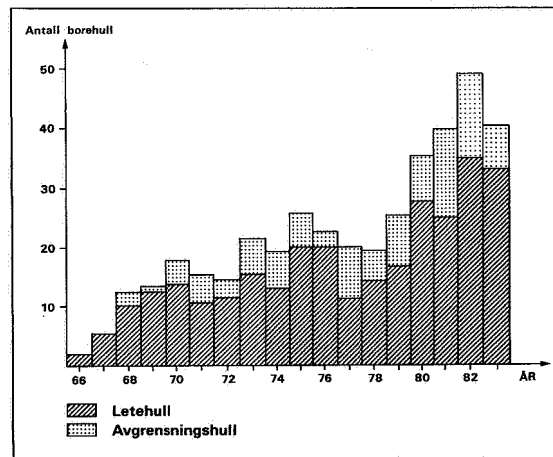


FIG 2.2.2.a

Boreaktiviteten på den norske kontinentalsokkel (Antall borehull pr år)

Drilling activity on the Norwegian Continental Shelf (Number of wells per year)



lige, representative utvalg av borekaks og borekjerner. Prøver av borekaks tas hver 10. m gjennom borehullet, og hver 3. m i formasjoner som kan inneholde hydrokarboner. For våtprøver, som skal veie minst 1/2 kg, gjelder samme prøvetakingsfrekvens.

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

Oljedirektoratet har blant sine plikter ansvaret for å publisere data og frigi materiale i undervisnings- og forskningsøyemed.

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

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

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

Pr 31.12.83 er 50 blokker frigitt, 13 av disse i 1983. I alt er 23 790 profilkilometer frigitt, 7 156 km i 1983.

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

2.2.1.7 Vitenskapelige undersøkelser

Pr 31.12.83 er det i alt meddelt 178 tillatelser til vitenskapelige undersøkelser på den norske kontinentalsokkelen. Som det fremgår av tab 2.2.1.b er det for 1983 meddelt 23 slike tillatelser.

De fleste undersøkelsene dreier seg hovedsakelig om geofysikk, og noen om geologi og biologi.

TAB 2.2.1.b**Tillatelser til vitenskapelige undersøkelser etter naturforekomster***Licenses for scientific research for natural resources*

Tillatelse	Navn	Geo- fysikk	Arbeidsfelt Geo- logi	Bio- logi	Område
156	Rijkswaterstaat (Directie Noordzee) Nederland		X		Skagerrak
157	Universitetet i Bergen Geologisk institutt, avd B	X	X		Nordsjøen
158	Natural Environment Research Council England	X	X		Nordsjøen
159	Institut für Meereskunde an der Universität Kiel		X	X	Norskehavet
160	DAFS, Marine Laboratory Skottland		X		Nordsjøen
161	Centre d'Etudes et de Recherches de Biologie et d'Océanographie Médicale Frankrike	X			Nordsjøen og Skagerrak
162	Universitetet i Bergen Jordskjelvstasjonen	X			Kontinental- marginen ved Lofoten og Sognefjorden
163	Norges geologiske undersøkelse	X			Drammensfjordens indre/ytre del
164	Lamont- Doherty Geological Observatory USA	X			Norskehavet
165	Bundesanstalt für Geo- wissenschaften und Rohstoffe Forbundsrepublikken Tyskland	X			Norskehavet
166	Institute of Geological Sciences Skottland	X			Nordsjøen
167	Alfred-Wegener-Institute for Polar Research Forbundsrepublikken Tyskland	X		X	Norskehavet
168	Norges geologiske undersøkelser	X			Nord-Møre
169	Institute Français du Pétrole Frankrike	X			Norskehavet
170	Universitetet i Tromsø	X	X		Ingøydjupet og ytre del av Bjørnøyrenna
171	Netherlands Council of Oceanic Research Nederland	X			Nord-øst Atlanterhavet
172	Norsk Polarinstitutt	X	X		Barentshavet
173	Marine Biological Institute, Academy of Science of USSR Sovjetunionen			X	Barentshavet Norskehavet
174	Universitetet i Bergen Jordskjelvstasjonen	X			Randområdet mellom 64° og 68°N Randområdet mellom Sørkapp og Isfjorden, Svalbard
175	Universität Hamburg Forbundsrepublikken Tyskland			X	Nordsjøen
176	Ministry of Agriculture, Fisheries and Food England	X			Skagerrak, Nord- sjøen, Nord-øst Atlanterhavet
177	DAFS, Marine Laboratory Skottland			X	Nordsjøen
178	Universität Hamburg Forbundsrepublikken Tyskland	X			Skagerrak

2.2.2 Lete- og avgrensningsboring

Ved årsskiftet 1982/83 var 12 lete- og avgrensningsborehull under boring. 10 av disse er avsluttet i 1983 og 2 er midlertidig forlatt. 7/11-7 skal plugges i første halvdel av 1984, og 15/9-17 vil muligens senere bli satt i produksjon. 34/10-7, som var midlertidig forlatt ved årsskiftet, er testet og avsluttet sommeren 1983.

Det har vært en nedgang i antall påbegynte undersøkelses- og avgrensningshull i 1983 i forhold til 1982. Det ble

prognosert en begrenset nedgang for 1983, men nedgangen er blitt litt større enn antatt, vesentlig pga streik i den beste boreseasonen, tidspunktet for tildeling av blokkene 31/3,5 og 6 (Troll), og fordi det er boret mange dype og tidkrevende hull i løpet av året.

I løpet av året ble det påbegynt 40 nye borehull, fordelt på 33 undersøkelseshull og 7 avgrensningshull, mot 49 hull i 1982 (fig 2.2.2.a).

TAB 2.2.2.a**Påbegynte og/eller avsluttede leteborehull (U) og avgrensningsborehull (A)**

Spudded and/or completed exploration wells (U) and delineation wells (A).

Til- latelse nr	Borehull nr	Boring påbegynt avsluttet	Operatør Rettinghets- haver	Borefartøy Registrerings- land	Brønn- type	Vann- dybde	Total dybde (MSL)	Resultat
315	34/4-4	11.09.82 03.02.83	Saga Stat/Saga/Amoco	Dyvi Delta Norge	U	344	3 775	Olje
343	1/3-3	27.08.82 24.03.83	Elf Stat/Elf/Shell	Borgsten Dolphin Norge	U	68	4 850	Olje
351	30/9-1	24.10.82 29.01.83	Norsk Hydro Stat/Hydro/Saga	Treasure Seeker Norge	U	105	2 870	Olje/gass
352	2/6-3	09.11.82 25.02.83	Elf Elf/Petronord	Byford Dolphin Norge	U	71	4 035	Tørr
353	2/1-5	13.11.82 05.04.83	BP Stat/BP/Conoco	Sedco 707 USA	U	66	4 429	Olje
354	30/11-3	17.11.82 14.03.83	Shell Shell	Borgny Dolphin Norge	U	112	4 637	Gass
355	6407/1-2	13.11.82 15.05.82	Statoil Stat/Hydro/Con/Amoco	Dyvi Delta Norge	U	273	4 531	Kondensat
356	15/9-17	09.12.82 30.03.83	Statoil Stat/Hydro/Esso	West Vanguard Norge	U	86	3 098	Gass
357	34/10-16	14.12.82 11.04.83	Statoil Stat/Hydro/Saga	Nordraug Norge	U	138	4 017	Olje/gass
358	30/6-11	20.12.82 30.03.83	Norsk Hydro Stat/Petronord	Nortrym Norge	U	146	3 976	Tørr
359	7/11-7	29.12.82 25.12.83	Phillips Phillips-gr	Cod Plattform Norge	U	75	4 885	Olje
360	30/6-10 A	02.12.82 04.03.83	Norsk Hydro Stat/Petronord	Treasure Seeker Norge	A	109	2 642	Olje/gass
361	1/3-4	15.02.83 08.05.83	Elf Stat/Elf/Shell	Dyvi Alpha Norge	U	72	3 173	Tørr
362	2/2-3	04.02.83 11.05.83	Saga Stat/Mobil/Saga	Treasure Saga Norge	U	65	4 073	Tørr
363	30/6-12	20.02.83 09.03.83	Norsk Hydro Stat/Petronord	Treasure Seeker Norge	A	104	2 587	Tørr
364	34/10-17	23.02.83 08.07.83	Statoil Stat/Hydro/Saga	Deepsea Bergen Norge	U	135	3 441	Olje/gass
365	31/2-11	17.03.83 25.05.83	Shell Statoil/Shell	Borgny Dolphin Norge	A	336	1 719	Olje/gass
366	30/6-13	11.03.83 14.05.83	Norsk Hydro Stat/Petronord	Treasure Seeker Norge	A	105	2 750	Olje/gass
367	7120/12-3	16.03.83 05.05.83	Norsk Hydro Stat/Conoco/Hydro	Treasure Scout Norge	U	185	2 500	Gass
368	7120/8-3	07.04.83 24.05.83	Statoil Statoil/Esso/Hydro	West Vanguard Norge	A	297	2 311	Tørr
369	30/3-3	01.04.83 30.05.83	Statoil Statoil/Union	Ross Isle Norge	U	208	3 397	Tørr
370	30/9-2	01.04.83 12.07.83	Norsk Hydro Stat/Hydro/Saga	Nortrym Norge	U	104	2 805	Olje/gass
371	6610/7-1	18.04.82 19.06.83	Statoil Stat/Elf/Agip	Nordraug Norge	U	265	3 308	Tørr
372	7117/9-2	07.05.83 09.09.83	Norsk Hydro Stat/Hydro/BP	Treasure Scout Norge	U	271	4 977	Tørr
373	31/2-12	26.05.83 08.09.83	Shell Stat/Shell	Borgny Dolphin Norge	A	334	1 590	Gass
374	6609/11-1	19.05.83 07.07.83	Norsk Hydro Stat/Hydro/Arco	Treasure Seeker Norge	U	238	3 043	Tørr
375	6407/2-2	17.05.83 31.07.83	Saga Stat/Agip/Arco	Treasure Saga Norge	U	258	3 325	Gass/kond
376	7119/12-3	20.05.83 12.09.83	Statoil Stat/Esso/Hydro	Dyvi Delta Norge	U	211	3 281	Gass/kond
377	7120/7-2	26.05.83 21.08.83	Statoil Stat/Hydro/Saga	West Vanguard Norge	U	242	2 501	Gass/kond

Til- latelse nr	Borehull nr	Boring påbegynt avsluttet	Operatør Rettinghets- haver	Borefartøy Registrerings- land	Brønn- type	Vann- dybde	Total dybde (MSL)	Resultat
378	6609/7-1	21.06.83 03.08.83	Phillips Stat/PPCO/Esso	Nordraug Norge	U	250	1 944	Tørr
379	31/3-1	17.07.83 13.10.83	Statoil Stat/Hydro/Saga	Deepsea Bergen Norge	U	334	2 351	Gass
380	7119/7-1	12.07.83 11.09.83	Norsk Hydro Stat/Hyd/Elf/Shell	Treasure Seeker Norge	U	238	3 142	Tørr
381	31/6-1	15.07.83 28.10.83	Norsk Hydro Stat/Hydro/Saga	Nortrym Norge	U	302	4 045	Gass
382	34/10-18	16.07.83 30.08.83	Statoil Stat/Hydro/Saga	Ross Isle Norge	U	141	3 003	Tørr
383	6609/10-1	02.08.83 30.08.83	Saga Stat/Esso/Saga/NH	Treasure Saga Norge	U	263	2 140	Tørr
384	2/5-7	11.08.83	Shell Stat/Shell/PPCO	Neddrill Trigon Nederland	U	66	4 497	
385	6610/7-2	28.08.83	Statoil Stat/Elf/Agip	West Vanguard Norge	U	235		Tørr
386	31/5-1	05.09.83 30.09.83	Saga Stat/Hydro/Saga	Treasure Saga Norge	U	316	834	Tørr
387	7/8-3	12.09.83 12.12.83	Conoco Stat/Conoco/Hydro	Borgny Dolphin Norge	U	81	4 295	Olje
388	6407/1-3	17.09.83	Statoil Stat/Hyd/Con/Amoco	Dyvi Delta Norge	U	286	4 440	Kondensat
389	7/11-8	22.09.83 12.12.83	Norsk Hydro Stat/Hydro/Saga	Treasure Scout Norge	U	79	4 727	Tørr
390	29/9-1	23.09.83	Norsk Hydro Stat/Petronord	Treasure Seeker Norge	U	104	4 678	
391	31/5-2	05.10.83 11.11.83	Saga Stat/Hydro/Saga	Treasure Saga Norge	U	316	2 474	Gass
392	34/10-19	05.10.83	Statoil Stat/Hydro/Saga	Ross Isle Norge	A	193	2 196	Tørr
393	31/6-2	18.10.83 11.12.83	Statoil Stat/Hydro/Saga	Deepsea Bergen Norge	A	304	1 997	Gass
394	31/6-3	01.11.83 26.12.83	Norsk Hydro Stat/Hydro/Saga	Nortrym Norge	U	301	2 225	Tørr
395	34/4-5	13.11.83	Saga Stat/Saga/Amoco	Treasure Saga Norge	U	378		
396	15/9-18	16.12.83	Statoil Stat/Hydro/Esso	Deepsea Bergen Norge	U	97		
397	15/3-5	28.12.83	Elf Petronord	Byford Dolphin Norge	U	135		
398	30/6-14	17.12.83	Norsk Hydro Stat/Petronord	Treasure Scout Norge	U	148		
399	34/10-20	23.12.83	Statoil Stat/Hydro/Saga	Ross Isle Norge	U	135		
400	30/9-3	31.12.83	Norsk Hydro Stat/Hydro/Saga	Nortrym Norge	U	111		

25 av de påbegynte hullene ble avsluttet i løpet av året. To hull, 31/5-1 og 30/6-12, ble oppgitt grunt pga tekniske problemer, og 5 hull ble midlertidig forlatt. Ett av disse skal plugges igjen senere, 2 (på Troll-feltet) skal testes til sommeren, og 2 (på Oseberg) skal muligens senere settes i produksjon. 10 hull er under boring ved årets slutt.

Totalt er følgende 20 borehull på norsk sokkel midlertidig forlatt ved årets slutt:

	7/11-7	
	7/11-8	
1/9-1	7/12-2	31/2-5
1/9-4	7/12-4	31/5-2
1/9-6	15/9-17	31/6-2
2/7-14	30/2-1	34/10-3
2/7-19	30/6-9	34/10-5
2/11-6 S	30/6-13	
	30/9-2	

Ved årsskiftet var det totalt påbegynt 400 lete- og avgrensningshull på norsk sokkel. De fordeler seg med 293 letehull og 107 avgrensningshull (tab 2.2.2.a).

Det ble åpnet for leteboring på Trønabanken i 1983. Det er boret 5 hull fordelt på 4 blokker uten at det er gjort funn av hydrokarbonansamlinger til nå.

Figurene 2.2.2.b, c, d og e viser borehullene i de fire områdene på norsk sokkel hvor det er åpnet for leteboring (Nordsjøen, Haltenbanken, Trønabanken, Troms 1) i forhold til strukturelle hovedtrekk.

Som det framgår av disse figurene, har aktiviteten vært fordelt over hele sokkelen.

Omlag en tredjedel av boringene er utført nord for Stad. Ekstra stor aktivitet har det vært på Troll-feltet, hvor det er påbegynt 7 nye borehull. På Oseberg er det påbegynt 5 borehull og på Gullfaks 4.

FIG 2.2.2.b
Borehull i 1983 i forhold til strukturelle hovedtrekk i Nordsjøen
Wells drilled in 1983 in relation to main structural elements in the North Sea

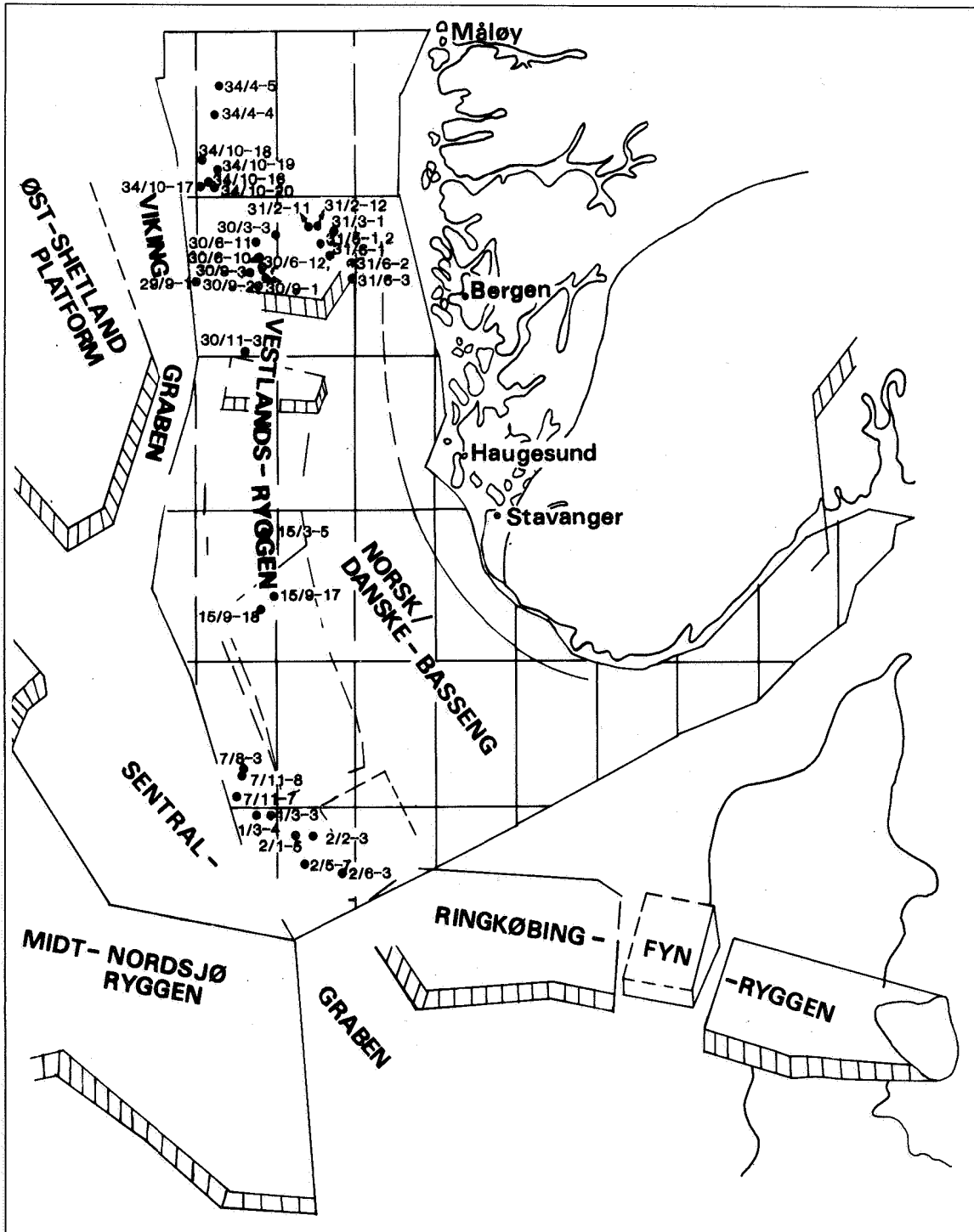


FIG 2.2.2.c

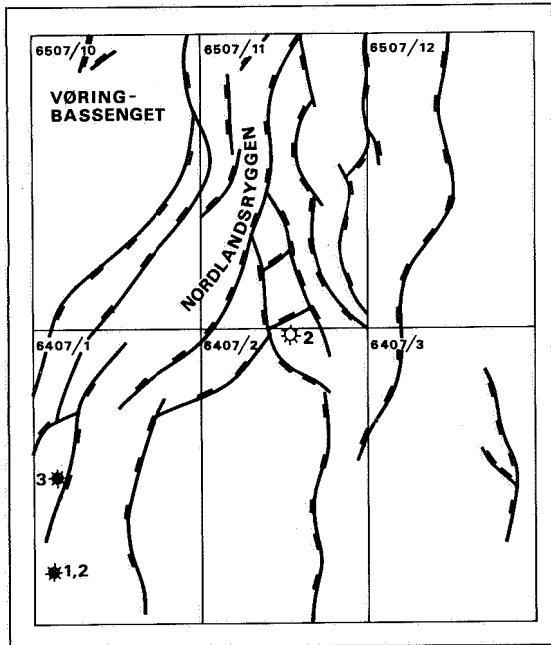
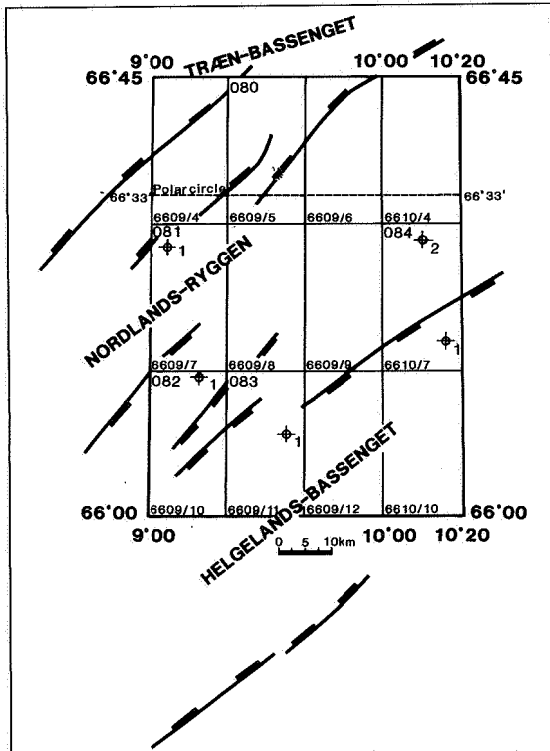
Borehull i 1983 i forhold til strukturelle hovedtrekk på Haltenbanken*Wells drilled in 1983 in relation to main structural elements on Haltenbanken*

FIG 2.2.2.d

Borehull i 1983 i forhold til strukturelle hovedtrekk på Trænabanken*Wells drilled in 1983 in relation to main structural elements on Trænabanken*

Dette utgjør 40 % av alle påbegynte borehull i 1983.

De norske selskapene Saga, Norsk Hydro og Statoil har i 1983 hatt operatøransvaret for 33 påbegynte borer, mens de resterende 7 fordeler seg på 4 forskjellige utenlandske selskaper. Statoil har boret 14 hull, mens Norsk Hydro har 13 borede hull og Saga 6.

Siden starten i 1966 har totalt 17 forskjellige selskaper vært operatør på norsk sokkel. Statoil har boret flest hull, 76, deretter følger Phillips med 52 og Norsk Hydro med 48. 53 forskjellige borefartøyer har i denne perioden operert på norsk kontinentalsokkel.

2.2.2.1 Fordeling på prospekttyper

Også i 1983 har leteaktiviteten nesten utelukkende vært rettet mot jurassiske sandsteinsreservoarer. 36 av de 40 påbegynte borehull har hatt som hovedmål å utforske forskjellige jurassiske sandsteinsprospekter. Flere av disse borehullene har i tillegg hatt sekundære prospekter på andre nivåer.

De øvrige 4 borehull fordeler seg med 2 på undre kritt (Senjaryggen og Tromsøbassenget), 1 på trias (34/4-5) og 1 på kalkstein av kritt alder (1/3-4).

Alle de borehull som var under boring ved forrige årsskifte, og som da ikke hadde nådd ned til primær prospektnivå (9 borehull), hadde jurassiske lag som hovedmål.

2.2.2.2 Svalbard

Det har ikke vært boret etter olje eller gass på Svalbard i 1983 (fig 2.2.2.f). Derimot har det som vanlig vært gjennomført en rekke kullboringer. Tabell 2.2.2.b viser de boretiltattelser som er gitt på Svalbard i forbindelse med boring etter gass og olje.

FIG 2.2.2.f

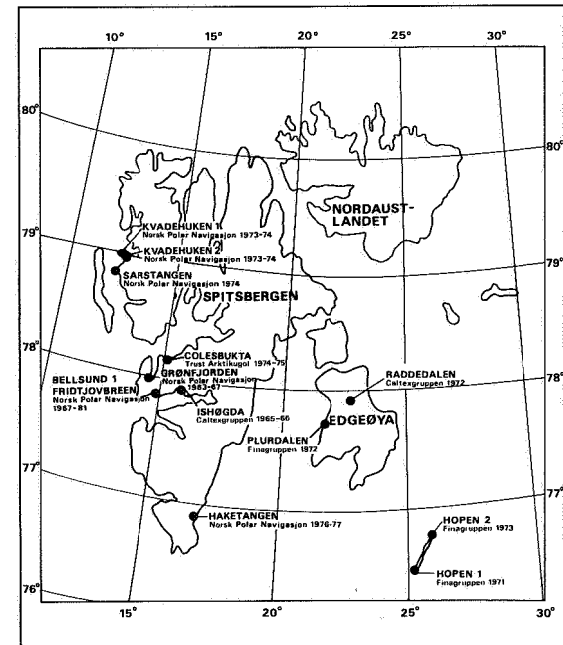
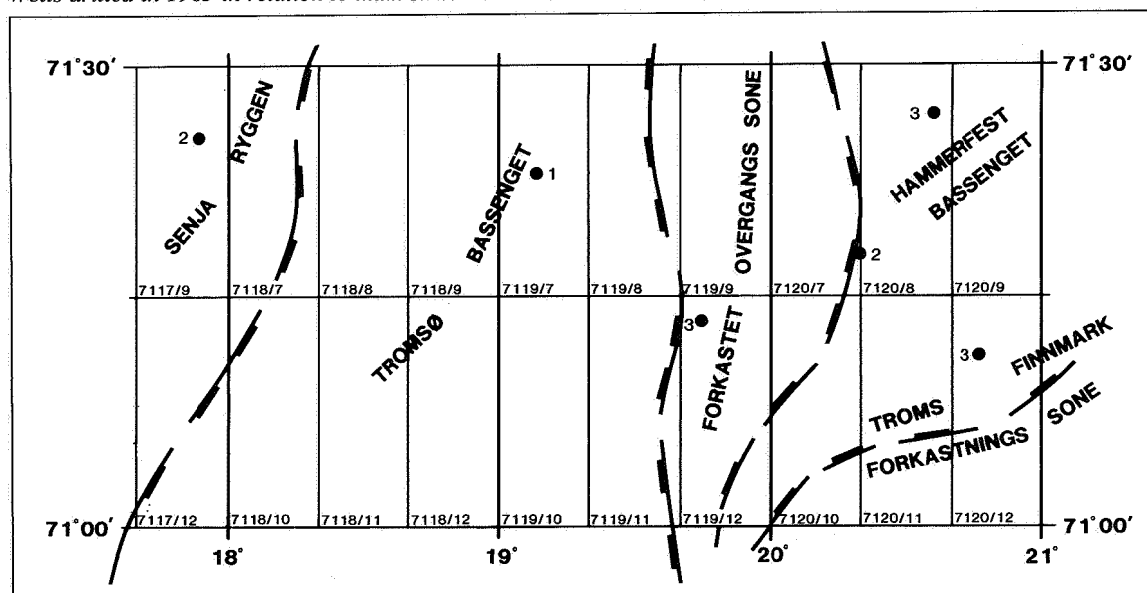
Borelokalteter på Svalbard*Well locations on Svalbard*

FIG 2.2.2.e

Borehull i 1983 i forhold til strukturelle hovedtrekk på Troms I

Wells drilled in 1983 in relation to main structural elements on Troms I



TAB 2.2.2.b

Boretillatelser gitt på Svalbard

Drilling permits on Svalbard

	Posisjon Nord Øst	Boring påbegynt	Boring avsluttet	Boretid dager	Retting- hetshaver
Grønnfjorden 1 (Spitsbergen)	77°57'34"	9.6.63	5.9.63	287	Norsk Polar Navigasjon
	14°20'36"	13.6.64	26.8.64		
		26.6.65	8.9.65		
		26.6.67	12.8.67		
Ishøgda (Spitsbergen)	77°50'22"	1.8.65	15.3.66	277	Caltex-gruppen
Bellsund 1 (Fridtjovsbreen)	77°47'	23.8.67	2.9.67	299 x)	Norsk Polar Navigasjon
	14°46'	29.6.68	21.8.68		
		7.7.69	16.8.69		
		10.7.74	18.9.74		
		16.7.75	20.9.75		
Hopen 1	76°26'55"	11.8.71	29.9.71	50	Fina-gruppen
	25°01'45"				
	77°54'30"	2.4.72	10.7.72	100	Caltex-gruppen
Raddedalen (Edgeøya)	22°41'30"				
Plurdalen (Edgeøya)	77°44'33"	29.6.72	12.10.72	106	Fina-gruppen
	21°50'00"				
Kvadehuken 1 (Spitsbergen)	78°57'03"	21.4.73	10.8.73	112	Norsk Polar Navigasjon
	11°23'33"				
Hopen 2	76°41'15"	20.6.73	20.10.73	123	Fina-grupp
	25°28'00"				
Kvadehuken 2 (Spitsbergen)	78°55'32"	13.8.73	19.11.73	186	Norsk Polar Navigasjon
	11°33'11"	22.3.74	16.6.74		
Sarstangen (Spitsbergen)	78°43'36"	15.8.74	1.12.74	109	Norsk Polar Navigasjon
	11°28'40"				
Haketangen (Spitsbergen)	76°52'30"	11.9.76	20.9.76	109	Norsk Polar Navigasjon
	17°05'30"	13.6.77	19.9.77		
Colesbukta (Spitsbergen)	70°07'	13.11.74	1.12.75	373	Trust Arktikugol
	15°02'				

x) Boringen ikke endelig avsluttet

2.2.2.3 Erfaringer fra årets boresesong

Det har vært en tendens til forflytting nordover av leteboringsaktivitetene. Det har også vært en svak økning i antall midlertidig forlatte borelokaliteter.

Erfaringene fra årets boring nord for Stad gir ingen indikasjoner om at den forutsatte åpning for helårsboring på Trænabanken og Tromsøflaket i løpet av de nærmeste år skulle resultere i uhandterlige problemer. Det generelle inntrykk er imidlertid at operasjoner i vinterhalvåret forsinkes av miljøforholdene, og at de dermed faller dyrere enn tilsvarende operasjoner i sørligere farvann.

Operativt har boringen utenfor Sør-Norge gått stort sett normalt.

Uvanlig ved årets operasjoner er at det er boret en undersøkelsesbrønn fra en produksjonsplattform. (7/11-7-brønnen ble boret fra Cod-plattformen i Ekofisk-området).

2.2.2.4 Kostnader ved leteboring

De totale kostnader for leteboring vil i 1983 anslagsvis beløpe seg til 3 700 mill kroner. Tilsvarende tall for 1982 var 4 900 mill kroner. I kostnadstallene inngår totalkostnaden for alle undersøkelses- og avgrensingsbrønner som er påbegynt i løpet av året. Ved årsskiftet foreligger ikke endelige kostnadsdata for påbegynte boringer i siste del av 1983. Kostnadsanslaget for 1983 er derfor et foreløpig anslag.

Målt i operasjonsdager for borefartøy er aktiviteten i 1983 redusert i forhold til 1982 med ca 12 %. Gjennomsnittlig kostnad pr brønn er redusert fra ca 100 mill kroner i 1982 til ca 92 mill kroner i 1983. Antall påbegynte boringer er redusert fra 49 i 1982 til 40 i 1983.

Figur 2.2.2.g viser kostnaden ved leteboring i perioden 1966 - 1983, dvs den perioden leteboring har pågått på norsk kontinentalsokkel. Av figuren framgår det at leteboringsaktiviteten på norsk kontinentalsokkel har utgjort et marked i sterk vekst fram til 1982, mens det i 1983 er en tilbakegang.

I løpende priser utgjør totalkostnader for leteboring ca 21 mrd kroner i perioden 1966 - 1983.

2.2.3 Funn og felt under vurdering

2.2.3.1 Funn i 1983

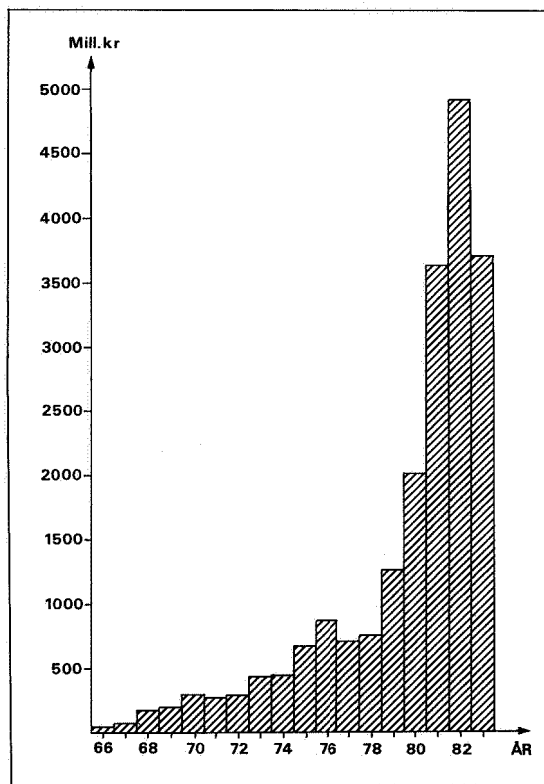
Det er gjort flere nye interessante funn på norsk sokkel i 1983. Særlig oppmuntrende er Statoils funn i blokk 6407/1 på Haltenbanken. Det er påvist hydrokarboner i to forskjellige hull på samme strukturkompleks, men det er ennå ikke avklart om det er kommunikasjon mellom de to reservoarene. Trolig dreier det seg om to adskilte reservoarer (gass-kondensat i 6407/1-2 og gass over olje i 6407/1-3). Det er videre gjort flere mindre funn nord for Stad.

Saga har påvist et nytt gassfunn på Haltenbanken i blokk 6407/2 umiddelbart sør for gassfunnet i blokk 6507/11, og Norsk Hydro og Statoil har påvist 3 nye, mindre gassfunn på Tromsøflaket (7120/7-2, 7119/12-3 og 7120/12-3).

FIG 2.2.2.g

Årlige leteboringsutgifter i perioden 1966-1983 (løpende kroneverdi).

Annual expenditure 1966-1983 in exploration drilling (nominal value)



På Trænabanken, som er det fjerde området som er åpnet for leteboring på norsk sokkel, er det ikke funnet hydrokarboner av økonomisk betydning. Med henblikk på senere leteaktivitet er det imidlertid positivt at det er registrert residualhydrokarboner i enkelte av hullene.

Resultater fra 3 borehull på Troll-øst, som ble tildelt i 1983, bekrefter antagelser om at denne strukturen inneholder store mengder gass (anslagsvis $825 \times 10^9 \text{Sm}^3$). Oljesonen under gassreservoaret er tynnere på Troll-øst (0-7 meter) enn på Troll-vest hvor den varierer fra 10-12 meter til hele 27 meter lengst i vest.

Statoil har boret to meget lovende hull i blokk 34/10 i 1983. 34/10-17 er et nytt funn (olje) som strekker seg over i blokk 33/12, mens resultatene av 34/10-16 på Gullfaks Sør har ført til en betydelig økning av de påviste ressursene i denne strukturen.

Videre er det påvist nye gassreserver i Sleipner-området (15/9-17) og olje i to hull, 7/11-7 (Cod) og 7/8-3 i jurassiske bergarter i sørlige del av Nordsjøen.

Ved årsskiftet 1983/84 var 10 lete- og avgrensingsborehull under boring, hvorav 4 hadde nådd reservoarnivå.

Totalt ble det boret 30 nye prospekter i 1983. Det ble gjort 14 nye funn. Dette gir en funnfrekvens på 47 %, som er høyt i leteboringsammenheng.

2.2.3.2 Boring av nye strukturer

Blokk 2/1

Blokk 2/1 ble opprinnelig tildelt Gulf i 1965 under utvinningstillatelse 019. I 1971 valgte Gulf å trekke seg ut, og Conoco overtok som operatør. I forbindelse med denne overdragelsen sikret staten seg 12,15 % andel. I 1977 overtok BP deler av Conocos andel samtidig som de overtok operatøransvaret. Statoil ble tildelt 50 % eierinteresser og gruppen måtte påta seg ytterligere arbeidsprogram.

2/1-5 er boret på en separat struktur sørøst i blokken. Det ble påvist olje i tynne jurassiske sandlag på ca 4200 m. Borehullet ble ikke testet, og funnet bidrar ikke til å heve totalreservene i blokken i nevneverdig grad.

Blokk 2/5

Blokk 2/5 ble opprinnelig tildelt Amoco/Noco-gruppen i 1965 under utvinningstillatelse 006 som har beholdt 68 % av blokken, herunder Tor og SØ-Tor-feltene. Den tilbakeleverte del av blokken ble nytildelt i 6. tildelingsrunde med Shell som operatør.

2/5-7 er det første hullet som er boret under utvinningstillatelse 067. Hovedprospektet, jurassisk sandstein, var vannførende, men det ble funnet spor av olje i kalkbergarter av øvre kritt alder. Det er ennå usikkert om denne oljen er utvinnbar, og tre produksjonstester skal utføres.

Blokk 7/8

Blokk 7/8 ble opprinnelig tildelt Phillips-gruppen i 1965 under utvinningstillatelse 016. Blokken ble tilbakelevert i sin helhet etter to tørre hull, og siden nytildelt i 6. tildelingsrunde med Conoco som operatør.

7/8-3, som er det første hullet under utvinningstillatelse 069, er boret på en ny struktur som ligger over grenselinjen mellom blokkene 7/8 og 7/11. Det er påvist en oljekolonne på ca 35 m i jura sandstein. Brønnen er testet til en maksimal produksjon på 206 Sm³ olje og ca 7 000 Sm³ gass pr døgn gjennom 25 mm dyseåpning.

Blokk 7/11

Blokken ble tildelt Phillips/Petronord-gruppen i 1965 under utvinningstillatelse 018, med Phillips som operatør. Den delen av blokken som omfatter Cod-strukturen ble beholdt. Resten ble tilbakelevert og er nytildelt i 6. tildelingsrunde under utvinningstillatelse 070 med Norsk Hydro som operatør.

Utvinningstillatelse 018:

Phillips har boret en undersøkelsesbrønn, 7/11-7, fra Cod-plattformen. Arbeidet med dette hullet har tatt svært lang tid, nesten ett år. Under boring var det antydning til hydrokarboner både på jura og trias nivå. To testforsøk på trias nivå mislyktes. Sonene var imidlertid tette, slik at testene likevel neppe ville gi positive resultat. Etter mange tekniske problemer, lyktes det å produsere olje fra sandsteinslag av jura alder. Maksimal produksjon ble målt til 20 Sm³ olje pr døgn gjennom en 1,6 mm dyseåpning. Reservoaret er svært tett, og trass i den lille dyseåpningen falt produksjonen raskt til null. Reservoaret er ikke produserbart.

Utvinningstillatelse 070:

Norsk Hydro har boret et tørt hull nord i blokken i år.

Blokk 29/9

Blokken ble tildelt i 3. tildelingsrunde under utvinningstillatelse 040 som omfatter blokkene 29/9 og 30/7, med Norsk Hydro som operatør.

29/9-1 var under boring ved årsskiftet 1983/84. Hullet er boret på en separat forkastningsblokk sørvest for tidligere påviste gassreserver på norsk side i Hild-området. Det er påvist en 9 m tykk gasskolonne i sandsteinslag av jura alder. Reservoartykkelsen er vesentlig mindre enn i de andre borehullene i området. Reservoaret skal testes.

Blokk 30/11

Blokken ble tildelt i 1969 med Shell som operatør. Det er tidligere boret to tørre brønner som ble avsluttet i bergarter av øvre kritt alder.

30/11-3 ble boret på en struktur i sørlige del av blokken, hvor det ble påtruffet spor av olje og gass i sandsteiner av jura alder. På grunn av høyt formasjonstrykk nådde borehullet ikke ned til det dypeste av de kartlagte prospekter og ble heller ikke testet. Nytt hull vil bli boret i 1984.

Blokk 34/4

Blokken ble tildelt i 4. tildelingsrunde med Saga som operatør.

34/4-4 er boret langt sør i blokken, på en stor og forholdsvis flat struktur som strekker seg inn i blokk 34/7.

Det ble påvist en oljekolonne på 172 m i sandsteinslag av trias alder. Høyeste produksjon ble målt til 1730 Sm³ olje og 111 200 Sm³ gass pr døgn gjennom en 17,5 mm dyseåpning. Testen er blant de beste oppnådd på norsk sokkel.

34/4-5, som bores på en separat struktur lenger nordøst i blokken, hadde ikke nådd ned til prospektive lag ved årsskiftet.

Blokk 34/10

Blokken ble tildelt i 1978 med Statoil som operatør.

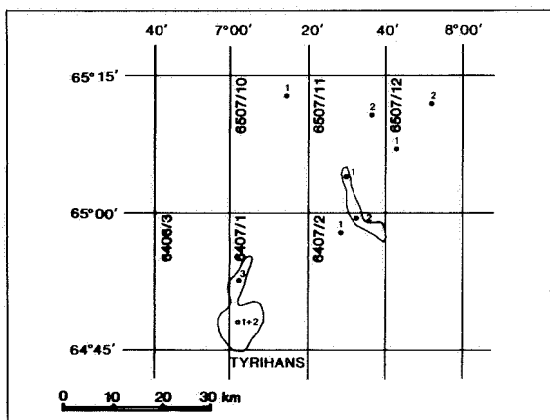
Det er boret fire undersøkelsesbrønner i blokk 34/10, hvorav to har påvist hydrokarboner, en var tørr, og en var under boring ved årsskiftet.

34/10-16 ble boret på den vestlige del av Alfa-strukturen. Det ble påvist en brutto hydrokarbonkolonne på 250 m bestående av 180 m gass over 70 m olje. Netto produserbar reservoarbergart i brønnen er ca halvparten. Funnet øker de tidligere anslåtte reservene i Alfa-strukturen betydelig. Det ble foretatt en test i oljesonen og en test i gassonen. Oljetesten produserte 962,5 Sm³ olje pr døgn gjennom en 19 mm dyseåpning. Oljen har en egenvekt på 0,86 g/cm³. Gass-testen produserte 1,65 x 10⁶ Sm³ pr døgn gjennom en 19 mm dyseåpning.

34/10-17 ble boret på en separat struktur sørvest i blokken. Strukturen strekker seg inn i 33/12. Det ble påvist gass over olje i en kolonne på 235 m i reservoaret, og oljetesten produserte 805 Sm³ olje og 540 000 Sm³ gass pr døgn gjennom en 19 mm dyseåpning.

34/10-20 er påbegynt på en separat struktur sør i blokken (gamma-strukturen). Hvorvidt det skal bores flere

FIG 2.2.3
Haltenbanken-området
The Haltenbanken area



brønner i blokken, avhenger først og fremst av resultatene fra denne brønnen.

Haltenbanken

Det er boret to nye undersøkelseshull på Haltenbanken i 1983 og gjort funn i begge (fig 2.2.3. a).

Tyrihans (Blokk 6407/1)

Blokken ble tildelt i 1982 med Statoil som operatør.

6407/1-2 er boret på en struktur i den sørvestlige delen av blokken (Tyrihans-sør). 6407/1-1 ble påbegynt på samme lokalitet men måtte avbrytes pga av tekniske problemer. 6407/1-2 har påvist en 42 m tykk kolonne med gass/kondensat i sandstein av midtre jura alder. Reservoaret ble testet og produserte 460 Sm³ kondensat og 394 000 Sm³ gass pr døgn gjennom en 19 mm dyseåpning. Oljens egenvekt er 0,793 g/cm³. CO₂-innholdet er på 3 %.

6407/1-3 (Tyrihans-nord) er boret på en struktur like nord for 6407/1-2. Det ble påvist gass over relativt tung olje (0,87 g/cm³) i tilsvarende bergarter som i 6407/1-2. Hydrokarbonførende kolonne er på 108,5 m. Reservoaret ble testet og produserte 825 Sm³ olje og 150 000 Sm³ gass pr døgn fra oljesonen og 200 Sm³ kondensat og 725 000 Sm³ gass pr døgn fra gassonen gjennom en 19 mm dyseåpning. Det er trolig ikke forbindelse mellom de to funnene i reservoarsonen. Det er ennå for tidlig å si noe om totale utvinnbare reserver for hele Tyrihans-feltet. Feltet strekker seg trolig over i naboblokken 6406/3 i vest.

Blokk 6407/2

Blokken ble tildelt i 1982 med Saga som operatør.

6407/2-2 ble boret på en struktur nord i blokken. Det ble påvist en hydrokarbonførende kolonne på 58,5 m. Ved test ble det produsert 994 400 Sm³ gass og 119 Sm³ kondensat pr døgn gjennom en 23,8 mm dyseåpning. 6407/2-2 ble boret på samme struktur som 6407/11-1.

Tromsøflaket

Det er boret fem undersøkelses- og ett avgrensningshull på Tromsøflaket i løpet av boresesongen 1983. Det er gjort tre nye funn (fig 2.2.3. e).

Blokk 7119/12

Blokken ble tildelt i 1980 med Statoil som operatør.

7119/12-3 er boret på en struktur i det nordvestlige hjørnet av blokken. Det ble påvist gass i en meget tett sandstein. Total gasskolonne kan være opp mot 140 m, men porøsiteten er svært lav og ligger i området 4-6 %. Produksjonstesten ga 956 000 Sm³ gass og 17 Sm³ kondensat pr døgn gjennom en 25,4 mm dyseåpning. Testen anses som særdeles god, tatt i betraktning at reservoaret nærmest er tett. Det er meget interessant å konstatere at en reservoarbergart med så lav porøsitet kan produsere såvidt godt.

Blokk 7120/7

Blokken ble tildelt i 1982 med Statoil som operatør.

7120/7-2 ble boret på grensen til blokk 7120/8, på en struktur som strekker seg inn i begge blokkene. Det ble påvist en gasskolonne på 78 m og utført en test som produserte 703 000 Sm³ gass og 29 Sm³ kondensat pr døgn gjennom en 25,4 mm dyseåpning. Reservene er trolig relativt små, men kan ha betydning som tilleggfelt (satellittfelt) ved en eventuell utbygging av Askeladd-feltet.

Blokk 7120/12

Blokken ble tildelt i 1980 med Norsk Hydro som operatør.

7120/12-3 er boret på Alke-Nord strukturen. Hullet har påvist 22 m gasskolonne i sandsteinslag av midtre jura alder. Målinger viste at reservoaret er svært tett. Det ble ikke produksjonstestet. Funnet antas å inneholde små mengder gass. Det er tidligere påvist gass i tilsvarende lag i blokken.

2.2.3.3 Felt under vurdering

Tommeliten

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

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

Utvinnbare reserver er anslått å være 6 x 10⁶Sm³ olje og 23 x 10⁹Sm³ gass. Oljen representerer kondensat som utskilles under produksjon.

Operatøren har til nå lagt fram seks hovedalternativer for utbygging av Tommeliten-feltet.

De fleste utbyggingsalternativer baseres på transport til Eldfisk, videre gjennom eksisterende rørledning til Ekofisk Senter og inn i Emden-ledningen.

Når gasspriser og tariffer er fastlagt, vil operatøren komme med et endelig forslag til valg av utbyggingskonsept. Operatøren planlegger å legge fram drivverdighets-erklæring sommeren 1984, samt feltutviklingsplan og ilandføringssøknad i oktober 1984.

Hod

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

Oljedirektoratets anslag for utvinnbare reserver er 9,0 x 10⁶Sm³ olje og 7,0 x 10⁹Sm³ gass.

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

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

Amoco er nå i gang med en studie for å vurdere produksjon fra undervannskompletterte brønner. En slik løsning vil redusere utbyggingskostnader for Hod-feltet. Dersom studiet viser at det både økonomisk og teknisk er aktuelt med undervannskompletterte brønner, kan produksjonen starte våren 1985 ved at man rekompletterer

2/11-6. Produksjonen vil gå i rørledning til Valhall. Operatør beregner 1-2 års prøveproduksjon for å vinne erfaring med undervannskomplettering, før det vil bli tatt en beslutning om videre utbygging av Hod-feltet.

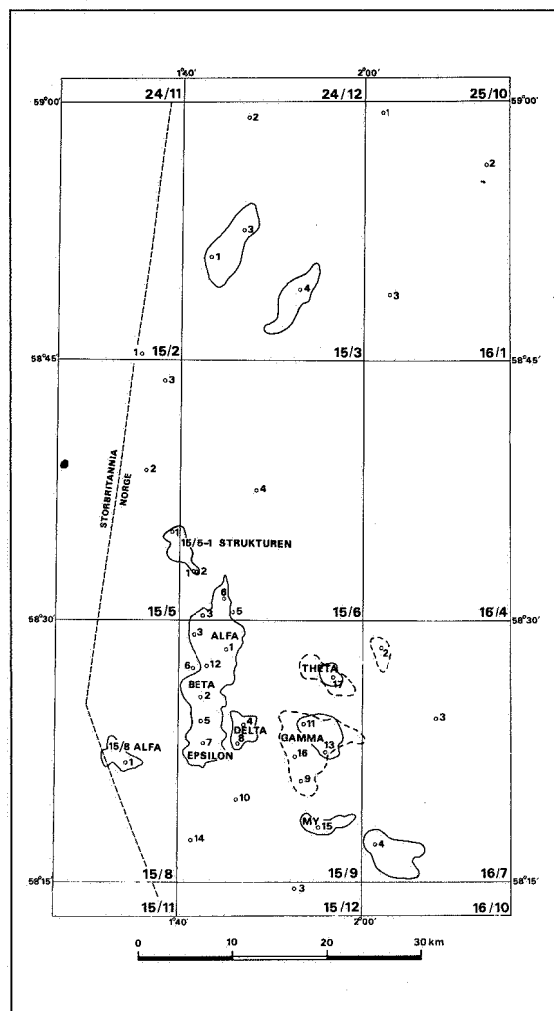
Sleipner-området

Sleipner-området, som omfatter blokkene 15/5, 15/6, 15/8, 15/9 og 16/7, består av en rekke strukturer (fig 2.2.3.b).

Tildelinger, utvinningstillatelser, operatørsvar og antall hull boret ved utgangen av 1983 er som følger:

Blokk	15/5	15/6	15/8	15/9	16/7	Totalt
Tildelingsår	1977	1969		1970	1981	
Operatør	Norsk Hydro	Esso		Statoil	Esso	
Utvinningstill.	048	029		046	072	
Totalt antall hull	3	6	1	18	4	32
Boring 1983	0	0	0	2	0	2

FIG 2.2.3.b
Sleipner-området
The Sleipner area



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

Nye funn i Sleipner-området

15/9-17 som er boret på Theta-strukturen, nordøst i blokken, påviste gass i sandsteinslag av både paleocen og jura/trias alder. Paleocenreservoaret, som har 36 m gassførende lag, ble produksjonstestet med følgende resultat: 530 000 Sm³ gass og 276 Sm³ kondensat pr døgn gjennom en 19 mm dyseåpning. Jura/trias-reservoaret har en total tykkelse på ca 100 m, og den beste testen produserte 600 000 Sm³ gass og 215 Sm³ kondensat pr døgn gjennom en 19 mm dyseåpning.

15/9-18, som bores på Sigma-strukturen midt i blokken hadde ikke nådd prospektive lag ved årsskiftet.

Reserveanslag

Utvinnbare reserver i Sleipner-feltet som omfatter strukturene Alfa, Beta, Epsilon og Delta, er beregnet til 124 x 10⁹Sm³ gass og 17 x 10⁶Sm³ olje (se tab 2.4.3). Oljen representerer kondensat som utskilles under produksjon. Gassen på Sleipner-feltet inneholder en del CO₂. Ved reserveberegningen er CO₂ trukket fra. Dette utgjør gjennomsnittlig 9 %.

For Gamma-strukturen er de utvinnbare reservene i Heimdal-formasjonen anslått til 55 x 10⁹Sm³ gass og 10 x 10⁶Sm³ olje (i form av kondensat utskilt ved produksjon). CO₂-innholdet i denne strukturen er minimalt. Reservene er anslått til å være 10 x 10⁹Sm³ gass i My-strukturen, 0,5 x 10⁶Sm³ olje og 12 x 10⁹Sm³ gass i Theta-strukturen, samt 5 x 10⁹Sm³ gass i jura-strukturen i Gamma.

Utbygging av Sleipner-området

Rettighetshaverne regner med å legge fram en drivverdig-hetsserklæring i løpet av 1984, og antar at produksjonsstart tidligst kan finne sted i 1990. Statoil har gjennomført omfattende feltutviklingsstudier og er kommet fram til en utbyggingsløsning som rettighetshaverne har anbefalt.

Utbyggingsløsningen innebærer en integrert plattform på Gamma-strukturen og to integrerte plattformer på hovedfeltet. I tillegg kan det være behov for en enkel utbyggingsenhet på den nordre del av hovedfeltet. Feltut-

viklingsplanen vil bli utformet slik at mindre strukturer i området kan tilkobles. Utstyr for fjerning av CO₂ kan enten monteres på plattform eller etter rørtransporten til land. Dette avhenger av kjøper og ilandføringssted.

Valg av transportalternativer for gass og kondensat avhenger av utfallet av salgsforhandlingene som fortsatt pågår ved årsskiftet.

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 oljereservene er nå anslått til 35 x 10⁶Sm³.

Ilandføringsøknad ble levert i desember 1980, men

pga en kraftig nedjustering av reservene og derav dårlig økonomi i prosjektet, ble ilandføringsøknaden trukket tilbake. Operatøren har feltet under vurdering.

Oseberg (30/6 - 30/9)

Blokk 30/6

Blokk 30/6 ble tildelt i 1979 med Statoil om operatør (fig 2.2.3.c). Våren 1982 overtok Norsk Hydro operatøransvaret. Seks strukturer er hittil boret i blokken, Alfa, Alfa-Nord, Gamma, Beta, Epsilon og Delta. En ny struktur, Zeta, var under boring ved årsskiftet.

Nye brønner

Brønn 30/6-10 ble boret for å bestemme gass/oljekontakten på Alfa-strukturen, og man påviste hydrokarboner gjennom hele reservoarseksjonen på 118 m. Noen nøyaktig gass/oljekontakt lot seg imidlertid ikke påvise. Brønnen ble plagget tilbake et stykke og avviksboret for å komme lenger opp på strukturen, med sikte på å bestemme gass/oljekontakten mer nøyaktig. Den avviksbo-rede del av hullet fikk betegnelsen 30/6-10A.

Gass/oljekontakten ble nå etablert og 30/6-10A ble produksjonstestet i 4 intervaller, hvorav en i oljesonen og tre i gassonen. Oljetesten produserte 560 Sm³ olje og 81 000 Sm³ gass pr døgn gjennom 12,27 mm dyseåpning. Den beste gasstesten produserte 800 000 Sm³ gass og 275 Sm³ kondensat pr døgn gjennom 15,4 mm dyseåpning.

Brønn 30/6-11 ble boret nordvest i blokken på Delta strukturen. Delta er en fellesstruktur mellom blokkene 30/3 og 30/6.

Under boringen av hullet ble det registrert svake spor av hydrokarboner, og hullet ble testet for å undersøke om disse kunne produseres. Testresultatet var negativt, og borehullet er plagget som tørt.

Formålet med 30/6-12 var å treffe reservoaret i Alfa-strukturen i oljesonen og her foreta en kombinert produksjons/injeksjonstest. På grunn av tekniske problemer måtte borehullet oppgis og plugges på 616 m dyp.

Nytt borehull, 30/6-13, ble påbegynt få meter fra 30/6-12. Reservoaret ble som ventet påtruffet i oljesonen. Det ble påvist 100 m oljeførende sand. Det ble utført tre produksjonstester, hvorav en var kombinert produksjons/injeksjonstest. Den beste testen produserte 450 Sm³ olje og 55 000 Sm³ gass pr døgn gjennom en 11,1 mm dyseåpning. Oljens egenvekt er ca 0,85 g/cm³.

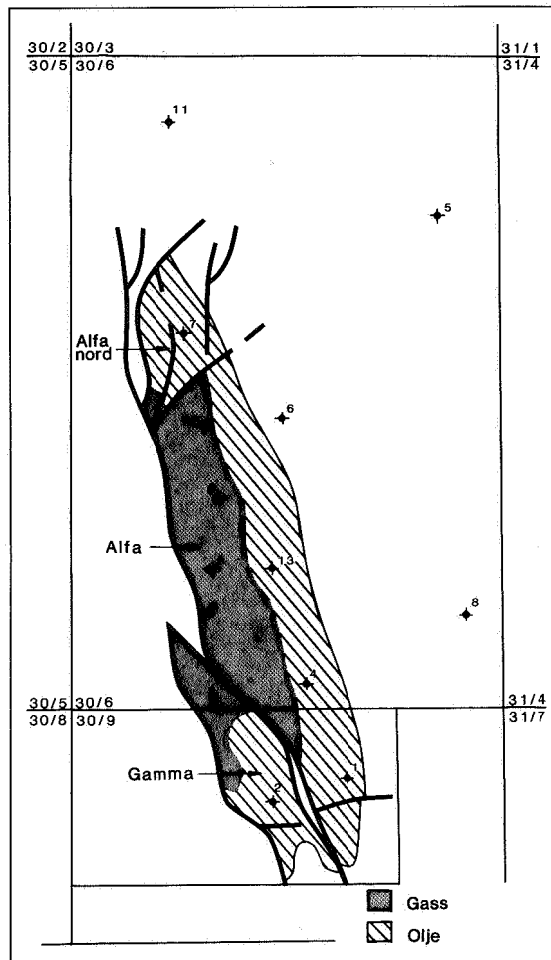
Blokk 30/9

På grunn av at Alfa-strukturen i 30/6 strekker seg inn i 30/9, ble deler av denne blokken tildelt høsten 1982, også med Norsk Hydro som operatør.

Det første hullet, 30/9-1, ble boret i den sørlige delen av Alfa-strukturen. Det ble påvist en 40 m tykk oljekolonne i sandstein av jura alder. Det ble utført en injeksjonstest i vannsonen og to produksjonstester i oljesonen. Den beste testen produserte 373 Sm³ olje og 40 400 Sm³ gass pr døgn gjennom en 11,1 mm dyseåpning.

Brønn 30/9-2 ble boret på Gamma-strukturen, hvor det i 30/6-9 tidligere ble påvist gass og olje. I 30/9-2 ble det påvist en oljekolonne på 143 m i sandsteinslag av midtre

FIG 2.2.3.c
Oversikt over Oseberg-strukturene
View of the Oseberg structures



jura alder, og olje/vannkontakten ble etablert. Det ble utført en injeksjonstest i vannsonen og tre produksjonstester i oljesonen. Den beste testen produserte 1 570 Sm³ olje og 162 000 Sm³ gass pr døgn gjennom en 22,2 mm dyseåpning.

Brønn 30/9-3 bores på en separat struktur vest for Gamma-strukturen. Den ble påbegynt like før årsskiftet.

Reserveanslag

Gass/olje- og vann/oljekontakten er godt definert på alle strukturene. I 1983 er der boret flere nye brønner, og en del av seismikken er retolket. Basert på dette har Oljedirektoratet høsten 1983 utarbeidet nye kart. Dette kart grunnlaget gir følgende anslag for utvinnbare reserver:

	Olje 10 ⁹ Sm ³	Gass 10 ⁹ Sm ³
Gamma	47	18
Alfa	103	47
Alfa-Nord	23	6
Totalt	173	71

Disse beregningene inkluderer reservene i alle de tre formasjonene i reservoaret: Etive, Ness og Tarbert. Etive-formasjonen inneholder hovedmengden av reservene.

Operatøren har i sin feltutviklingsplan lagt fram et reserveanslag som bare inkluderer reservene i Etive og deler av Ness-formasjonen. Dette skriver seg delvis fra operatørens vurdering av den geologiske modellen for Tarbert-formasjonen. Oljedirektoratet har diskutert dette med operatøren, som senere har lagt fram en geologisk modell som i stor grad er i samsvar med Oljedirektoratets modell. Operatøren øker dermed sine reserveanslag, slik at disse er i overensstemmelse med direktoratets tall.

Reservoarstudier har vist at oljeutvinningen øker med 5 % dersom den assosierte gassen blir injisert. Den assosierte gassen er imidlertid ikke tilstrekkelig til å opprettholde trykket i alle strukturene. I de planene som er framlagt for feltet er det planlagt å injisere gassen i Gamma-strukturen. Ved en balansert produksjon mellom Alfa- og Gamma-strukturen oppnår en fullt trykkvedlikehold i Gamma-strukturen. I Alfa- og Alfa-Nord-strukturen er det planlagt vanninjeksjon. I den forbindelse vurderes bruk av kjemikalier for å øke oljeutvinningen.

Gasskappen og den assosierte gassen vil bli produsert etter at hovedmengden av olje er ferdig produsert.

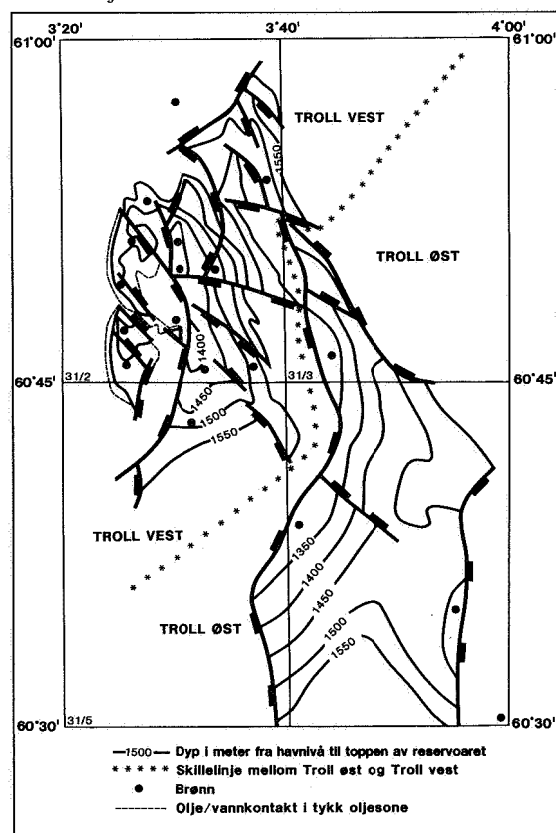
Feltutbyggingsplaner

Feltutbyggingsplanen for Oseberg ble levert Olje- og energidepartementet 5.12.83. Hovedkonseptet i denne planen baserer seg på et delt feltsenter; bolig- og prosessplattform forbundet med en boreplattform. Feltsenteret vil bli plassert like sør for blokkgrensen 30/6-30/9 for drenering av Gamma- og sørlige del av Alfa-strukturen. Sentrumsområdet vil etter planen bli drenert ved hjelp av havbunnskompletterte brønnsystemer, mens nordre del av Alfa og Alfa-Nord er planlagt drenert med en egen boreplattform. Brønnsystemene og denne plattformen vil bli fasett inn for å opprettholde oljeproduksjonsplataet.

FIG 2.2.3.d

Troll-feltet

The Troll field



Operatørens planer sikter mot produksjonsstart i april 1989.

Oljen vil da bli stabilisert og transportert i rør til land. Den assosierte gassen vil bli injisert tilbake til reservoaret for å øke utvinningen av olje, slik at gassproduksjon for salg er antatt å starte etter århundreskiftet.

Troll

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

Reservoaret finnes i geologiske formasjoner av øvre jura alder (ca 140 - 150 mill år gamle). Den øverste formasjonen (Sognefjord) 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. Strømningsegenska-

pene er derfor dårligere i denne formasjonen enn i den over. De underste formasjonene 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 hovedsakelig ligger i blokk 31/2, har en oljekolonne på 22-27 m under gassen, mot 10-17 m lengre øst i blokken. I Troll-Øst varierer det påviste oljelaget i tykkelse fra noen få meter til null.

Troll-feltet har vært preget av meget høy aktivitet når det gjelder boring av undersøkelses- og avgrensningshull:

Brønner boret i 1983

Borehull	Status	Operatør	Gjennomboret hydrokarbonkolonne
31/2-11	Avgrensning	Shell	8 m gass over 27 m olje
31/2-12	«	«	205 m over 8-10 m
31/3-1	Undersøkelse	Statoil	220 m 7,5 m
31/5-1	Avbrutt grunt	Saga	
31/5-2	Undersøkelse	Saga	53 m 13 m
31/6-1	«	N Hydro	221 m gass - residualolje
31/6-2	«	Statoil	
31/6-3	Undersøkelse utenfor Troll feltet	N Hydro	tørr
Testresultater			
Brønn	Test intervall	Dyseåpning	Rater pr dag
31/2-11	oljetest	17,5 mm	1251 Sm ³ olje 69160 Sm ³ gass
31/2-12	gasslest	2x25,4mm+2x50,8mm	3,5 x 10 ⁶ Sm ³ gass
31/3-1	«	25,4 mm	900 000 Sm ³ gass
31/6-1	«	38 mm	1,25 x 10 ⁶ Sm ³ gass
31/5-2 og 31/6-2, skal testes sommeren 1984			

Produksjonsratene på 31/2-12 er de høyeste som noen gang er oppnådd på norsk sokkel, og oljetesten på 31/2-11 må anses som god. Dette gjelder også gasslestene på brønnene 31/3-1 og 31/6-1.

31/6-3 ble boret på en separat struktur sørøst for Troll-Øst-feltet. Reservoaret var vannførende. Dette har imidlertid ingen konsekvenser for reservene i selve Troll-feltet.

Til denne tid er det i blokkene 31/2, 31/3, 31/5 og 31/6 boret henholdsvis 12, 1, 1 og 3 brønner. Oljedirektoratets nåværende reserveanslag på Troll-feltet er 1 287 x 10⁹Sm³ utvinnbare gassmengder og 58 x 10⁶Sm³ utvinnbare oljemengder. De utvinnbare oljereservene er redusert med ca 50 % i forhold til årsberetningen 1982. Ca halvparten av dette skyldes reduksjon i anslag over tilstedeværende ressurser som følge av ny kartlegging. Den andre halvparten (vel 30 x 10⁶Sm³) skyldes at en foreløpig har sett bort fra oljemengden i de deler av feltet som har 10-17 meters oljesone, da usikkerheten knyttet til produksjonen av denne oljen er stor på nåværende tidspunkt. Nye metoder for utvinning eller gunstigere geologiske forhold i deler av feltet som ennå ikke er boret, kan endre dette.

Utvinningsgradene for olje og gass er beheftet med en viss grad av usikkerhet, bl a vil de være avhengige av størrelsen og utstrekningen av den underliggende vannsonen. Grunnen til dette er at reservoaret har nær hydrostatisk poretrykk. Er f eks vannvolumet lite, vil trolig trykket nær brønnene ved produksjon bli sterkt redusert, og vi kan relativt tidlig få problemer med å få løftet olje og gass til overflaten.

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

Det totale gassproduksjonsnivå som 31/2-gruppen legger opp til, vil således være en bestemmende faktor for når eventuelt nye plattformer (faste eller flytende) vil kunne settes i produksjon på Troll-Øst. Man vil også vurdere en utbygging av Troll-Øst med bare havbunnskompletterte brønner. Fordelen her er at man da er fleksibel mht salg av gass. Ulike alternativer for transport av olje og gass er under vurdering. Hvilket alternativ som velges, vil avhenge av marked, produksjonsnivå og andre forhold som bl a mulig utnyttelse av eksisterende rørledningssystemer.

På grunn av det store vanddypet vil en utbygging av Troll-feltet bli meget komplisert og omfattende. Dette medfører at en er nødt til å velge ut et fåtall konsepter som en videreutvikling fram til utbyggingsmodenhet. Den utvelgelsen en nå må foreta av konsept, vil derfor redusere den fleksibilitet en har til å velge produksjonsstrategi, idet de valgte konsepter i høy grad kan binde opp forholdet mellom olje- og gassproduksjon.

Basert på det tolkningsarbeidet som foreligger, har Oljedirektoratet konkludert med at det er trykk-kommunikasjon mellom de to hovedstrukturene i Troll-Vest og Øst. Inntil det motsatte er bevist, er Oljedirektoratet av den

oppfatning at det ved produksjon vil oppstå strømningskommunikasjon i olje, gass eller vann mellom de to strukturene. I følge «Midlertidige forskrifter for forsvarlig utnyttelse av petroleumforekomster», § 1, er derfor begge strukturene å betrakte som ett reservoar. I henhold til ovennevnte forskrifter og St meld nr 99 (1982-83) med tilhørende innstilling nr 145 (1982-83) må således utbyggingsplanene for begge strukturene ta hensyn til dette. Hele Troll-området må altså ses under ett før myndighetene kan ta stilling til en feltutviklingsplan.

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

Gullfaks - fase II

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

Fase II omfatter området øst for hovedforkastningen mellom borehullene 34/10-4 og 34/10-9. 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 omfattes av fase II-utbyggingen.

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

Reserver

På grunn av komplisert avgrensning av feltet mot øst og sørøst, er de anslåtte reserver forbundet med stor usikkerhet. Oljedirektoratets anslag er i størrelsesorden $102 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje og $12 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass utvinnbare reserver for

Delta Øst, fase II. De vil sannsynligvis bli redusert noe pga resultatene fra brønn 34/10-19.

En eventuell utbygging av området må fremmes for myndighetene som egen sak. Reduksjonen av reservene i fase II-området vil sannsynligvis føre til at utbyggingsløsningen med to plattformer blir endret. Flere nye løsninger vurderes, og mest sannsynlig blir det en løsning med en integrert plattform plassert i den nordlige delen av feltet, hvor vanddypet er minst. Det vil bli benyttet havbunnskompleterte brønner i den grad det er nødvendig for å sikre en god drenering av reservoaret.

Operatøren vurderer å forsere utbyggingen av fase II i forhold til opprinnelige planer, som var å starte produksjon i 1995. Planene for fase II innebærer mulighet for produksjonsstart i 1990.

Tromsøflaket

I blokkene 7120/7, 7120/8 og 7120/9 er det tilsammen boret 6 brønner. 5 av disse har påvist hydrokarboner i fire ulike strukturer. Beliggenhet og reservoarmessige likheter gjør at disse tre blokkene blir vurdert samlet.

Operatørene har i 1983 fortsatt med tekniske og økonomiske studier for en eventuell utbygging og produksjon av gass fra området.

Blokk 7120/7

Blokken ble tildelt i 1982 med Statoil som operatør. Statoil påviste gass i første hull på en struktur sentralt i blokken. I 1983 ble det andre hullet boret på en struktur på grensen inn til blokk 7120/8 (Askeladd). Også i dette hullet ble det påvist gass med en gasskolonne på 78 m. En produksjonstest ga $703\,000 \text{Sm}^3$ gass og 29Sm^3 kondensat pr døgn gjennom 25,4 mm dyseåpning.

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

Askeladd (blokk 7120/8)

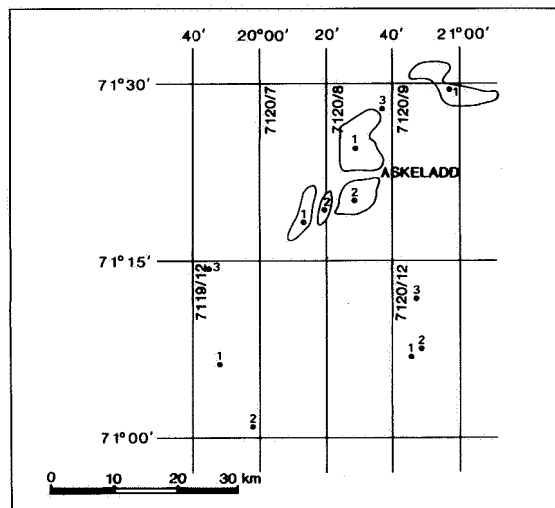
Blokken ble tildelt i 1981 med Statoil som operatør. Det første hullet på Askeladd-strukturen ble boret sommeren 1981 og viste testresultater opp mot det beste som er oppnådd i Nordsjøen. Det andre hullet ble boret i 1982 på en sørlig forkastningsblokk på samme struktur og ligger ca 8 km lenger sør.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

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

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

På bakgrunn av dette resultatet fra 7120/8-3 er reservene for feltet redusert noe, slik at direktoratet nå opererer

FIG 2.2.3.e
Askeladd-området
The Askeladd area



med reserveanslag på $46 \times 10^9 \text{Sm}^3$ utvinnbare gassreserver.

Blokk 7120/9

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

Kartlegging av feltet tyder på at det strekker seg inn i blokken mot nord (7120/6) og blokken mot øst (7121/7). Disse blokkene ble utlyst i 8. tildelingsrunde.

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

2.2.3.4 Felt erklært drivverdige

I løpet av 1983 er feltene Oseberg og Troll erklært økonomisk drivverdige.

2.3 FELT UNDER PLANLEGGING, UTBYGGING OG I PRODUKSJON

Produksjonsboring og brønnvedlikehold

Det er i løpet av året gitt boretilatelse for 21 produksjons/injeksjonsbrønner. Videre er det utført brønnvedlikehold på 19 brønner. Produksjonen fra de undervannskompletterte brønnene på Nordøst-Frigg begynte i 1983, og produksjonsboring startet opp på Odin-plattformen.

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 hovedsakelig i blokk 2/8. Den sørlige delen av feltet strekker seg inn i blokk 2/11, utvinnings-tillatelse 033. I denne utvinningsstillatelsen har hver av de ovennevnte selskaper en andel på 25 %.

Produksjonsanlegg

Utbyggingen omfatter i første trinn (Valhall A) 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 operatøransvar for, er tilknyttet Ekofisk-tankene.

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 blir adskilt på Valhall gjennom en stabilisator, og injiseres deretter i oljen.

Utnyttelse av forekomstene

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

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

Boring av produksjonsbrønner har gitt ny geologisk informasjon om feltet, og Oljedirektoratet foretok i 1983 en betydelig nedjustering av reservene. At disse tallene nå ligger vesentlig under operatørens, skyldes i hovedtrekk at direktoratet antar lavere utvinningsgrad, vesentlig som følge av at mindre deler av feltet blir drenert fra Valhall A. Dessuten regnes bergartsvolumet i Tor-formasjonen å være noe mindre enn det operatøren antar.

Produksjonen fra Valhall A startet 1.10.82, og pr 31.12.83 er i alt 7 brønner koblet til produksjonsanlegget. Gass-salg gjennom Ekofisk-anlegget tok til i juli 1983.

TAB 2.3

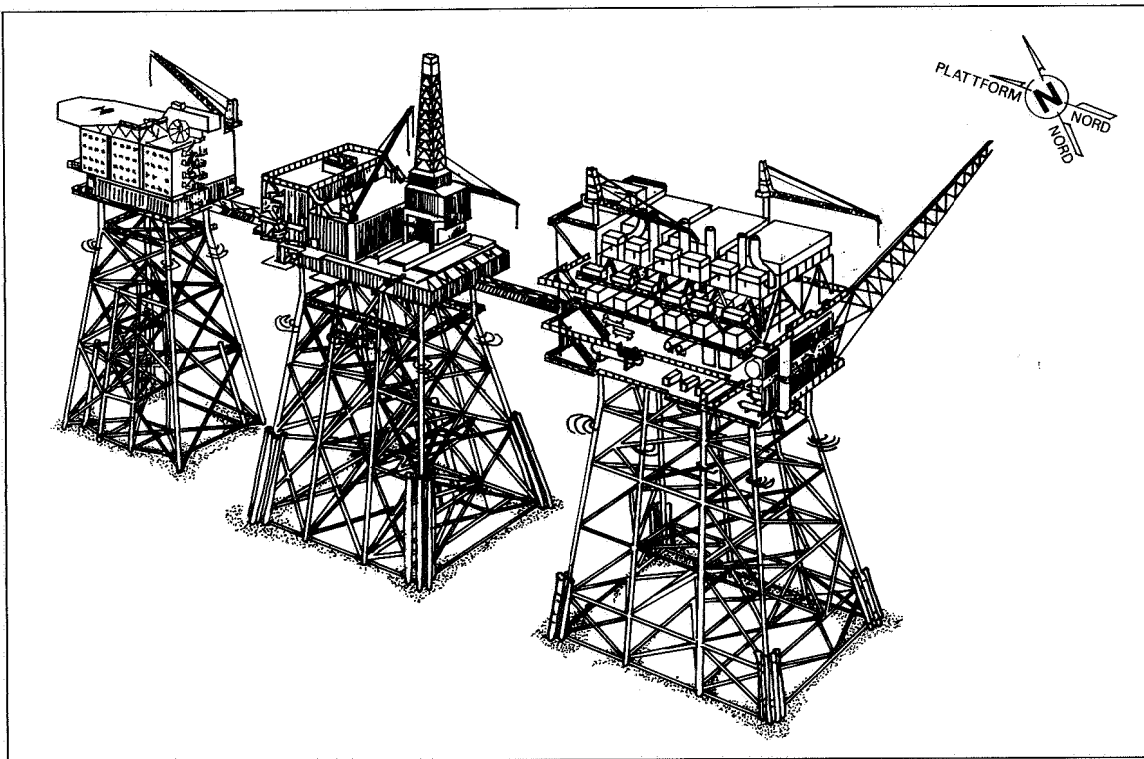
Produksjons- og injeksjonsbrønner

Production and injection wells

Felt	Totalt boret	Boret 1983	Produ-serer	Injeksjon/ (observasjon)	Borer ved års-skiftet	Plugget eller midlertidig forlatt	Brønn vedlikehold
Aibuskjell	23		17			6	1
Cod	8		6			2	
Edda	10		7			3	
Ekofisk	47	1	37	5		5	7
Eldfisk	38	2	28		1	9	2
Frigg	48	x)	47	(1)			
NØ Frigg	7		6			1	
Odin	1	1			1		
Statfjord	40	13	24	11	2	3	3
Tor	14		10			4	2
Valhall	9	5	7		1	1	3
Vest-Ekofisk	12		9			3	1
Totalt	257	22	198	17	5	37	19

x) 24 på norsk side

FIG 2.3.1.a
Installasjoner på Valhall
Installations on Valhall



Produktiviteten for brønnene har vært betydelig lavere enn ventet, med en gjennomsnittsrate på 970 Sm^3 pr døgn ved årsskiftet.

I Valhall-feltet er bergartsegenskapene svært kompliserte, og dette har skapt til dels store problemer i forbindelse med boring og ferdigstilling av brønner. Operatøren har imidlertid arbeidet iherdig for å finne fram til bedre prosedyrer, og utviklingen synes snudd i positiv retning. Brønnene boret i siste halvdel av året har da også bydd på færre boretekniske problemer. Samtidig synes nye metoder for ferdigstilling å ha gitt vesentlig bedre produktivitet enn tidligere.

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.

Gassbrenning

Mengden av gass brent i 1983 på Valhall var gjennomsnittlig $0,12 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ pr døgn, tilsvarende 20,2 % av total gass produksjon. Det bør nevnes at plattformen var inne i en oppstartfase i årets første måneder. Etter at gasssystemet var uttestet og gassen holdt salgsavtalens spesifikasjoner kunne endelig gassen fra Valhall sendes 13.7.83 via Ekofisk Senter inn i Emden-rørledningen. Brennetillatelsen ble 15.7.83 senket fra $0,5 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ pr døgn til $0,2 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ pr døgn. Gassbrenningen fra feltet er redusert drastisk etter at gassleveransene begynte. I desember måned var gjennomsnittlig brenning $0,11 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ pr døgn (fig 2.3.1.b).

Kostnader

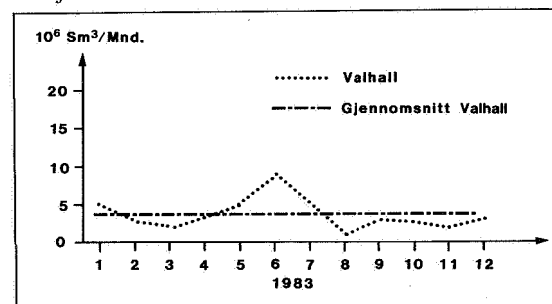
Totale investeringskostnader antas å bli ca 6,5 mrd kroner i løpende kroneverdi og 8,0 mrd kroner i fast 1983 kroneverdi. (Ved omregning mellom løpende og fast kroneverdi har en nyttet Nasjonalregnskapets prisindeks for investeringer i oljevirksomhet og 8 % prisstigning for 1982 - 1983).

Sikkerhet og arbeidsmiljø

Bærende strukturer

På Valhall-installasjonen PCP er det under vann oppdaget en bule i et diagonalstag, samt en skadet avstivningsring. Skadene er vurdert til ikke å ha betydning for strukturens

FIG 2.3.1.b
Brenning av gass på Valhall
Gas flared on Valhall



integritet. Det er i tillegg oppdaget en sprekk i innfesting til en hovedlegg. Sprekken har ikke umiddelbar betydning for strukturens integritet, og det er ikke tatt endelig standpunkt til eventuell reparasjon.

Brannpumper

På grunn av korrosjons- og erosjonsproblemer er det blitt installert nye løpehjul av bedre kvalitet i brannpumpene. Stigerøret for brannpumpene har også vært utsatt for sterk korrosjon. Samtlige stigerør vil bli iuspisert og påført rustbeskyttende belegg.

Råoljepumper

De spesielle forhold i reservoaret har resultert i store sandmengder i produksjonsutstyret, med det resultat at pakninger er blitt ødelagt, og råoljen har tynnet ut smøreoljen, slik at aksiallagrene brant. Ny type pakningsbokser med overtrykk er montert.

Produksjonssikringsventil (DHSV)

Med bakgrunn i god statistikk fra testing og operasjon av DHSV har Amoco fått tillatelse til å forlenge tidsrommet mellom hver test fra hver måned til hvert kvartal.

Ventilasjon i boreslammodul

På Valhall ble det registrert at luftkvaliteten i selve boreslam-rommet ikke var i henhold til de yrkeshygieneiske krav. Avdampningen fra boreslammet var spesielt stor pga den høye temperaturen i retur-slammet ved boring i den nedre del av brønnen. Måleresultatene viste bl a at løsemiddelinnholdet i arbeidsatmosfæren var langt over de administrative normer. En oppgradering av ventilasjonssystemet hadde ikke den forventede effekt. På denne bakgrunn ble det gitt pålegg om å gjennomføre de nødvendige tiltak for å sikre tilfredsstillende luftkvalitet.

Problemet ble foreslått løst ved å øke antall luftvekslinger ved hjelp av større innblåsnings- og avsugningskapasitet kombinert med et bedre kanalsystem for fordeling og avsug av luft, samt en bedre tilpassing av avsugshetten over siktemaskinene for borekaks.

Målinger som er tatt etter ferdigstillingen, viser at arbeidsatmosfæren i boreslammodulen er bedret.

Utvidelse av boligkvarteret

I flere tilfeller har selskaper i planleggingsfasen undervurdert behovet for sengekapasitet på faste innretninger. Man har da senere søkt å løse problemet ved å øke kapasiteten, enten ved å utvide boligkvarteret eller ved å leie inn flotellet.

I forbindelse med at flotellet, som var benyttet i installasjonsfasen på Valhall, skulle flyttes, oppsto det et behov for ekstra boligkapasitet. Det ble søkt om tillatelse til å installere 19 midlertidige boligmoduler med 38 senger på toppen av det eksisterende boligkvarteret.

Den nye etasjen ville bli plassert under deler av helikopterdekket og hindre den frie luftgjennomstrømmingen. Dette kunne påvirke de flyoperative forhold.

Videre ville det bli liten klaring mellom helikopterdekket og boligenheten. Det var derfor viktig å klarlegge i

hvor stor grad den nye boligenheten ville bli rammet ved et eventuelt helikopterstyrt. Begge disse problemstillinger ble utredet og vurdert før løsningen ble akseptert.

Oljedirektoratet vurderte det slik at behovet var av varig karakter og at dette tilfellet måtte betraktes som et permanent tilbygg. Den samme standard og de bygnings-tekniske krav som gjelder for boligkvarter på faste innretninger, måtte derfor legges til grunn.

Antall livbåt plasser på boliginnretningen måtte økes for å kunne gi 200 % dekning. Dette ble oppnådd ved å plassere en ny livbåtstasjon på boliginnretningen.

Støy i kontrollrom

Et kontrollrom på produksjonsinnretningen var plassert over et dieselgeneratorrom og ved siden av kraftige vifter. Støyforholdet i rommet var derfor ikke tilfredsstillende, og direktoratet ga pålegg om å treffe støydempende tiltak. Lydfeller, flytende gulv og akustisk isolering av en vegg ga ikke det ønskede resultat.

Et konsulentfirma ble derfor engasjert av Amoco for å kartlegge forholdene og komme med forslag til løsning. Det ble besluttet å isolere vegger, gulv og tak med antivibrasjons- og støyabsorberende materiale, bygge om HVAC-systemet, samt isolere alle gjennomgående kabler, rør og strukturer fra generatorrommet. Målinger tatt etter arbeidet ble avsluttet, viste god demping og tilfredsstillende støyforhold.

Dette eksempel understreker viktigheten av å foreta en grundig studie av de forventede støyforhold allerede på planleggingsstadiet, slik at det kan iverksettes tiltak som

FIG 2.3.2.a
Ekofisk-området
The Ekofisk area

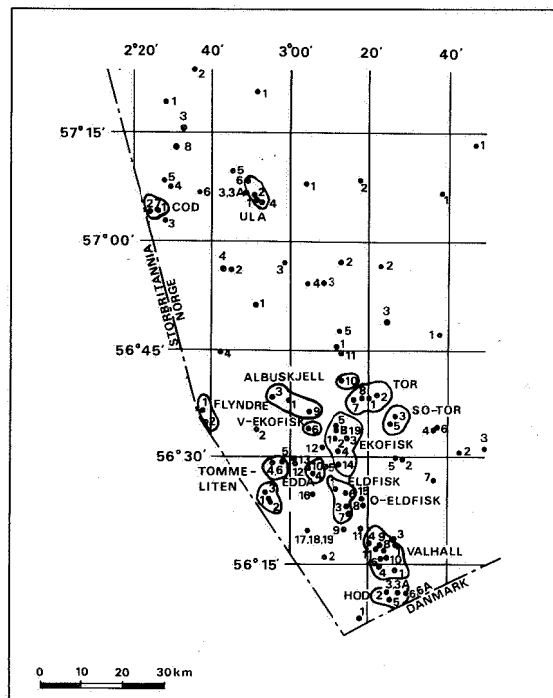
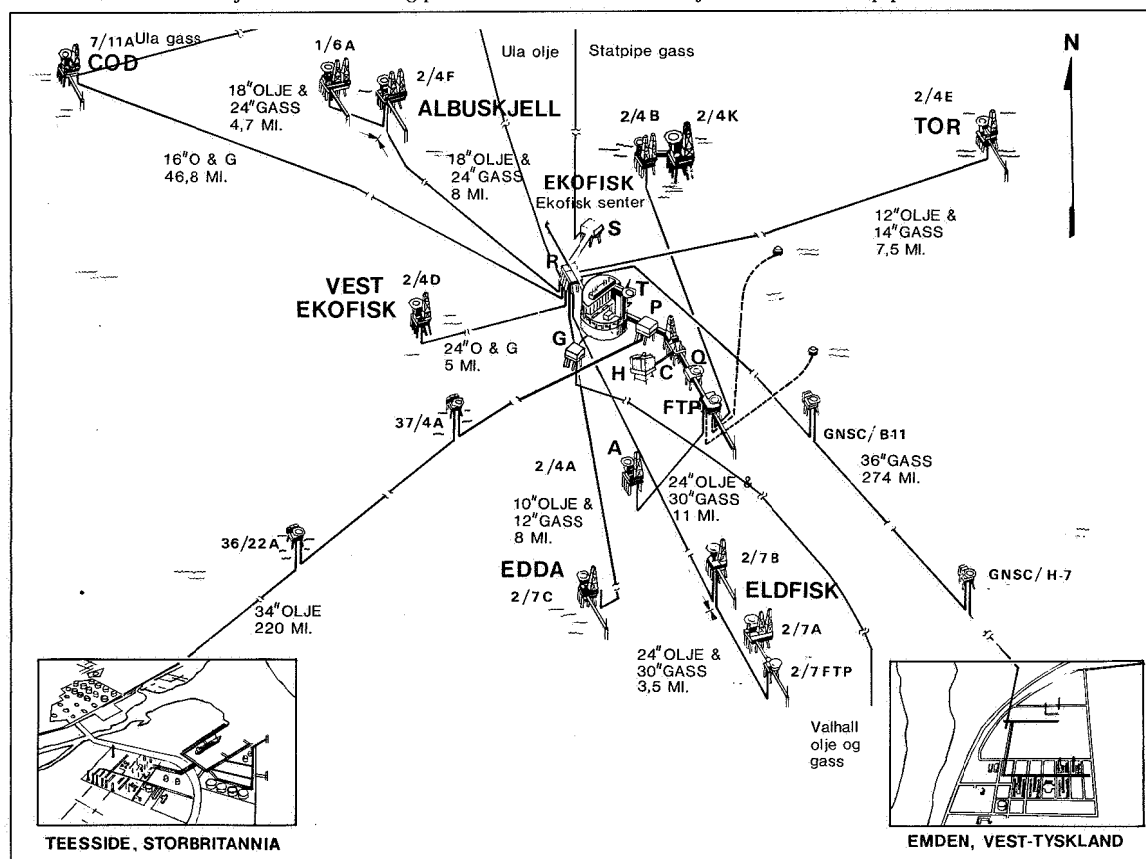


FIG 2.3.2.b

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

Installations in the Ekofisk area including planned 2/4 K, connections from Ula and Statpipe



vil sikre et forsvarlig arbeidsmiljø. I tillegg vil enhver modifikasjon og ombygging på feltet alltid bli uforholdsmessig kostbar.

2.3.2 Ekofisk-området

Utvinningsstillatelse 018

Rettighetshavere

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

Ovennevnte selskap (Phillips-gruppen) 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:

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

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

Feltene er utbygget i fire faser:

Fase 1: Prøveproduksjon på Ekofisk-feltet fra fire brønner ferdigstilt på havbunnen. Denne fase varte fra juni 1971 til mai 1974.

- Fase 2: Utbygging av plattformene på Ekofisk.
 Fase 3: Utbygging og tilknytning av feltene Vest-Ekofisk, Cod og Tor til Ekofisk Senter, samt legging av en oljerørledning til Teesside og en gassrørledning til Emden. Ledningene ble satt i drift i henholdsvis oktober 1975 og september 1977.
 Fase 4: Utbygging og tilknytning av feltene Eldfisk, Edda og Albuskjell til Ekofisk Senter.

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

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

Transport

Olje og gass fra Ekofisk-området blir ilandført via rørledning til henholdsvis Teesside i England og Emden i Vest-Tyskland.

Oljerørledningen til Teesside er 354 km lang og har en diameter på 864 mm. Den gjennomsnittlige strømningsrate har i 1983 vært 42 597 Sm³ olje og 3 577 tonn NGL pr døgn. Gassrørledningen til Emden er 442 km lang og har en diameter på 915 mm. I løpet av 1983 er det gjennomsnittlig blitt transportert 35 x 10⁶Sm³ gass pr døgn.

Vanninjeksjonsprosjektet

Både Oljedirektoratet og rettighetshaverne har i flere år vært sterkt opptatt av muligheten for å øke utvinningen fra Ekofisk-feltet ved vanninjeksjon. Oljedirektoratet ser det derfor som svært positivt at vanninjeksjonsprosjektet i 1983 ble besluttet realisert, og det er ønskelig å gi prosjektet en viss omtale her.

Til tross for at vanninjeksjon er en veletablert metode til å øke oljeutvinning i andre typer reservoarer, har det knyttet seg stor usikkerhet til muligheten for vellykket vanninjeksjon i Ekofisk. Dette skyldes at en overhodet ikke har hatt erfaring fra tilsvarende felt å bygge på. Det har også vist seg nødvendig med erfaringer fra en lang produksjonshistorie for å kunne forutsi oppførselen til kalksteinsreservoarene innen Ekofisk-området. Innsamling og analyse av data har derfor vært svært tidkrevende.

Reservoaret

Reservoarbergarten i Ekofisk-feltet består av kalkstein med små porer. De oljeførende lagene er opptil 350 m tykke. Reservoarene i feltet er knyttet til to formasjoner; Tor-formasjonen nederst og Ekofisk-formasjonen øverst. Mellom formasjonene ligger en tett sone som skyldes et høyere leireinnhold i bergarten. Den tette sonen vil helt eller i vesentlig grad hindre væske i å strømme fra det ene reservoaret til det andre. Det er karakteristisk for kalksteinsreservoaret at bergartene tillater liten gjennomstrømning. I store deler av reservoaret er det imidlertid et nettverk av små sprekker som bidrar til å øke strømningsmuligheten vesentlig. De beste reservoaregenskapene i Ekofisk-feltet finnes i toppen av Tor-formasjonen, og det er først og fremst denne delen som vil være målet for vanninjeksjonen etter foreliggende planer. Ekofisk-reser-

voaret inneholdt opprinnelig olje med oppløst gass. Feltet har imidlertid vært i produksjon siden 1971, og trykket har derfor sunket slik at pore- og sprekk systemet i kalken nå inneholder olje med fri gass. Det er dessuten injisert en betydelig mengde gass på toppen av Ekofisk-formasjonen, slik at gass-konsentrasjonen her er særlig høy. Gassinjeksjonen har i betydelig grad bidratt til å øke utvinningen.

Effekt av vanninjeksjon

I andre typer reservoar virker vanninjeksjon ved at vannet skyver oljen foran seg. I Ekofisk er det antatt at vannet først vil fylle sprekk-systemet og så bli sugd opp i reservoarbergarten, hvorved oljen skyves ut i sprekk-systemet og strømmer mot produksjonsbrønnene. På forhånd fryktet imidlertid mange fagfolk at vannet kun ville strømme gjennom sprekk-systemet uten å skyve ut oljen. Det ble følgelig planlagt et program for å analysere effekten av vanninjeksjonen ved omfattende laboratorietester på bergartsprøver. Phillips gjorde også omfattende EDB-simuleringsstudier for å beregne effekten av vanninjeksjon i feltet. I tillegg ville rettighetshaverne prøve ut vanninjeksjon ved et forsøksprosjekt. For dette formål ble det boret en vanninjeksjonsbrønn fra 2/4-B og installert utstyr på denne plattformen for injeksjon.

Hensikten med prosjektet var å undersøke hvilken injeksjonsrate som kunne opprettholdes i den tette kalksteinen, hvordan vannet strømmet gjennom bergarten og hvilken innvirkning vannet hadde på produksjonen i nabobrønnene.

Injeksjonen kom i gang i mars 1981 og pågår fortsatt ved årsskiftet 1983/84. Injeksjonen har kun foregått i Tor-formasjonen. For å kunne analysere resultatet av injeksjonen er det foretatt jevnlig produksjonstester i seks nabobrønner. I tillegg har operatøren laget en egen detaljert simuleringsmodell for forsøksområdet. Det knyttet seg særlig interesse til om vannet ville følge sprekk-systemet og nokså raskt dukke opp i de nærmeste produksjonsbrønner. Dette skjedde ikke. Det gikk over ett år før vannet trengte gjennom til den første produksjonsbrønnen og over to år før det trengte gjennom til den neste. Erfaringene fra forsøksprosjektet når det gjelder effekten av vanninjeksjonen er således positive. Det er demonstrert at høye injeksjonsrater, over det som er planlagt pr brønn i hovedprosjektet, kan opprettholdes over lengre tid.

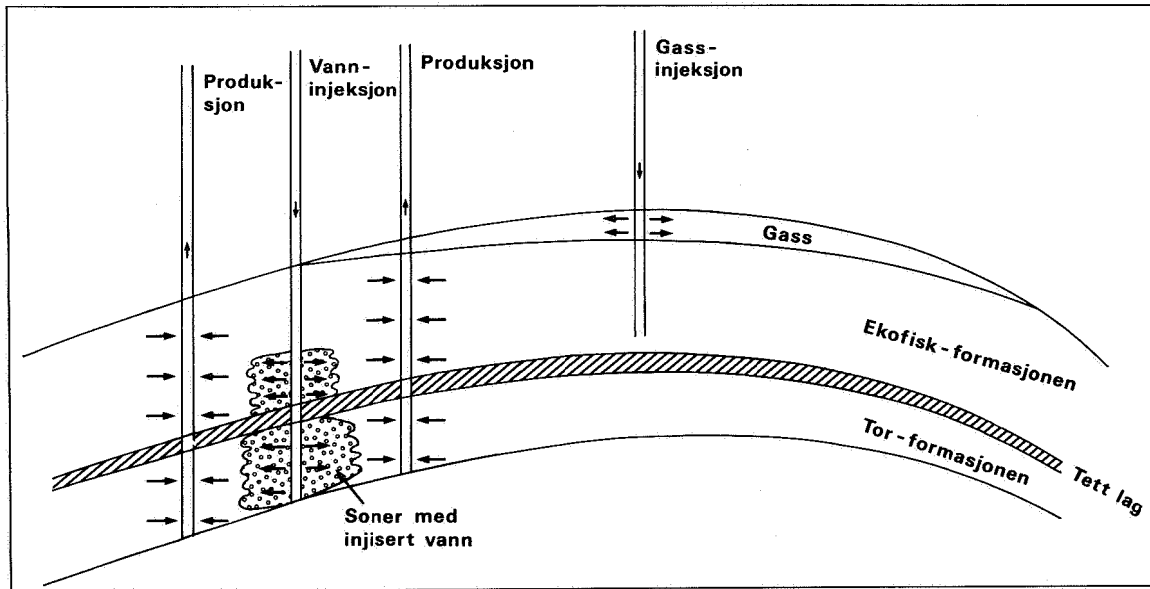
Vannet strømmer ikke bare i sprekk-systemet, slik enkelte fryktet, men suges opp i bergarten og fortrenger en del av oljen og vil således øke oljeproduksjonen.

Det knytter seg likevel en viss usikkerhet til i hvilken grad resultatene fra forsøksprosjektet kan overføres til andre deler av reservoaret.

Utbyggingsplan

På bakgrunn av resultatet fra foreliggende studier ble det i 1982 planlagt et prosjekt som innebærer vanninjeksjon i Tor-formasjonen og nedre del av Ekofisk-formasjonen. Med en vanninjeksjonsplattform knyttet til 2/4-B plattformen ble det beregnet at en arealmessig kunne rekke 70 % av reservoaret med injeksjonsbrønner. Med injeksjon i

FIG 2.3.2.c

Planlagt injeksjons- og produksjonsmønster i Ekofisk*Planned injection- and production scheme in Ekofisk*

Tor-formasjonen og nedre del av Ekofisk-formasjonen ville en dermed dekke 35-40 % av reservoarvolumet. Planen innebar videre at injeksjonen kunne starte i midten av 1987. Planlagt injeksjons/produksjonsmønster er vist skjematisk i fig 2.3.2.c.

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 fig 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. Videre er det planlagt 3 nye produksjonsbrønner, boret fra 2/4-C.

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

Totalt er de nødvendige installasjoner og modifikasjoner beregnet å ville medføre investeringer på knapt 9 mrd kroner (faste 1983-priser). Investeringene fordeler seg over ca 10 år fom 1983, men hovedtyngden vil komme i årene fram til 1987.

Hovedtrekkene i framdriftsplanen for prosjektet er følgende:

Boring av ni injeksjonsbrønner fra et borefartøy vil starte i 2. kvartal 1984 og pågå fram til begynnelsen av 1986.

Kontraktene for bygging av plattformunderstell og dekk vil bli inngått i midten av 1984, med en påfølgende byggefase fram til 1. kvartal 1986.

Uttauing av plattformen vil foregå 2. kvartal 1986, og

arbeidet med ferdigstilling på feltet vil pågå fram til 2. kvartal 1987.

Klargjøring av de på forhånd borede brønnene kan ta til i begynnelsen av 1987, slik at vanninjeksjonen kan starte gjennom de to første brønnene i midten av 1987.

Videre boring av de i alt 20 injeksjonsbrønnene vil pågå til 1991.

Tilleggsproduksjon

I tillegg til Phillips har også Petrofina, Agip og Petronord-gruppen utarbeidet sine egne reservoarstudier med simuleringer som beregner effekten av vanninjeksjon.

Etter at injeksjonsplanen var klar i 1982 ble det med alle fire simuleringsmodeller gjort beregninger av gevinsten ved vanninjeksjon ifølge denne planen. Modellene bygger til dels på forskjellige premisser når det gjelder reservoarforhold. Blant annet er det ulike oppfatninger mht muligheten for strømming mellom de to geologiske formasjonene. De fire simuleringsmodellene ga følgelig noe varierende resultat.

For å komme fram til en mer fullstendig forståelse, bestemte selskapene og Oljedirektoratet i fellesskap å gi et uavhengig konsulentfirma (Franlab Consultant) i oppdrag å vurdere de reservoartekniske sidene ved prosjektet. På basis av de allerede foreliggende studiene, konkluderte Franlab med tall for mest sannsynlig tilleggsproduksjon som omregnet til salgstall svarer til ca 27×10^6 t.o.e. Dette tilsvarer mer enn tre ganger det årlige norske forbruk av petroleumprodukter og kan gi en brutto produksjonsverdi på over 50 mrd 1983-kroner.

I diskusjonen med myndighetene, forut for beslutning for prosjektet, la rettighetshaverne vekt på at det knytter seg usikkerhet til tilleggsproduksjonen. Dette vesentlig fordi det fortsatt er forhold og mekanismer nede i reservoaret som ikke er godt nok kjent. I sin økonomiske

evaluering baserte Phillips-gruppen sitt basis-tilfelle på at 90 % av Franlabs anslag vil bli realisert. Oljedirektoratet anser Franlabs tall for å være det mest sannsynlige.

Selv om det i 1983 fortsatt knyttet seg usikkerhet til produksjonsgevinsten ved vanninjeksjonsprosjektet, var det etter Oljedirektoratets oppfatning viktig at beslutningen om å fullføre prosjektet da ble tatt. Dette både fordi effekten av vanninjeksjon avtar ettersom tiden går, og fordi vesentlig bedre informasjon neppe kan oppnås før prosjektet kommer i gang.

Dersom vanninjeksjonsprosjektet ikke var blitt vedtatt i 1983, talte mye for at det aldri ville blitt realisert, og dermed var det fare for at svært store verdier kunne gått tapt.

En nærmere redegjørelse for vanninjeksjonsprosjektet på Ekofisk er gitt i St meld nr 18 (1983-84).

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-feltet. Siden rørledningen til Emden ble tatt i bruk, har mengden av brent gass blitt vesentlig redusert. Gass brent i 1983 i Ekofisk-området var gjennomsnittlig $0,13 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ pr døgn, og tilsvarte 0,3 % av total gassproduksjon fra feltene. 1983 har vist at brenneraten er stabil og tilfredsstillende lav. Mengden av gass som er blitt brent framgår av fig 2.3.2.d.

Målesystemet

Løpende inspeksjoner av målesystemene i Ekofisk-området er utført.

Inspeksjon av målesystemene på salgsstedet for gass i Emden har foregått ved månedlige inspeksjoner.

En rutinemessig inspeksjon av målesystem for olje og våtgass i Teesside er påbegynt.

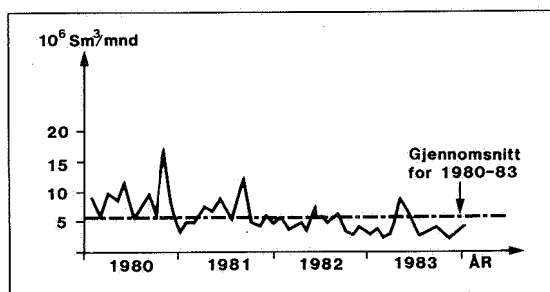
Kostnader

Totale kostnader for Ekofisk-området inkl Tor/Albuskjell/Norpipe antas å bli ca 44,9 mrd kroner i løpende kroneverdi og 74,4 mrd kroner i fast 1983-kroneverdi. (For omregning jf Valhall).

FIG 2.3.2.d

Brenning av gass i Ekofisk-området

Gas flared in the Ekofisk area



Sikkerhet og arbeidsmiljø

Rørledning

Arbeidet med forberedelsene til utskifting av det skadde stigerør på Ekofisk-Emden rørledningen (innløpsstigerøret på B-11) er igang. Utskiftingen er planlagt utført i august 1984.

Brann: gasskompressorer (2/4 T)

Det har også i beretningsperioden vært tilfelle av brann i tilknytning til kompressorenes akseltetningssystemer. Det er besluttet å bygge om disse systemene. Konstruksjon og bygging er igangsatt, men en inngående utprøving vil være nødvendig før tetningssystemet tillates installert.

Pilotprosjektet for vanninjeksjon (2/4 B)

Lufftiltre for drivturbinene for vanninjeksjonspumpe har ikke vært gode nok. Fint mud/semestøv har passert filteret og bygget seg opp på kompressor og turbinblader. Dette har ført til fullstendig havari med omfattende reparasjoner. Bedre filter vil bli installert.

Bruk av personellkurv i forbindelse med

mannskapsskifte på «Seaway Falcon».

«Seaway Falcon» er et dykkerfartøy på kontrakt med Phillips Petroleum Company Norway. Siden august 1981 har det vært engasjert i inspeksjonsarbeid på Ekofisk. Mannskapsskifte av 25 personer foretas hver åttende dag, og ettersom fartøyet ikke er utrustet med helikopterdekk, blir mannskapet transportert til en fast innretning på feltet, hvor overføring skjer ved hjelp av personellkurv.

Denne overføring har over lengre tid vært årsak til bekymring i Oljedirektoratet såvel som de berørte interesseorganisasjoner. Gjeldende forskrifter har bestemmelser som sier at personellkurv kun skal brukes til overføring av personell i nødsituasjoner. Det ble derfor hevdet at dykkerskipet måtte gå til havn for å skifte besetning, noe som eventuelt ville medføre store problemer for gjennomføring av dykkeoperasjonene og inspeksjonsprogrammene.

Etter en nøye vurdering av mulige alternative løsninger og de sikkerhetsmessige forhold, fant Oljedirektoratet med «Seaway Falcon»s besetnings samtykke å kunne akseptere bruk av personellkurv ved overføring til og fra skipet.

Avbemannning av pumpestasjon 36/22 A til Teesside

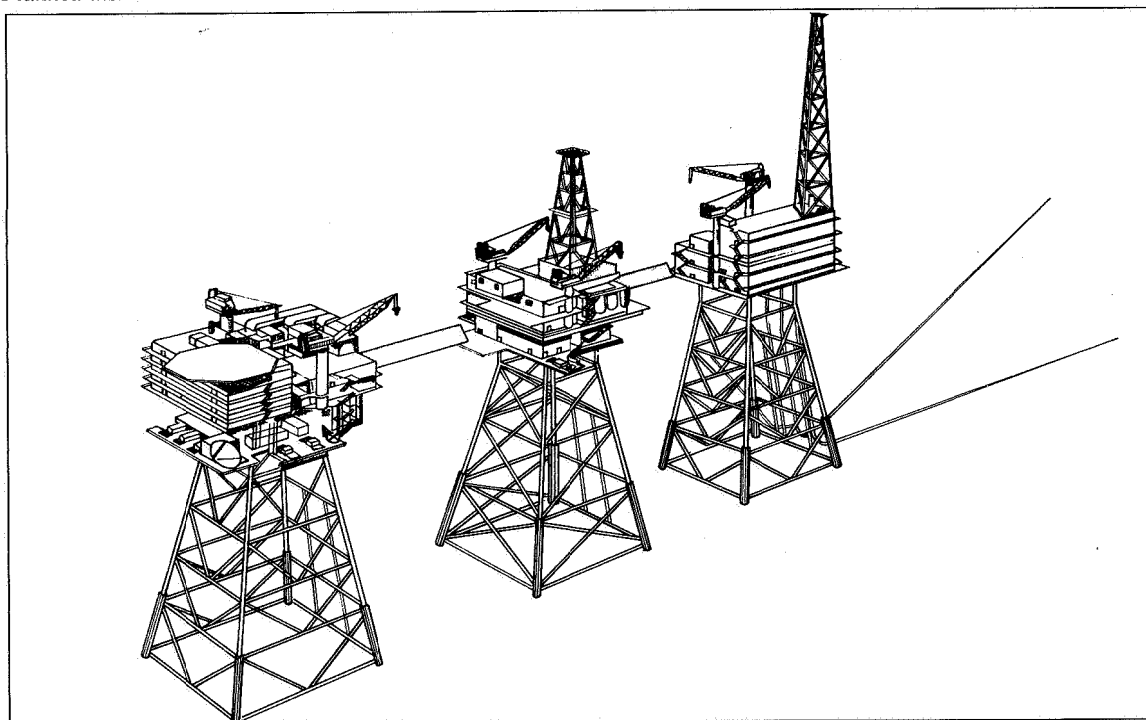
I forbindelse med legging av rørledningen fra Ekofisk 2/4 P til Teesside i England, ble to pumpestasjoner installert i 1975, begge på britisk sokkel.

Imidlertid ble operatørselskapet snart klar over at den samlede pumpekapasitet langt overskred den nødvendige, og at transportkapasiteten kunne opprettholdes uten den ene pumpestasjonen 36/22 A.

Det ble derfor planlagt en avbemannning av innretningen og høsten 1983 var prosjektet gjennomført. Oljedirektoratets brukstillatelse for boligkvarteret ble følgelig trukket tilbake.

Beredskapsmessig er plattformen utstyrt med kraftkilder for ca 1 års varighet og anses ikke som noen fare for skipsfarten.

FIG 2.3.3

Planlagte installasjoner på Ula*Planned installations on Ula***Nye boligkvarter**

Arbeidet med utskifting av boligkvarter på Ekofisk har fortsatt i 1983 med installasjon av ytterligere tre moduler. Fem av i alt syv produksjonsinnretninger har til nå fått installert nye boligmoduler med en sengekapasitet som varierer fra 96 til 112. De siste to innretninger får installert nye boligmoduler i 1984. (Det vises til Oljedirektoratets årsberetning for 1982 med hensyn til bakgrunnen for utskiftingen).

Jurisdiksjon over pumpeplattformene på Teesside-rørledningen

Oljerørledningen med tilhørende pumpeplattformer er som kjent underlagt norsk rett og jurisdiksjon.

Storbritannia vedtok imidlertid i 1982 Oil and Gas (Enterprise) Act. Loven trådte i kraft i november 1982 og er gjort gjeldende for alle faste innretninger på britisk sokkel, inkludert pumpeplattformene på oljerørledningen. Dette fører til at britisk lovgivning også kommer til anvendelse på innretningene.

Anvendelsen av norsk og britisk lovgivning på disse innretningene har medført praktiske problemer for eieren Norpipe og operatørselskapet. I løpet av 1983 har det funnet sted flere møter mellom de berørte parter for å gjennomgå de britiske reglene.

Saken har vært drøftet i Ekofisk-Teesside-kommisjonen, og en egen gruppe med medlemmer fra britiske og norske myndigheter er nå nedsatt for å harmonisere de aktuelle forskrifter som er gjort gjeldende på innretningene og tilrettelegge en praktisk oppfølging av disse. Første møte i gruppen er planlagt avholdt i januar 1984.

2.3.3 Ula**Utvinningsstillatelse 019 A****Rettighetshavere**

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

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

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

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

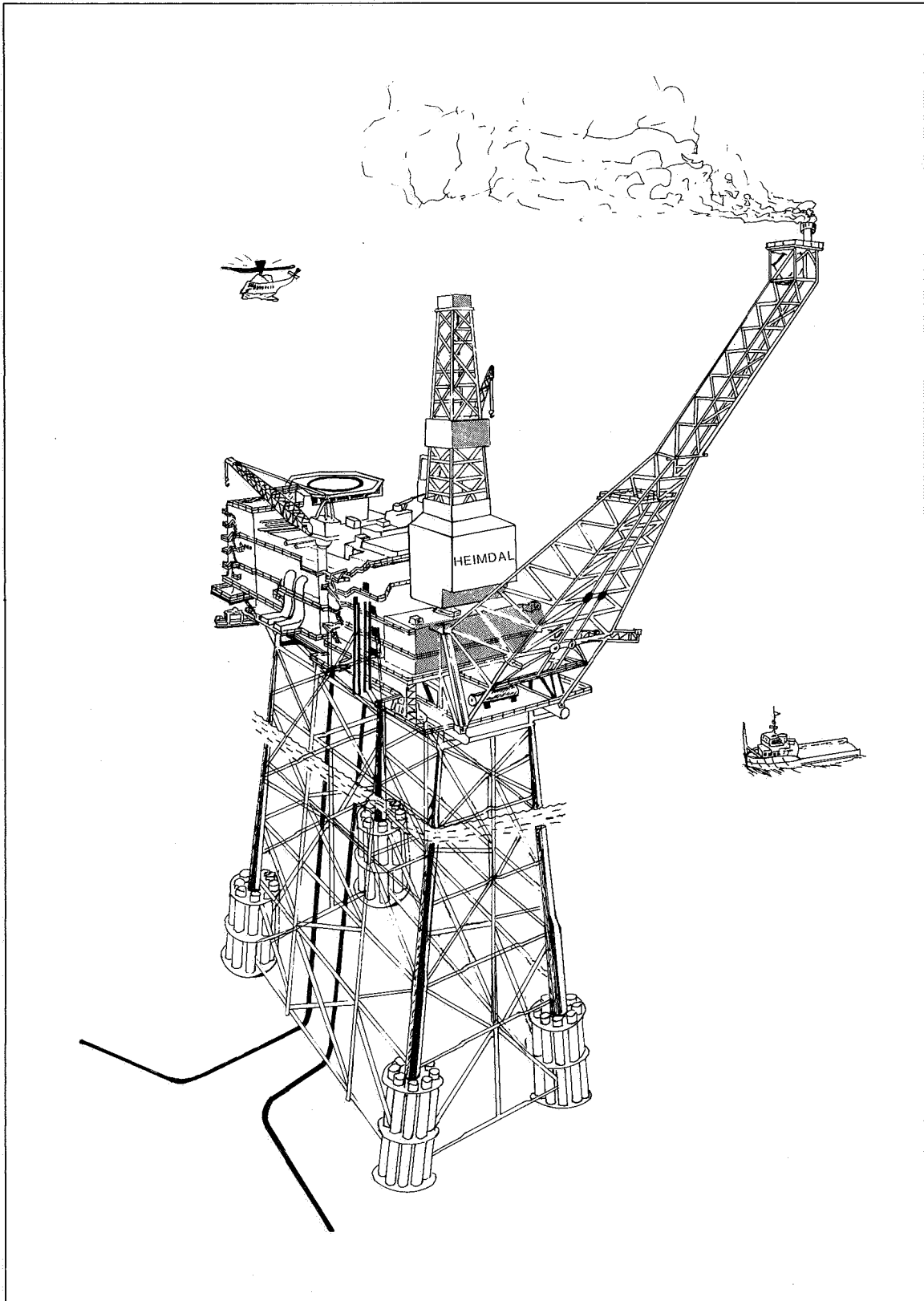
Utbygging

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

Utnyttelse av forekomstene

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

FIG 2.3.4
Planlagt installasjon på Heimdal
Planned installation on Heimdal



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.

Transport

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

Gassen vil bli transportert i rørledning til Cod for deretter å bli ført gjennom rørledningssystemet til Emden.

Målesystem

Operatørens første utkast til design av olje- og gassmålestasjoner er under arbeid.

Kostnader

Totale kostnader for utbyggingen antas å bli ca 9,8 mrd kroner i løpende kroneverdi og 8,0 mrd kroner i fast 1983 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 Uglund Construction Company A/S	0,169 %

Utvinningsstillatelse 036 ble tildelt i 1971 og omfatter blokk 25/4, som er lokalisert ca 215 km nordvest for Stavanger. For den delen av konsesjonen som omfatter Heimdal, har staten 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 pga lave gasspriser.

I løpet av 1980 endret gassmarkedet seg, og Heimdal ble sentral i diskusjonen om en ilandføringsløsning for Statfjord-gassen. Søknad om ilandføring av gass til kontinentet ble levert i januar 1981 og vedtatt av Stortinget 10.6.81.

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 vil starte sommeren 1984, og produksjonsstart er av operatøren planlagt til sommeren 1986.

Transport

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

Målesystem

Designkontroll og uttesting av deler av målesystemene for kondensat er utført hos fabrikant i samarbeid med Department of Energy.

Kostnader

Totale kostnader for utbyggingen antas å bli ca 8,7 mrd kroner i løpende kroneverdi og 8,6 mrd kroner i fast 1983 kroneverdi.

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

2.3.5.1 Frigg

Rettighetshavere

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

FIG 2.3.5.a
Frigg-området
The Frigg area

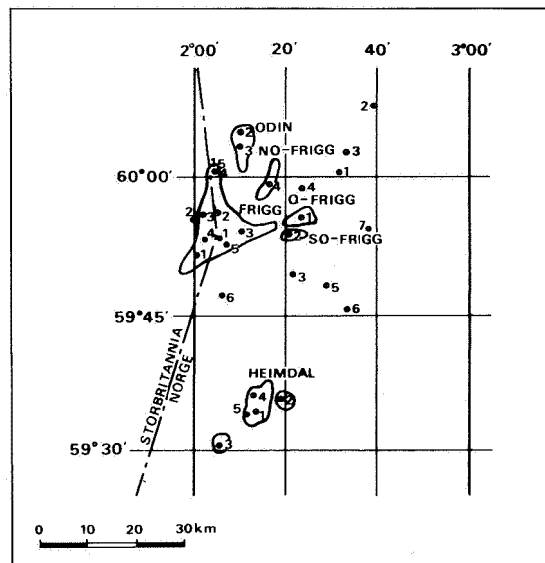
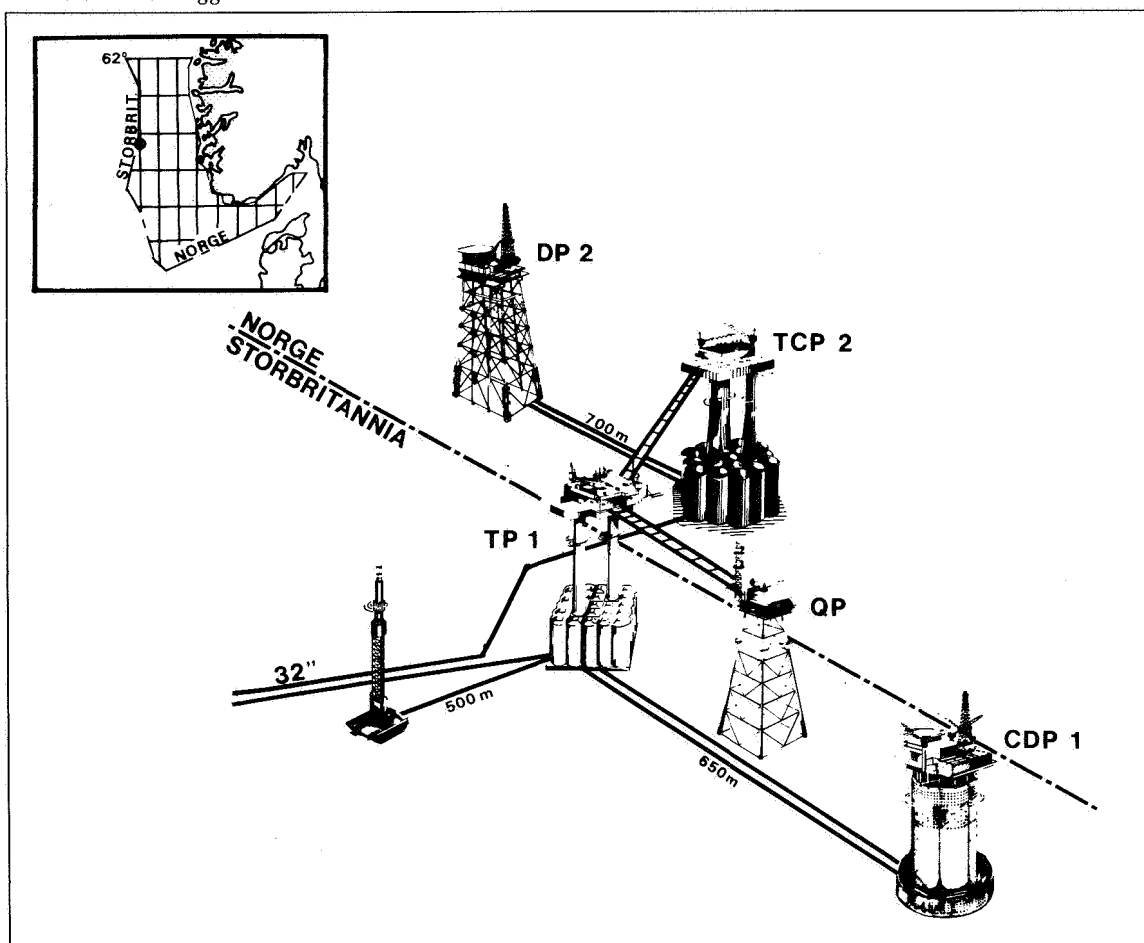


FIG 2.3.5.b
Installasjoner på Frigg
Installations on Frigg



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

Produksjonsanlegg

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

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. Figur 2.3.5.b viser installasjonene på Frigg-feltet.

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

Gass fra NØ-Frigg og Odin vil bli 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 transport-systemet 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 Odinfeltet. 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

Olje/vann- og gass/oljekontakten i Frigg-feltet kontroller-

leres flere ganger i året. Logging (TDT) av observasjonsbrønnen 25/1-A22 ble utført i september 1983 for å kontrollere bevegelsen av væskekontaktene. Resultatene foreligger ennå ikke. Observasjonsbrønnen er plassert i en del av reservoaret hvor det er en god del skifer i sanden. Skiferinnholdet vil gjøre det vanskelig å følge bevegelsene i væskekontaktene noen år framover. Nye målinger vil bli foretatt i 1984.

Trykket er høyere enn forventet i både Frigg- og Cod-sanden. Dette kan skyldes de lave sommerleveransene, økt vanddriv eller større tilstedeværende gass-reserver.

Målesystem

Inspeksjoner av målesystemene på Frigg og MCP-01 er foretatt etter fast inspeksjonsordning i samarbeid med Department of Energy.

Uttesting av nye computere for målesystemene på Frigg er utført i samarbeid med Department of Energy.

Kostnader

Totalt kostnader for Frigg-utbyggingen forventes å bli 21,2 mrd kroner i løpende kroneverdi og 39,9 mrd kroner i fast 1983 kroneverdi. I anslaget inngår foruten selve feltinstallasjonene: rørledningene til St Fergus, kompressorplattform, terminal og nytt utstyr på TCP2 for å ta imot gass fra Odin og NØ-Frigg. Norsk andel av investeringene vil utgjøre 13,3 mrd kroner i løpende kroneverdi og 24,0 mrd kroner i fast 1983 kroneverdi.

Sikkerhet og arbeidsmiljø

Bærende strukturer

En omfattende undervannsreparasjon og forsterkning av lederørssammer på Frigg-feltets DP2 plattform ble utført i 1983 med vellykket resultat.

Rørledning

På Frigg - St Fergus rørledningen er det i løpet av høsten 1983 installert utstyr for overvåking av isdannelse rundt rørledningene ved drift i lave temperaturer.

Kondensatnivå-reguleringstank

Ved vanlig rutinemessig inspeksjon ble det i kondensatnivå-reguleringstank CV3 (Condensate Surge Tank) avdekket bindefeil i sveiser. Beholderen har vært i drift siden oppstart av TCP2, uten at feilene har vært registrert tidligere. Forbedret kontrollprosedyre antas å være årsaken til at feilene nå blir avdekket.

Det ble foretatt en omfattende reparasjon av beholderne på feltet. Etter ny inspeksjon og trykkprøving er beholderen igjen satt i drift.

Det forventes at samtlige feil i trykkbeholdere på feltet er registrert og utbedret.

Fakkelsystem

Flere omkringliggende felter (NØ-Frigg, Odin og Alwyn) knyttes og planlegges knyttet til Frigg-feltet. Elf Aquitaine Norge har derfor utført en vurdering av eksisterende fakkelsystem. Resultatene av dette avdekket blant annet behov for å se nærmere på kapasiteter, temperaturer og

pålitelighet. I denne sammenheng har Elf Aquitaine Norge lansert nye metoder for å beskytte salgsgass samlestokk (header) mot overtrykk for derved å redusere antall sikkerhetsventiler og mengde gass til fakkell. De tradisjonelle sikkerhetsventilene foreslås erstattet sikkerhetsmessig av avanserte databaserte instrumenteringssystemer. Saken er fortsatt under bearbeiding i Oljedirektoratet.

Strålingsuhell med radioaktive isotoper

I forbindelse med utbedring av en brannledning til helidekk på DP-2, ble det foretatt fotografering av sveisesømmene med en 1,8 Curie kilde.

Området var antatt avsperrert på forskriftsmessig måte (varsellys, -skilter osv).

Det viste seg imidlertid at det innenfor eksponeringsområdet var et kontor hvor det oppholdt seg to personer. Avstanden fra kilden til kontoret var 8 meter. Eksponeringstiden var 5 minutter.

For å beregne strålingsdosen til de to personene i kontoret, ble det foretatt et nytt «skudd». Eksponeringen utenfor døren ble målt til 1 - 1,5 mR/t, mens den inne i kontoret ble målt til 0,8 mR/t. Strålingsdosen representerte således ingen alvorlig helserisiko for arbeiderne.

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

2.3.5.2 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

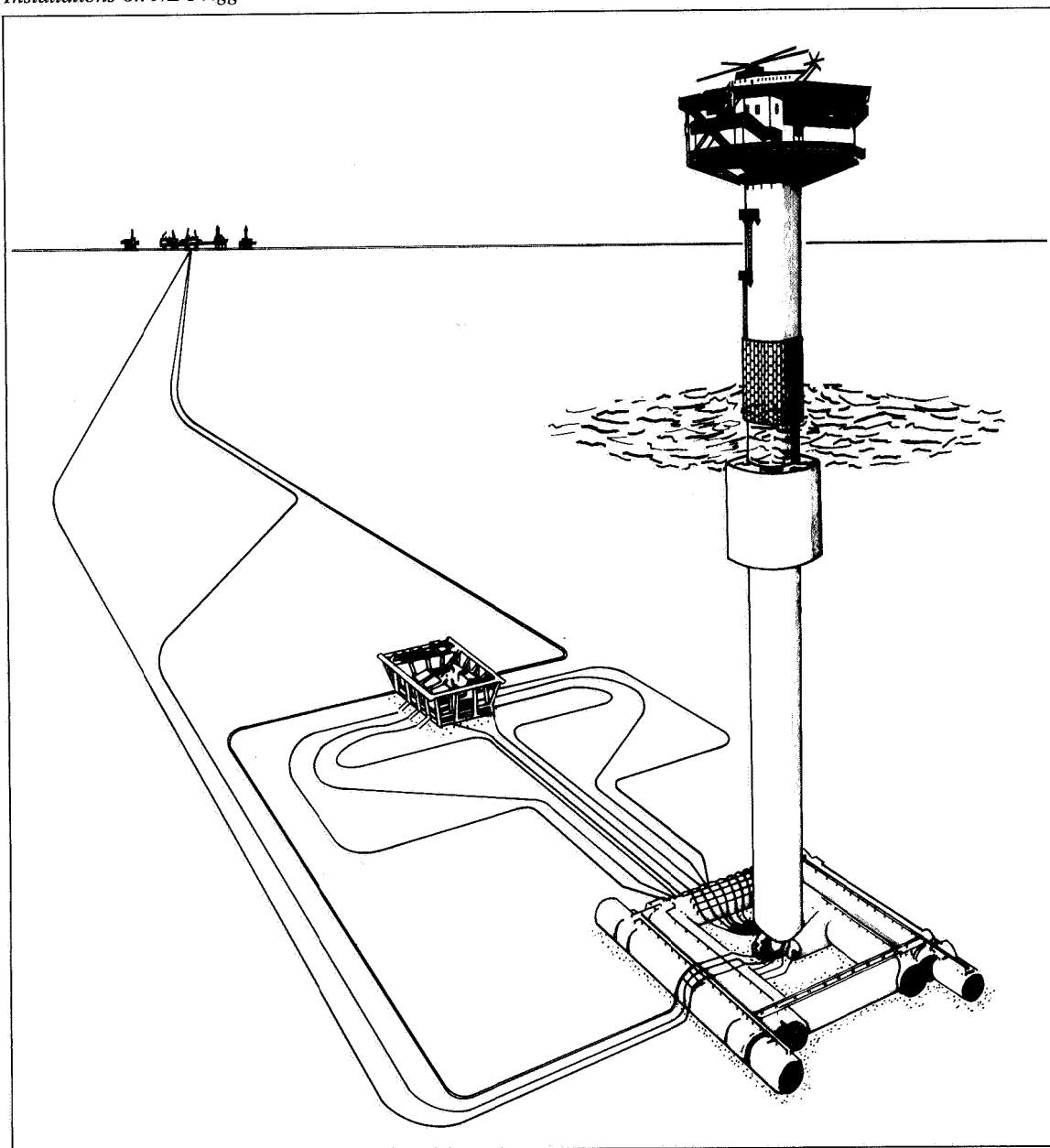
Esso Exploration & Production Norway Inc 100 %.
Statoil har rett til 17,5 % av nettooverskudd før skatt.

NØ-Frigg-feltet ligger i blokkene 25/1 og 30/10 og gassreservene fordeler seg med henholdsvis 60 % og 40 % 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 utbyggingplan ble vedtatt i 1980. Feltet er utbygget med 6 brønner ferdigstilt på havbunnen. Disse er boret gjennom en rammekonstruksjon plassert på havbunnen. Denne er foruten brønnehodene og ventiltrærne også utstyrt med en manifold som skal samle gassen fra de seks brønnene. Gassen føres gjennom en 406 mm tykk rørledning til Frigg-feltet for prosessering. Hvert av de seks ventiltrærne vil være styrt via separate service- og kontrollledninger fra kontrollstasjonen (en leddlagret søyle) plas-

FIG 2.3.5.c
Installasjoner på NØ-Frigg
Installations on NE-Frigg



sert 150 meter fra brønnhodene. Kontrollstasjonen ble installert i juli 1983 og skal fjernstyres fra Frigg-feltet. Utskiping og tilkopling mellom kontrollstasjonen og betongfundamentet ble utført i juni 1983. Konstruksjonsarbeidet er fullført, og produksjonen ble startet 8.12.83.

Salg av gass fra NØ-Frigg kom i gang 1.10.80, dvs før noen av produksjonsbrønnene var boret. Dette var mulig ved at Frigg-feltet leverte gass på vegne av NØ-Frigg til NØ-Frigg kom i produksjon. Frigg vil likeledes levere gass på vegne av NØ-Frigg etter at produksjonen på

NØ-Frigg er stanset. «Tilbakebetalingen» skjer ved at NØ-Frigg i sin korte produksjonsperiode skal levere gass på vegne av Frigg i tillegg til NØ-Friggs kontraktskvanta. Derved oppnås en mer normal, langstrakt salgsprofil for gassen fra NØ-Frigg, selv om produksjonsperioden er kort.

Målesystemer

Uttesting av målesystem er utført i samarbeid med Department of Energy.

Kostnader

Totale kostnader for utbyggingen antas å bli ca 1,9 mrd kroner i løpende kroneverdi og 2,0 mrd kroner i fast 1983 kroneverdi.

Sikkerhet og arbeidsmiljø

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

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

2.3.5.3 Odin

Utvinningsstillatelse 030

Rettighetshaver

Esso Exploration & Production Norway Inc 100 %.

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

Odin-feltet ligger i blokk 30/10 og Esso er operatør for utbyggingen.

Produksjonsanlegg

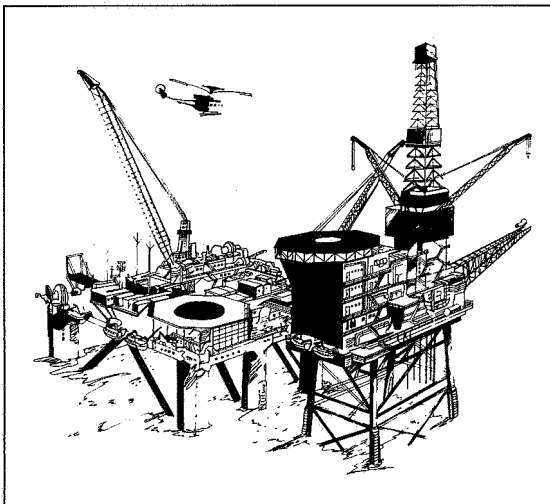
Gassfeltet Odin ble påvist i 1974 og utbyggingsplan ble vedtatt i 1980. Den valgte utbyggingsløsningen består av en plattform på et stålunderstell med fire ben og med et integrert dekk. Det ombygde borefartøyet Treasure Hunter benyttes som hjelpeplattform under utbygging og produksjonsboring, fig 2.3.5.d.

Alle modulene til plattformen var ferdig fabrikkert før sommeren 1982, og stålunderstellet ble satt på feltet 4.7. samme år. Oppkoplingsarbeidet har ligget foran planlagt tidsskjema, slik at plattformen ble ferdig oppkopledd allerede i 1983. Tillatelse til å starte produksjonsboring

FIG 2.3.5.d

Installasjoner på Odin

Installations on Odin



ble gitt 2.12.83, og Esso startet umiddelbart produksjonsboringen. Produksjonsstart antas nå å bli tidlig i 1984.

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

Målesystemer

Uttesting av målesystem installert på Odin er utført i samarbeid med Department of Energy.

Kostnader

Totale kostnader for utbyggingen antas å bli ca 3,0 mrd kroner i løpende kroneverdi og ca 3,0 mrd kroner i fast 1983-kroneverdi. (For omregning, jf Valhall).

Bruk av flyttbar innretning som produksjonsanlegg.

Anvendelse av regelverk.

Ved st prp nr 87 (1979-80) om ilandføring fra blant annet Odin-feltet, ble Stortinget orientert om planene for feltutbygging og sikkerhetsmessig prinsippgodkjenning av Essos framlagte utbyggingsløsning i ilandføringsøknad. Utbyggingsplan ble vedtatt i 1980.

Utbyggingskonseptet består av en fast pelet innretning Odin A, samt den halvt nedsenkbare norskregistrerte innretning «Treasure Hunter», som skal fungere som en hjelpeinnretning (TSV) i konstruksjons- og borefasen fram til høsten 1985. TSV ivaretar integrerte deler av bore-, hotell- og verksted-/lagringsfunksjonene på Odin-feltet og er forbundet med Odin A med fast gangbro.

De to separate innretningene er av myndighetene vurdert som en integrert enhet hvor de enkelte funksjoner på innretningene må vurderes i sammenheng med hverandre.

Utbyggingsløsningen er derfor prinsipielt for de sikkerhets- og arbeidsmiljømessige forhold blitt vurdert under ett.

Med hensyn til anvendelse av kontinentalsokkelloven av 1963 med kgl res av 9.7.76 vedrørende sikkerhet for produksjon, er Odin-konseptet definert i sin helhet som et produksjonsanlegg, jf 76-resolusjonens § 2, 1. ledd og § 1 punktene d, e, f, g og h. Når det i utbyggingsløsningen anvendes innretning registrert under norsk flagg, TSV, omfattes TSV prinsipielt av de krav 76-resolusjonen stiller, samt etablert praksis for behandling av hotellinnretninger etter resolusjonen. Prosedyrene for myndighetskontroll, godkjenning og operatørselskapers plikt til internkontroll, anvendes derfor i sin helhet på Odin-konseptet og tilsvarende som for andre produksjonsanlegg. Da TSV er norskregistrert og derfor underlagt Sjøfartsdirektoratets sertifiseringsordning etter Sjødyktighetsloven, er sertifikater utstedt av Sjøfartsdirektoratet blitt vurdert på linje med øvrige sertifikater eller dokumentasjon operatørselskapet framlegger for at krav fastsatt i medhold av sokkelovgivningen er oppfylt.

Når det gjelder Arbeidsmiljølovens anvendelse på Odin-konseptet, er denne lovs anvendelsesområde nærmere definert i § 2 pkt 2 og 3 jf kgl res av 1.6.79 §§ 1 og 2. Det er gjort unntak fra loven for norsk eller utenlandsk

flyttbar boreinnretning. I resolusjonens § 2, 3. ledd er loven nærmere avgrenset til å omfatte de arbeidstakere som er beskjeftiget på faste anlegg, dvs de såkalte hotellgjester som i sin fritid oppholder seg på et flotell.

Det følger av lovens forarbeider at lovens virkeområde ble avgrenset slik at Arbeidsmiljøloven i hovedsak skulle gjelde for de stasjonære virksomheter. Sjøfartslovgivningen skulle ivareta arbeidstids- og vernemessige sider tilpasset virksomhet med stadige forflytninger og/eller når innretningen er underveis fra en destinasjon til en annen.

På bakgrunn av at begge innretninger inngår som en integrert del av utbyggingskonseptet og har stasjonær karakter med nødvendige utvinningsfunksjoner som må vurderes i en naturlig sammenheng, har myndighetene konkludert med at Arbeidsmiljøloven kommer til anvendelse på Odin-konseptet, dvs Odin A og TSV. Myndighetene har i denne vurderingen lagt vekt på at prosjektet undergis en samlet sikkerhets- og arbeidsmiljømessig vurdering og kontroll. Det er derfor ikke funnet grunnlag for differensiering mellom grupper av arbeidstakere etter funksjon på produksjonsanlegget eller arbeidssted på henholdsvis Odin A og TSV. Arbeidstid, arbeidsmiljøforhold og kontraktsvern følger derfor av Arbeidsmiljølovens bestemmelser for alle grupper engasjert på Odinfeltet med Oljedirektoratet som kontrollinstans. Norsk flagglovgivning forøvrig kommer imidlertid til anvendelse i den utstrekning forhold i denne lovgivning ikke er regulert i henholdsvis sokkel- eller arbeidsmiljølovgivning.

2.3.6 Gullfaks

Utvinningsstillatelse 050

Rettighetshavere

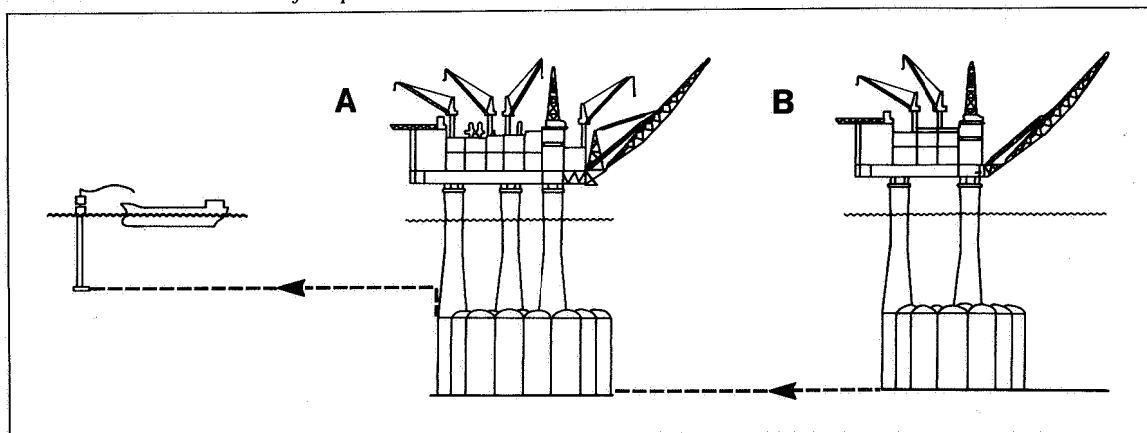
Den norske stats oljeselskap a.s	85 %
Norsk Hydro Produksjon A/S	9 %
Saga Petroleum a.s.	6 %

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

FIG 2.3.6

Planlagte installasjoner på Gullfaks fase I

Planned installations on Gullfaks phase I



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 2.3.6). 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 havdypt er ca 135 m. Plattformens understell blir en betongkonstruksjon, og det skal benyttes en T-formet dekkssramme av stål.

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

Oljen fra feltet skal transporteres gjennom et rørledningssystem via Oseberg til Norge. Som reserve-lastesystem for rørledningen tilknyttes en lastebøye til A-plattformen. Denne har oljelager i bunnsesjonen. Den tidligere vedtatte løsningen var å transportere oljen ved hjelp av to lastebøyer på feltet over i tankbåter. Det nye rørsystemet er planlagt slik at også andre felt kan koples til i framtiden.

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 oppkopplingskontraktene ble tildelt samme år.

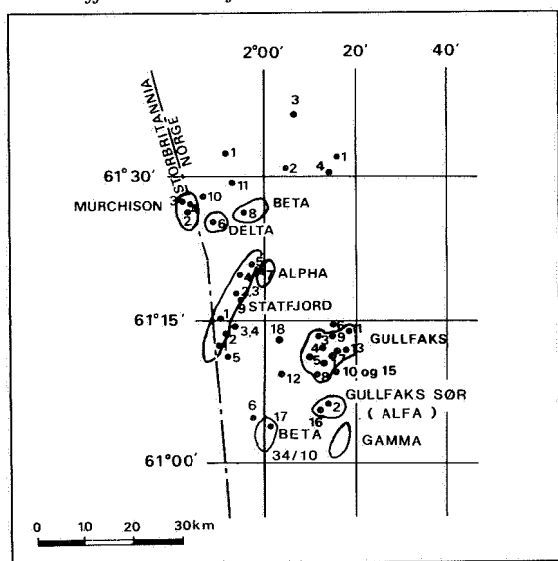
Operatøren regner med at plattform A skal være klar til produksjon 1.7.87 og plattform B planlegges å komme i drift ca to år senere.

Utnyttelse av forekomstene

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

Delta-strukturen er et relativt gruntliggende felt, oppdelt av nord-sørgående forkastninger i flere skråstilte og

FIG 2.3.7.a
Statfjord- og Gullfaks-området
The Statfjord and Gullfaks area



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 nordøst. Gullfaks er det mest kompliserte felt geologisk sett, som hittil har vært vurdert utbygget på norsk kontinentalsokkel.

Oljedirektoratets reserveanslag fra 1981, viser utvinnbare reserver på $93 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje og NGL og $6 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass. Disse tallene vil bli justert når resultatene fra de siste boringene er vurdert nærmere.

Det er påvist olje med lite oppløst gass i tre jurafformasjoner: Brent, Cook og Statfjord. I den østligste delen av feltet er det dessuten funnet olje i lag av trias alder. Reservoarbergarten er nokså lik den vi finner i Statfjord 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

Funksjonstester av målesystemene for olje og gass er gjennomført hos fabrikant. Rørnormalen for kontroll av turbinmålere for olje er kalibrert.

Kostnader

Totale kostnader for utbyggingen antas å bli ca 39,7 mrd kroner i løpende kroneverdi og ca 25 mrd kroner i fast

1983 kroneverdi. Det er da ikke tatt hensyn til konsekvenser som følger av en tilkøpling til eventuelt nytt oljetransport rørsystem.

Sikkerhet og arbeidsmiljø

For å foreta den sikkerhetsmessige kontroll av dekkinstallasjonene på Gullfaks A, ble det nedsatt en intern prosjektgruppe i Avdeling for sikkerhetskontroll. Arbeidet gruppen hovedsakelig har vært involvert i, har i dette prosjektet vært fokusert mot kvalitetssikring i henhold til NS 5801, som Statoil har innført i dette prosjektet. Statoil synes å ha fått gjennomslag for sin filosofi overfor verkstedsindustrien både i inn- og utland, noe Oljedirektoratet synes er positivt.

Organiseringen av en gruppe som dekker de fleste fagområder har vist seg å være en effektiv måte å drive kontrollvirksomheten på. En slik samordning av aktiviteten internt i Oljedirektoratet sikrer samordning av sikkerhetskontrollen mot operatørselskapene, slik at unødige dobbelkontroll unngås i større grad enn tidligere.

Denne modell forsøkes nå også benyttet på andre felt.

2.3.7 Statfjord-feltet

Utvinningsstillatelse 037

Rettighetshavere

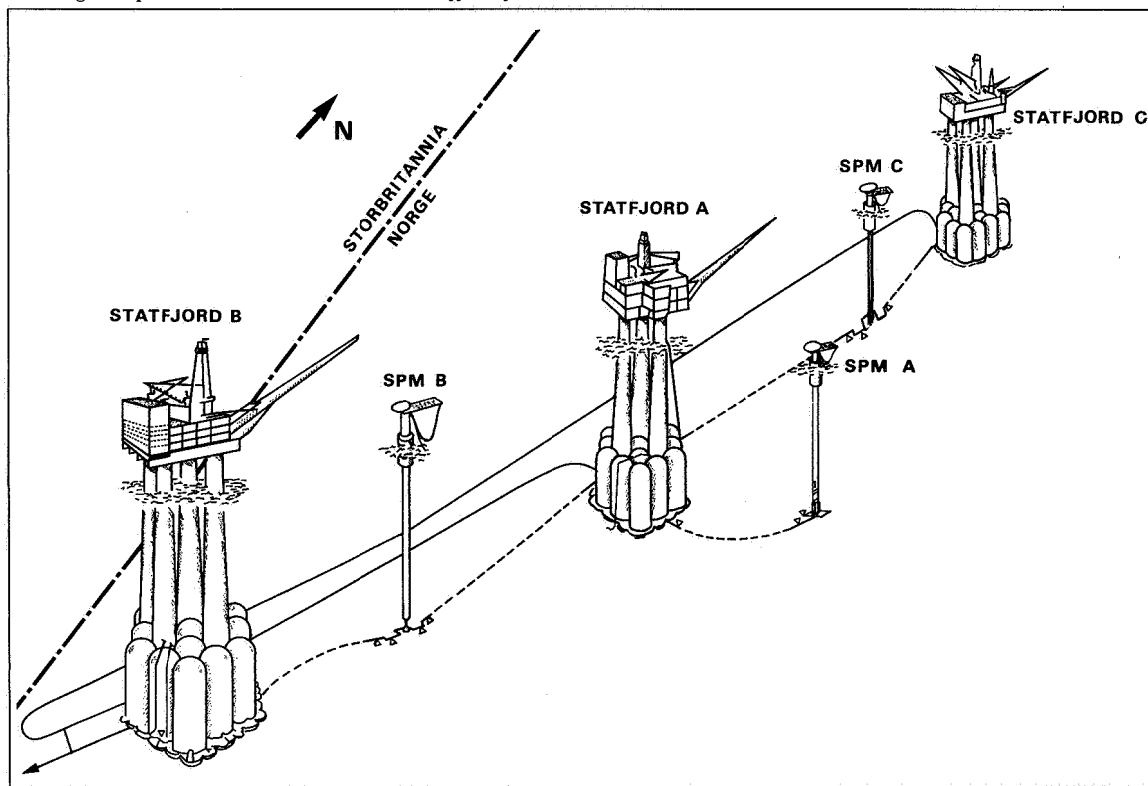
Norsk del (84,09322 %)	
Mobil Development of Norway A/S	12,61400 %
Den norske stats oljeselskap a.s	42,04661 %
Norske Conoco A/S	8,40932 %
Esso Exploration and Production Norway A/S	8,40932 %
A/S Norske Shell	8,40932 %
Saga Petroleum a.s.	1,57674 %
Amoco Norway Oil Co A/S	0,87597 %
Amerada Hess Norwegian Exploration A/S	0,87597 %
Texas Eastern Norway Inc	0,87597 %
Britisk del (15,90678 %)	
Conoco North Sea Inc	5,30226 %
Britoil Ltd	5,30226 %
Gulf Oil Corporation	2,65113 %
Gulf UK Offshore Investments Ltd	2,65113 %

Den 10.8.73 fikk rettighetshaverne i Statfjord-feltet tildelt utvinningsstillatelse 037. Denne omfatter blokkene 33/9 og 33/12. Mobil er operatør (fig 2.3.7.a). Bare Statfjord-feltet er til nå besluttet utbygget.

Selve Statfjord-feltet ble funnet våren 1974 og ble erklært drivverdig samme år. Statfjord-feltet strekker seg over i felt 211 på britisk side hvor Conoco er operatør. Den første feltutviklingsrapporten ble forelagt myndighetene våren 1976. Siden er flere feltutviklingsrapporter blitt framlagt. Feltet er besluttet utbygd i tre faser med fullt integrerte plattformer A, B og C (fig 2.3.7.b). Statfjord A-plattformen er plassert sentralt i feltet, mens B er plassert i sør og C skal plasseres i nordre del av feltet.

De totale tilstedeværende mengder olje og gass i feltet var av rettighetshaverne opprinnelig anslått til $1033 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje og $180 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass. Senere beregninger

FIG 2.3.7.b
Eksisterende og planlagte installasjoner på Statfjord-feltet
Existing and planned installations on the Statfjord field



utført av direktoratet gir $811 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje og $142 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass. Ved å injisere vann i Brent-reservoaret og gass i Statfjord-reservoaret regner en med å oppnå en utvinningsgrad på ca 50 %. Det vil si at de totale utvinnbare mengder olje er $405 \times 10^6 \text{Sm}^3$ (inkludert britisk del). Mengden utvinnbar assosiert gass er beregnet til $50 \times 10^9 \text{Sm}^3$ tørr gass og 12×10^6 tonn NGL. Fordelingen av reservene i feltet som ble godkjent av myndighetene i 1979, er 15,9068 % på britisk side og 84,0932 % på norsk side. Reservene kan bli gjenstand for refordeling med noen års mellomrom, neste gang pr 1.1.86. En av de rettighetshavergrupper må i så fall be om refordeling innen 1.5.85.

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 beregnede produksjonskapasiteten er på $47\,600 \text{Sm}^3$ pr døgn. Plattformen kom i produksjon den 24.11.79 og vil i følge operatørens siste boreprogram få 22 produksjonsbrønner og 15 injeksjonsbrønner.

Statfjord B

Statfjord B, som er plassert i den sørlige del av feltet, har 4 skaft og 24 celler i betong. Produksjonskapasitet er på $28\,600 \text{Sm}^3$ pr døgn. Produksjonen ble startet 5.11.82 og går nå med nær full kapasitetsutnyttelse.

Boreprogrammet, som består av 31 brønner totalt, vil ha følgende fordeling: 21 oljeproduserende brønner og 12 injeksjonsbrønner.

Statfjord C

Tredje og siste fase i utbyggingen av Statfjord-feltet fullføres nå med bygging av C-plattformen. Denne blir bygget som en integrert Condeep med 4 skaft, 24 celler i betong og dekk av stål. Man vil ha nødvendig utstyr som muliggjør produksjon og lagring av olje samt utstyr for gassinjeksjon, dehydreringsanlegg og vanninjeksjon. Statfjord C vil ha 42 brønnsliiser, samtidig som man muliggjør framtidig tilknytning av 9 brønner ferdigstilt på havbunnen. Ifølge framdriftsplanen skal plattformen taes ut på feltet i juni 1984, med planlagt produksjonsstart i desember 1985.

Utnyttelse av forekomstene

Boring av brønner i 1983 har gitt verdifull informasjon om reservoarene på Statfjord-feltet. På grunnlag av geofysiske og geologiske tolkninger var det mulig å håpe på oljereserver i nedforkastede blokker på østsiden av feltet. Etter boring av noen få testbrønner i dette området må en trolig konkludere med at disse mer spekulative reservene er mindre enn anslagene. Ved å sidebore disse østlige brønnene mot hovedreservoaret er det etablert god produktivitet, og brønnene benyttes nå som injeksjonsbrønner.

Gassinjeksjonsanleggene er kommet i normal drift både på A- og B-plattformen. I løpet av 1983 er 87,8 % av den produserte gassen ført tilbake til Statfjord-reservoaret.

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

Det produseres vann i flere brønner på Statfjord-feltet. Vannproduksjonen er imidlertid redusert kraftig i noen brønner i løpet av 1983. Dette skyldes at brønnene nå produserer høyere opp i reservoaret. Samtidig er det registrert vanngjennombrudd i andre brønner. Vannproduksjonen har foreløpig ikke ført til begrensninger i oljeproduksjonen på feltet.

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

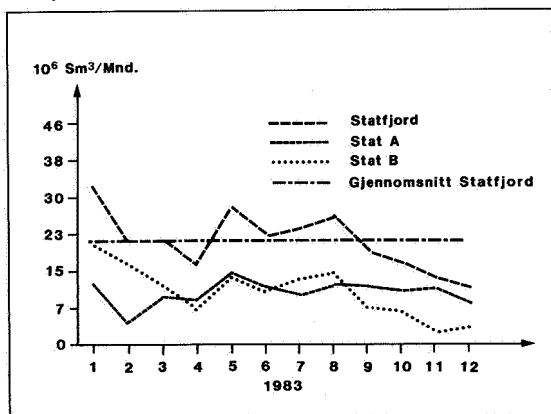
Brenning av gass i Statfjord-området

Mengden av gass brennt i 1983 på Statfjord A var gjennomsnittlig $0,35 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ pr døgn, og tilsvarte 4,9 % av total gassproduksjon fra plattformen. Statfjord A er inne i en relativt stabil driftsfase, slik at det brennes godt under brennetillatelsen på $0,50 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ pr døgn. Hovedårsakene til gassbrenning har vært kompressor- og instrumenteringsproblemer. Videre har det vært en del brenning etter stimulering av gassinjeksjonsbrønnene.

På Statfjord B har det gjennomsnittlig i samme periode vært brennt $0,36 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ pr døgn, tilsvarende 9,1 % av total gassproduksjon. Det bør kommenteres at plattformen var inne i en oppstartfase i årets første måneder, og i en slik periode brennes vanligvis mye gass. Brennetillatelsen ble senket fra $1,3 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ pr døgn i januar trinnvis måned for måned til april da den var $0,5 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ pr døgn. Denne maksimale brennemengden har vært konstant resten av 1983. Statfjord B har relativt raskt kommet inn i en stabil driftsfase med liten gassbrenning. I desember måned var gjennomsnittlig brenning $0,1 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ pr døgn (fig 2.3.7.c).

FIG 2.3.7.c

Brenning av gass i Statfjord-området
Gas flared in the Statfjord area.



Målesystem

Målesystemene for olje som produseres fra Statfjord A og B er gjenstand for månedlige inspeksjoner. Det gjenstår videre kontroll og uttesting av målesystemet for olje fra Statfjord C. Dette vil skje når plattformen settes i produksjon. Målesystemene for gass fra Statfjord B og C er ferdig uttestet hos fabrikant. Tilsvarende fabrikktest for målesystemet for gass fra Statfjord A er nær forestående.

Kontroll av målesystemet for gass som skal leveres til Storbritannia er påbegynt hos fabrikant. Kontroll og inspeksjon er utført i samarbeid med Department of Energy.

Kostnader

Totale investeringskostnader for Statfjord-utbyggingen antas å bli ca 49,0 mrd kroner i løpende kroneverdi og 51,4 mrd kroner i fast 1983-kroneverdi. Norsk andel av dette utgjør henholdsvis 41,2 og 43,2 mrd kroner. (For omregning, jf Valhall).

Sikkerhet og arbeidsmiljø

Bærende strukturer

Det er under årets inspeksjoner av bærende strukturer funnet omfattende sprekkindikasjoner i sørlige flammefårnfundament på Statfjord A. Det er satt igang et omfattende reparasjonsprogram for å utbedre skadene og forsterke strukturen.

Rørledninger og stigerør

I forbindelse med klargjøring for eksport av gass fra Statfjord, la Mobil fram planer om å ta i bruk 20'' stigerør på Statfjord A.

Stigerøret er plassert i et vannfylt boreskaf. Oljedirektoratet gjorde det klart at en forutsetning for oppstartstillatelse var at et tilfredsstillende inspeksjonsprogram ble lagt fram. Det viste seg at skafet ikke kan tømmes for vann. Følgelig kan utvendig inspeksjon ikke utføres i tørt skaf. Lederør og tilhørende rammeverk hindret dykkerinspeksjon såvel som inspeksjon ved hjelp av intelligent inspeksjonsverktøy (pig).

Mobil ble pålagt å komme med alternative løsninger på inspeksjonsproblemet før tillatelse til å ta i bruk stigerøret ble vurdert.

Det inspeksjonsprogram som nå er godtatt av Oljedirektoratet er basert på inspeksjon av stigerøret ved hjelp av dykkere. Det vil bli bygget et system for metningsdykk på plattformen. For å muliggjøre dykkerinspeksjon, må et lederør og en del rammeverk fjernes fra skafet.

I forbindelse med gassrørledninger tilknyttet Statfjord-feltet, har Oljedirektoratet overfor operatørselskapet Mobil understreket at rørledningssystemet skal utstyres med sender/mottaksmuligheter for innvendig kontroll- og ved likeholdsutstyr (pigger). Mobil er pålagt å redegjøre for hvilke planer selskapet har for utvikling av utstyr som muliggjør innvendig inspeksjon av rørledningssystemet på Statfjord.

Sprekker i ventiltrær

På Statfjord A ble det under vedlikehold oppdaget sprekk-

lignende defekter i et ventiltre. Nærmere undersøkelser resulterte i at lignende defekter ble funnet på i alt 18 ventiltrær. Disse var oppstått pga støpefeil (varmesprekker og porer). På enkelte trær var defektene omfattende, men ingen hadde utvidet seg under drift.

Program og prosedyrer for reparasjonsarbeidet er utarbeidet, og reparasjonsarbeidet er 3/4 fullført ved rapporteringsårets utgang. Undersøkelse av tilsvarende ventiltrær på Ekofisk ble igangsatt. Disse er imidlertid fabrikkert av et annet materiale, og ingen feil ble funnet.

Bøyelasting på Statfjord

De ekstreme vindforhold i Nordsjøen i begynnelsen av året viste at bøyelasting på Statfjord kan opprettholdes under vanskeligere forhold enn opprinnelig antatt. En trosse røk imidlertid på lastebøyen for B-innretningen den 5.1.83. Nærmere undersøkelser resulterte i at detalj-utformingen av fortøyningsarrangementet ble forbedret.

De første undersøkelser viste at det er gode muligheter for ytterligere å forbedre fortøyningsarrangementet. Videre kan introduksjon av avansert posisjoneringsutstyr på tankskipene øke regulariteten ytterligere og samtidig heve sikkerhetsnivået. Statoil og Mobil har opprettet en komité for å evaluere hvilke forbedringer som kan være aktuelle. Oljedirektoratet deltar som observatør i denne komitéen.

Kraner på lastebøyer

Kraner til bruk på lastebøyene for lastning og lossing av

forsyningsskip på Statfjord-feltet har vist seg ikke å være tilfredsstillende utrustet.

Kranene har vært konstruert med for lav heisehastighet. Videre har det ikke vært mulig å bevege lasten i flere retninger for å kompensere for oppstående sidebevegelser (sleng). Selv om prosedyrene for operering av kranene tilsier at de kun skal brukes i moderate værforhold, har ikke kranene vært tilfredsstillende i bruk.

I 1983 besluttet derfor operatørselskapet å modifisere og bygge nye kraner for lastning og lossing av skip ved lastebøyene. De nye kranene er konstruert for minimum hastighet på 100 m/min og de har svingbar kranbom (teleskoparm).

En forventer at de nye kranene vil gi akseptable forhold ved laste og losseoperasjoner av forsyningsskip.

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 vil omfatte:

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

Arbeidet med legging av rørledningene til havs startet våren 1983. Kryssing av norskerenna, med største vann-dyp for rørledningen på 300 m, forløp uten større problemer. Ved sesongslutt i 1983 var 2/3 av den totale rørledningslengde på 840 km lagt. Den totale framdrift for prosjektet var ved årsskiftet etter tidsplanen. I 1983 ble også de to stålunderstellene for stigerørinnretningene tauet ut og pelet fast i bunnen. Dekksrammer og utstyrsmoduler er under bygging.

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

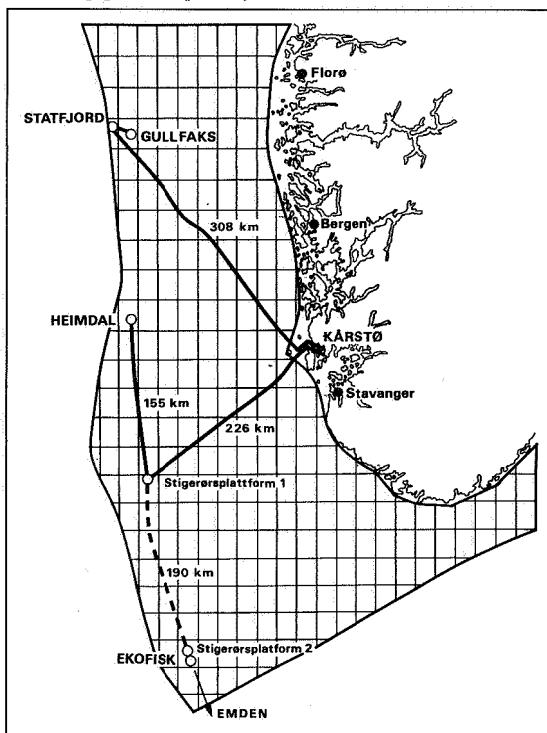
Transportkapasiteten fra Statfjord til Kårstø er $9 \times 10^9 \text{Sm}^3$ pr år og fra Kårstø til stigerørplattformen sør for Heimdal ca $7 \times 10^9 \text{Sm}^3$ pr år. Rørledningene mellom Heimdal og stigerørplattform og mellom de to stigerørplattformer har maksimalt en transportkapasitet på henholdsvis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

Det er inngått rammeavtale med Norpipe a/s og Phil-

FIG 2.3.7.d

Statpipe-transportsystemet

The Statpipe transport system



lips-gruppen om bruk av Ekofisk Senter og rørledning til Emden, og med terminalsekskapet i Emden. Rettighetshaverne på Staffjord, Heimdal og Gullfaks har videre inngått salgssavtaler for gassen med kjøpere på kontinentet.

Målesystem

Designkontroll av målesystem for gass og kondensat på Kårstø er påbegynt. Et moment i denne forbindelse er å sikre at alle målestasjoner tilknyttet dette gasstransport-systemet er harmonisert i nødvendig grad.

Kostnader

Transportsystemet er planlagt å være driftsklart i januar 1986. Anslaget for de totale investeringer inkludert terminalanleggene er 20,3 mrd kroner i løpende kroneverdi.

2.3.8 Murchison

Rettighetshavere

Britisk del (74,94 %)	
Conoco North Sea, Inc	24,98 %
Britoil Ltd	24,98 %
Gulf Oil Corporation	12,49 %
Gulf Offshore Investment Ltd.	12,49 %
Norsk del (25,06 %)	
(Utvinningstillatelse 037)	
Mobil Development Norway A/S	3,16 %
Den norske stats oljeselskap a.s	10,45 %
Norske Conoco A/S	2,11 %
Esso Exploration and Production Norway A/S	2,11 %
A/S Norske Shell	2,11 %
Saga Petroleum a.s.	0,40 %
Amoco Norway Oil Co A/S	0,22 %
Amerada Hess Norwegian Exploration A/S	0,22 %
Texas Eastern Norway Inc	0,22 %

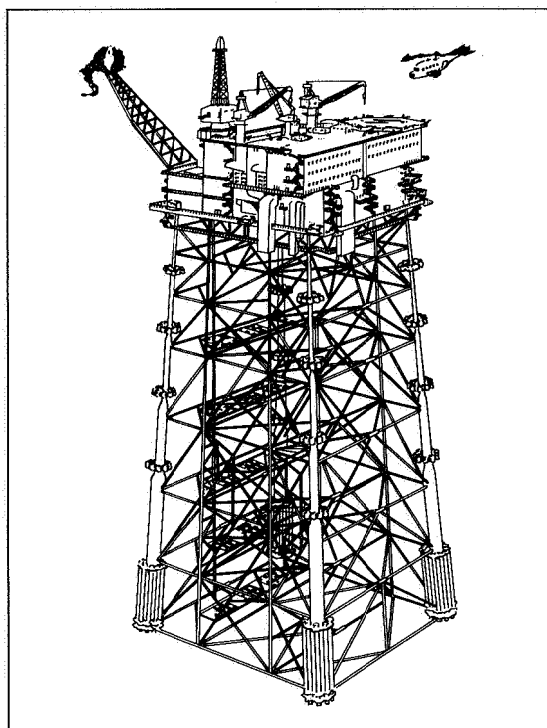
Ovennevnte rettighetshavere er de samme som for Staffjord-feltet. Murchison-feltet ble funnet i august 1975. Feltet ligger i blokk 211/19 på britisk side og i blokk 33/9 på norsk side. Utbygging av Murchison-feltet ble igangsatt i 1976 av de britiske rettighetshaverne. 037-gruppen erklærte feltet drivverdig sommeren 1977, og Statoil tiltrådte erklæringen sommeren 1978. I hele 1983 har det foregått refordelingsforhandlinger. Rettighetshaverne er kommet til enighet med hensyn til fordeling og reservebelegning. Britiske og norske myndigheter har godkjent den nye fordelingen av Murchison-feltet som ble 74,94 % til britisk del og 25,06 % til norsk del. Denne overenskomsten trådte i kraft 1.11.83, og tilbakebetalingen in natura av den norske underbalansen starter 1.1.84. De utvinnbare reservene for hele feltet er $53 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje og $2 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass.

Produksjonsanlegg

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

Boreprogrammet består av 27 brønner totalt. Hittil er 25 brønner komplettert til følgende: 12 oljeproduksjons-

FIG 2.3.8.a
Installasjon på Murchison
Installation on Murchison



brønner, 2 satellitt produksjonsbrønner, 9 vanninjeksjonsbrønner og 2 gassinjeksjonsbrønner. Conoco undersøker for tiden muligheten for å installere 6-8 ekstra brønnsliiser for framtidige brønner.

Utnyttelse av forekomstene

Boring av brønner har gått raskt på Murchison. Feltet har derfor produsert opp mot maksimal behandlingkapasitet siden 1981. Boring av vekselvis produksjons- og injeksjonsbrønner har gjort at vanninjeksjonskapasiteten i det siste har vært tilstrekkelig til å balansere trykktapet ved oljeproduksjon.

Gassinjeksjon startet i 1981, og ytterligere en brønn startet i 1982. Dette ble gjort for å ta vare på mest mulig av gassen som ble produsert før en transportmulighet var til stede.

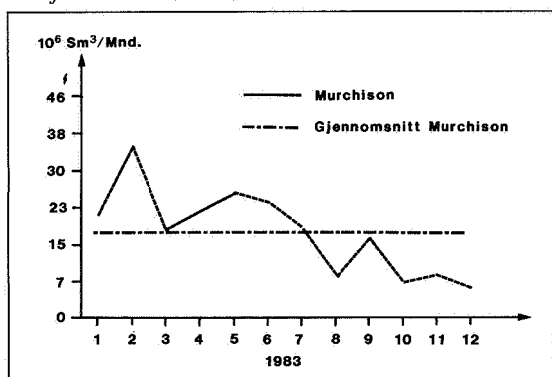
Regjeringen ga ved kgl res av 24.9.82 samtykke til ilandføring av den norske del av Murchison-gassen via rørledning NLGP (Northern Leg Gas Pipeline) til Brentfeltet på britisk side, og videre til St Fergus i Skottland via rørledning FLAGS (Far North Liquefied and Associated Gas Gathering System). Gassleveransene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

Målesystem

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

FIG 2.3.8.b
Brenning av gass på Murchison
Gas flared on Murchison



Kostnader

Totale kostnader for utbyggingen antas å bli ca 8,9 mrd kroner i løpende kroneverdi og 13,3 mrd kroner i fast 1983 kroneverdi. Norsk andel av dette utgjør henholdsvis 2,2 mrd kroner og 3,5 mrd kroner.

Brenning av gass

Gjennomsnittlig er det i 1983 fram til 31.10. brent 36,9 % av total gassproduksjon. Regulariteten i gass-systemet lå i begynnelsen av året rundt 50 %. Dette skyldtes vesentlig problemer med gassinjeksjonskompressorene. Etter NLGP oppstart har regulariteten steget til rundt 80 %, og tilsvarende gassbrenning minket til rundt 15 % av gassproduksjonen (fig 2.3.8.b).

2.4 Petroleumsressurser

2.4.1 Ressursregnskapet

Petroleumsressurser tilhører gruppen av ikke fornybare energiressurser. Utnyttelsen av disse ressursene er bestemt av det tilstedeværende kvantum, utvinningsmulighet og økonomiske forutsetninger. Petroleumsressursen klassifiseres etter hvor godt man kjenner til mengden av den (identifikasjonskriterier), og om det er lønnsomt å utnytte den (drivverdighetskriterier).

Petroleumsreserver er den delen av de oppdagede ressurser som er utvinnbare ved gitte teknisk/økonomiske forutsetninger.

Sikkerheten, eller sannsynligheten, for at gitte hydrokarbonmengder kan produseres med tilfredsstillende avkastning, er avhengig av sikkerheten i anslagene for økonomiske parametre som kostnad og pris.

Flere forskjellige klassifikasjonssystemer for petroleumsressurser er i bruk i dag. En målsetting for Oljedirektoratet har vært å utarbeide og innføre et konsekvent klassifikasjonssystem for angivelse av petroleumsmengder på norsk sokkel. I denne forbindelse er det ført diskusjoner med Statoil, Norsk Hydro og Saga.

Hovedelementene i klassifikasjonssystemet som brukes for første gang i sammenheng med årsberetningen, er som følger:

Ressursene inndeles etter identifikasjons- og drivverdighetskriteriet. Identifikasjonskriteriet står for graden av

geologisk kontroll. For oppdagede ressurser vil graden av seismisk kontroll og kjennskap til geologien i området ligge til grunn for inndeling. For oppdagede ressurser vil graden av brønnkontroll avgjøre inndelingen. I drivverdighetskriteriet inngår graden av sikkerhet for økonomisk utvinnbarhet av en hydrokarbonmengde.

For presentasjonsformål i årsberetningen er ressurser delt inn i tre kategorier felt/funn:

- I Besluttet - Reserver knyttet til utbyggingsprosjekter som er vedtatt igangsatt, under utbygging eller i produksjon.
- II Moden - Reserver som er under vurdering med hensyn på utbygging.
- III Kan modnes - Resurser som er påvist ved boring, men hvor det gjenstår å definere reservestørrelser med større sikkerhet ved hjelp av avgrensningshull. En del uborede prospekter er også medtatt i kategorien petroleumsressurser som kan modnes.

FIG 2.4.1.a
Klassifisering av petroleumsressurser
Classification of petroleum resources

	OPPDAGET			U-OPPDAGET	
	BEVIST	SIKRE	LITE SIKRE	HYPOTETISK	SPEKULATIV
PRODUSERT					
UTBYGD	BESLUTTET				
BESLUTTET UTBYGD					
PLANLAGT UTBYGD	MODNE				
MULIG UTVINNBART	KAN MODNES				
SUB MARGINALT					
U-VURDERT					
	PROD. BRØNNER	AVGR. BRØNNER	LETE BRØNNER	UBORET	UDEP.
	AVTAGENDE BRØNNKONTROLL			AVTAGENDE SEIS. KONT.	
	AVTAGENDE GEOLOGISK KONTROLL				

Figur 2.4.1.a viser hvordan disse tre ressursbegrepene passer inn i Oljedirektoratets framtidige ressursklassifiseringssystem.

FIG 2.4.1.b
Ressursregnskap for området sør for Stad (10⁹ t.o.e.)
Resource account related to the area south of Stad

	OPPDAGET			U-OPPDAGET	
	BEVIST	SIKRE	LITE SIKRE	HYPOTETISK	SPEKULATIV
PRODUSERT	0,33				
UTBYGD	0,66				
BESLUTTET UTBYGD		0,18			
PLANLAGT UTBYGD		2,2			
MULIG UTVINNBART			0,24	1,4	
SUB MARGINALT					
U-VURDERT					
	PROD. BRØNNER	AVGR. BRØNNER	LETE BRØNNER	UBORET	UDEP.

I fig 2.4.1.b er det gitt en klassifikasjon av de mulige utvinnbare ressurser sør for Stad.

TAB 2.4.2 Påviste petroleumsreserver i felt besluttet utbygd*Proven petroleum reserves in fields declared commercial*

	OPPRINNELIG			RESTERENDE		
	OLJE .10 ⁹ Sm ³	NGL .10 ⁶ tonn	GASS .10 ⁹ Sm ³	OLJE .10 ⁹ Sm ³	NGL .10 ⁶	GASS .10 ⁹ Sm ³
Albuskjell	9	1,0	16	4	0,5	7
Cod	3	0,4	6	1,2	0,2	2
Edda	3	0,2	2	0,3	0,1	0,6
Ekofisk m/vanninjeksjon	192	8,0	125	78	5,5	64
Eldfisk	44	1,9	31	23,7	1,3	24
Frigg 1)		0,8	127		0,8	95
Gullfaks Fase I 2)	91	1,1	6	91	1,1	6
Heimdal	3		34	3	31	
Murchison 3)	13	0,5	0,6	10	0,4	0,4
Nord-øst Frigg	8	7,9				
Odin			22			22
Statfjord 4)	341	13,0	40	299	13	39
Tor	17	1,0	11	3,3	0,4	5
Ula	30	1,3	2	30	1,3	2
Valhall A	19	1,3	16	18	1,2	15,8
Vest-Ekofisk	10	1,0	22	0,5	0,4	4,3
Sum	775	31,5	468,6	562	26,2	326

1) Dette er norsk andel: 60,82 %

2) Oljedirektoratets tall for Gullfaks er fra 1981. Operatørens tall pr 30.6.83 er 127 for olje og 1,5 og 9 for NGL og gass.

3) De opprinnelige reserver representerer norsk andel på 25,1 %.

4) Dette er norsk andel: 84,09 %. Ved produksjon injiseres NGL-produktene med gassen. Noe gass går til fakkell og brønsl.

2.4.2 Reservegrunlaget for besluttede felt.

Pr 1.9.83 er det tatt beslutninger om å gjennomføre 16 utbyggingprosjekter på norsk sokkel. Petroleumsmengdene som disse utbyggingene representerer, er gitt i tab 2.4.2. Alle reservetall er Oljedirektoratets anslag så langt annet ikke er nevnt spesielt. Operatørselskapene kan ha andre anslag for reservene på de enkelte felt. Totalt er det fram til 31.12.83 produsert $0,33 \times 10^9$ t.o.e. fra norsk sokkel.

2.4.3 Reservegrunlaget for felt som er modne for utbygging

I tabell 2.4.3 er det listet opp en rekke felt/ funn som trolig vil bli bygget ut.

TAB 2.4.3 Påviste petroleumsreserver i aktuelle feltutbyggingsoppgaver*Proven petroleum reserves in current field development projects.*

	OLJE .10 ⁹ Sm ³	GASS .10 ⁹ Sm ³
Brage	29	6
Gullfaks Fase II	102	12
Gullfaks Sør 1)	19	77
Hod	9	7
Oseberg 2)	173	71
30/6 - Beta	ca 20 (grovt anslag)	
Sleipner 3) + Gamma 4)	27	179
Sleipner-satellitter 5)		34
Tommeliten	6	23
Troll-Vest	58	462
Troll-Øst		825
Valhall (rest)	15	12
33/9 Alfa	19	3
33/9 Beta	39	2
Sum	516	1 713

1) Operatørens anslag pr 6.5.83

2) Utgjør Alfa, Alfa N og Gamma

3) Utgjør Alfa, Beta, Epsilon og Delta

4) Utgjør Heimdal fm.

5) Omfatter strukturene 15/9-My, 15/9-Theta og 15/8-Alfa

2.4.4 Resursgrunlaget for funn som kan bygges ut under visse betingelser

Tabell 2.4.4 viser andre funn som er gjort på norsk sokkel. Oljedirektoratet regner med at noen av disse, både på grunn av størrelse og beliggenhet i forhold til andre felt, kan bli bygget ut.

Dessuten er det påvist tilstedeværelse av hydrokarboner i: 1/3-3, 2/1-5, 2/2-1 og 2, 7/11, 7/12-6, 34/10-Beta, 16/7-4, 2/6-2, 18/10, 34/4-4.

TAB 2.4.4**Petroleumsressurser som kan modnes***Petroleum resources to mature.*

	Utvinnbar olje .10 ⁹ Sm ³	Utvinnbar gass .10 ⁹ Sm ³
Askeladd 1)		46
Balder	35	
Øst-Frigg		5
Hild		51
Huldra (30/2-30/3 Alfa) 2)		
Sør-øst-Tor	4	3
Tyrihans (6407/1) 3)	7	23
2/1-3 og 4	18	2
15/9-Gamma (jura-reserver)		5
15/5-1	1	4
15/3-1 og 3	2	29
15/3-4	12	5
24/9	3	
25/2-4	4	12
30/3-Beta	24	8
35/8-1	1	10
34/4-1	3	
6507/11 4)		40
7120/7		23
7120/9		35
7120/12		12

1) Under revisjon

2) Oljedirektoratet har ikke utarbeidet egne tall. Operatørens tall er 18×10^9 Sm³ gass.

3) Omfatter kun den sørlige del av Tyrihans-feltet. Den nordlige del er volummessig av omtrent samme størrelsesorden.

4) Feltet strekker seg ned i blokk 6407/2.

2.4.5 Oppdateringer av ressursanslag fra forrige årsberetning

De totalt påviste ressurser på norsk sokkel er pr 31.12.83:

1 468 x 10⁶Sm³ olje og 2 513 x 10⁹Sm³ gass, dvs 3,74 x 10⁹ t.o.e. Av disse er det totalt utvunnet ca 224 x 10⁶Sm³ olje og 143 x 10⁹Sm³ gass.

TAB 2.4.5 viser de mest vesentlige endringer fra forrige årsmelding (82).

TAB 2.4.5

Endringer i ressursanslag årsberetningene 82-83.

Changes in resource estimates in annual reports 82-83.

	Årsberetning 82		Årsberetning 83		
	Olje 10 ⁶ Sm ³	Gass 10 ⁹ Sm ³	Olje 10 ⁶ Sm ³	NGL mill tonn	Gass 10 ⁹ Sm ³
Felt besluttet utbygd:					
Cod	2	5	3	0,4	6
Ekofisk vanninjeksjon	163	111	192	8,0	125
Murchison 1)	9	1	13	0,5	0,6
Valhall A	33	26	19	1,3	16
Andre felt:					
Askeladd		75			46
Gullfaks-Sør (34/10 Alfa) 2)	8	4	19		77
Oseberg	117	60	173		71
Sleipner-satellitter 3)		10			34
Tommeliten	9	24	6		23
Troll-Øst	120	480	58		462
Troll-Vest		—			825
Tyrihans (6407/1) 4)			7		23
Valhall (rest.)	25	19	15		12
33/9-Alfa	18	2	19		3
34/4-1			3		
6507/11 5)	—	13			40

1) Dette er norsk andel: 25,1 %

2) Brukt operatørens anslag (pr 6.5.83)

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

4) Omfatter kun den sørlige del av Tyrihans-feltet. Den nordlige del er volummessig av omtrent samme størrelsesorden.

5) Feltet strekker seg ned i 6407/2 blokken

Cod

Endringen av reserveanslaget skyldes revurdering av feltets utvinningsgrad.

Ekofisk

På grunn av avgjørelse om vanninjeksjon vil utvinnbare olje- og gassreserver øke til henholdsvis 192 x 10⁶Sm³ og 125 x 10⁹Sm³, NGL til 8 x 10⁶ tonn.

Murchison

I forbindelse med refordelingen av feltet er det foretatt nye reserveberegninger. Reservene for feltet har øket pga påvisning av nye reserver i sørlige del av feltet. Ny fordeling av feltet øket den norske andel fra 16,25 % til 25,1 %.

Valhall A

Ny kartlegging og ny reserveberegning har ført til nedjustering av reservene.

Askeladd

Resultat av boring har ført til justering av reservene.

Oseberg

Ny kartlegging og reserveberegning for hele feltet (Alfa, Alfa-Nord og Gamma) har ført til økning av reservene.

Sleipner satellitter

I tillegg til 15/8-Alfa omfatter beregningene nye funn i 15/9-My og 15/9-Theta.

Tommeliten

Ny kartlegging og reserveberegning.

Troll-Vest

Ny kartlegging og revurdering av utvinningsgraden har medført reduksjon av de utvinnbare oljereservene i deler av Troll-Vest-feltet.

Troll-Øst

I forhold til årsmeldingen 1982 har en som resultat av boringen i 31/3 og 31/6 påvist nye reserver i Troll-Øst.

I Oljedirektoratets perspektivanalyse som ble skrevet høsten 1983, ble de påviste reserver for Troll-Øst anslått til ca 1 100 x 10⁹Sm³ utvinnbar gass. Reserveanslaget var basert på volumriske parametre fra Troll-Vest, og ingen brønnresultater fra Troll-Øst var inkludert.

Ny kartlegging og reserveberegning for feltet viser imidlertid at dette foreløpige anslaget lå noe for høyt. Reduksjonen skyldes hovedsaklig dårligere reservoaregenskaper i denne delen av feltet. Reservoarbergarten er her mer finkornet og inneholder mye glimmerminerale.

I løpet av høsten 1984 vil det bli foretatt mer omfattende reserveberegninger.

Valhall (rest)

Utgjør resterende reserver som ikke dreneres av Valhall A-plattformen.

Gullfaks Sør (34/10-Alfa)

Påviste reserver øket som følge av brønn 34/10-16. Det er her angitt operatørens anslag.

Tyrihans (6407/1)

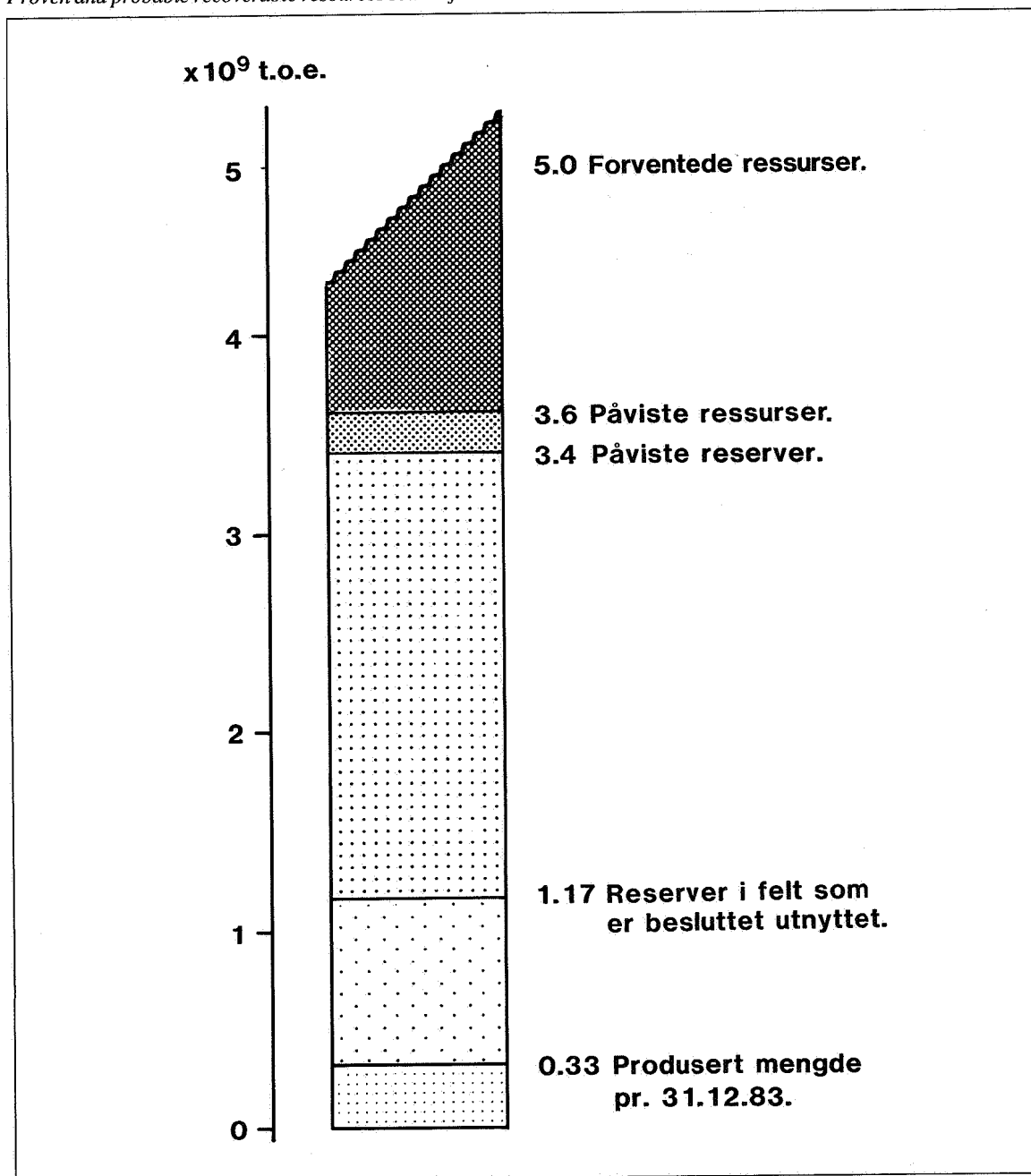
Tyrihans-feltet består av en nordlig og en sørlig struktur. Disse er påvist ved henholdsvis 6407/1-3 og 6407/1-2 brønnene. Oljedirektoratets ressursanslag omfatter den sørlige strukturen. Foreløpige beregninger viser at den nordlige strukturen volummessig er av samme størrelsesorden.

6507/11

Nye borer har påvist større ressurser.

FIG 2.4.6

Forventede totale utvinnbare ressurser sør for Stad
Proven and probable recoverable resources south of Stad



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 3.6×10^9 t.o.e. påvist ved boring. I tillegg til de hypotetiske 1.4×10^9 t.o.e., kan det dessuten være en del spekulative ressurser.

2.4.7 Ressurspotensialet nord for Stad

Det er ennå for tidlig å si noe om det totale ressurspotensialet nord for Stad. Påviste og lavrisiko ressurser er henholdsvis $0,181 \times 10^9$ t.o.e. og $0,037 \times 10^9$ t.o.e.

3 Sikkerhetskontroll

Operatørselskapenes ansvar for å påse at lover og forskrifter overholdes gjennom etablering og bruk av internkontroll – kvalitetssikringsystemer, er viet betydelig oppmerksomhet i beretningsperioden. Oljedirektoratets filosofi og arbeidsmetoder er bedre avklart og styrket gjennom arbeidsgrupper, interne seminarer, samt ved gjennomføring av system- og detaljrevisjoner hos operatørselskaper, i prosjekter, ingeniørfirma og hos entreprenører.

Revisjonene som er utført, har bidratt til økt forståelse av Oljedirektoratets målsetting innen området internkontroll. Det har også ført til forbedringer i Oljedirektoratets arbeidsmetoder. Operatørselskapene har også selv i denne perioden arbeidet mer systematisk med sine kvalitetssikringsystemer, og disse har således blitt bedret på mange områder. Med tiden vil denne aktiviteten derfor være et tilskudd for en videre konkretisering av kvalitetssikrings-systemene i alle faser av virksomhetene.

Det er direktoratets generelle erfaring at internkontrollen er best ivarettatt i detaljprosjekterings-/fabrikasjonsfasene, mens en del arbeid fremdeles gjenstår når det gjelder iverksettelse av slike styringssystemer i de operative fasene, det vil si produksjons- og borefasen. Direktoratet vil derfor spesielt fokusere sin oppmerksomhet på disse aktivitetene i tiden framover.

I 1983 forekom det et tilfelle der et innleid utenlandsk fartøy ikke hadde det forventede kvalitetsnivå på utstyr for evakuering. Utstyret ble imidlertid oppgradert straks etter at forholdet var påpekt.

Oljedirektoratet har ventet på en avklaring av nærmere bestemmelser og delegasjonsvedtak vedrørende kontroll av utenlandske fartøyer, og 5.10.83 gav Kommunal- og arbeidsdepartementet følgende redegjørelse:

(Sitat): «**Sikkerhetsmessig kontroll med utenlandsk registrerte servicefartøy, konstruksjonsfartøy, kranfartøy og rørleggingsfartøy mv på norsk kontinentalsokkel – prosedyre for kontroll – delegasjon av myndighet.**

Ved kgl res av 19.3.82 ble Kommunal- og arbeidsdepartementets hjemmel til sikkerhetsmessig kontroll med utenlandske konstruksjons- og servicefartøyer mv på norsk kontinentalsokkel nærmere presisert.

Bestemmelsene er inntatt i ny § 4 a og § 5 a i forskrifter av henholdsvis 3.10.75 om sikkerhet mv for undersøkelse og boring etter undersjøiske petroleumforekomster, og forskrifter av 9.7.76 om sikkerhet for produksjon mv av undersjøiske petroleumforekomster. De nye paragrafene

ble gitt for å utdype og presisere hjemmelsgrunnlaget for adgang til kontroll med utenlandske konstruksjons- og servicefartøyer mv på norsk kontinentalsokkel.

Med hjemmel i § 4 a og § 5 a har departementet adgang til å fastsette nærmere bestemmelser i form av forskrift eller utferdige de enkeltvedtak som måtte være påkrevet av hensyn til en nødvendig kontroll med disse fartøyer, eventuelt delegere slik myndighet.....

Oljedirektoratet delegeres myndighet etter nevnte bestemmelse til ved enkeltvedtak å føre kontroll med at nevnte fartøyer har en akseptabel sikkerhetsstandard.....

Oljedirektoratets kontroll suppleres i nødvendig utstrekning med stikkprøver/teknisk kontroll som direktoratet finner nødvendig eller konsultasjon med annen myndighet som er delegert ansvar etter nevnte sikkerhetsforskrifter.

Før Oljedirektoratet foretar samlet vurdering av den framlagte dokumentasjon, planer eller de sikkerhetsmessige tiltak som er gjennomført på fartøyet, skal Oljedirektoratet innhente Sjøfartsdirektoratets faglige vurdering. Til bruk for Sjøfartsdirektoratets vurdering forutsettes at Sjøfartsdirektoratet i nødvendig utstrekning kan supplere vurderingen av den framlagte dokumentasjon mv med inspeksjon på fartøyet. Gjennomføringen av slik inspeksjon avtales gjennom Oljedirektoratet med den aktuelle rettighetshaver.....»

Etter at forannevnte prosedyrer og vedtak ble tatt, har foreløpig to operatørselskaper utarbeidet en standard med kvalitetskriterier for vurdering av sikkerhetsforhold på innleide utenlandske fartøyer.

Kontakten mellom partene i næringen og myndighetene har vært fokusert i debatten omkring organiseringen av vernesamarbeidet. Selv om det i løpet av 1983 ikke var planlagt gjennomført noen oppfølging av de tidligere «Brynekonferansene», der involverte arbeidstakergrupper har fått anledning til å drøfte sentrale problemstillinger i verne- og miljøspørsmål med myndigheter og arbeidsgiversiden, så har det likevel vært en mangesidig kontaktvirksomhet mellom direktoratet og partene i næringen. Såvel gjennom deltakelse i konferanser, arrangert i regi av de ulike arbeidstakerorganisasjonene, som i samarbeidsmøter mellom partene i de ulike selskaper, har direktoratet kunnet holde seg orientert om de saker og problemområder som til enhver tid er til stede i næringen. Selv om det fra enkelte hold er uttrykt ønske om en formalisering av denne kontakten gjennom etablering av kontakt-

utvalg for partene knyttet til petroleumsvirksomheten til havs, har direktoratet ikke funnet det ønskelig å etablere en slik permanent funksjon. Dette på bakgrunn av de gode erfaringer som er høstet med hensyn til å velge å ta kontakt med de ulike parter og på ulike nivå, alt etter hva den enkelte sak måtte kreve. Imidlertid vil direktoratet søke å få avsatt ressurser til gjennomføring av konferanser som kan ta opp aktuelle problemstillinger til bred debatt.

Oljedirektoratet ble i 1983 også tillagt kontrollansvar i form av kartlegging og oppfølging vedrørende den tekniske driftstilgjengelighet i de rørledninger og tilhørende innretninger som er i drift på norsk kontinentalsokkel.

Både etter gjeldende sikkerhetslovgivning for kontinentalsokkelvirksomheten og etter Ot prp nr 72 (1982-83), petroleumsløstkastet, er sikkerhetsbegrepet sammensatt av forhold som gjelder tiltak til å sikre personer, motvirke direkte skade på annen virksomhet, sikre miljø og de økonomiske verdier innretningene representerer.

Det faller derfor også innenfor direktoratets oppgaver å foreta teknisk vurdering av sikkerhetsmessige og andre forhold som påvirker regulariteten av produksjonen, herunder sammenknytning av innretninger gjennom transportsystemer mv.

En vil spesielt arbeide med driftsavbruddsproblematikken, eksempelvis i form av å forsøke å få beregnet sannsynligheten for at ulike hendelser kan oppstå, forslag til sikkerhetsmessige tiltak, vurderinger av forholdet mellom tiltakets nytte og kostnad.

Så langt som mulig vil det også fra en teknisk og sikkerhetsmessig synsvinkel vurderes om de krav som er satt i sikkerhetslovgivningen, formulerer tilfredsstillende sikkerhetsstandard/risikonivå til å ivareta eller identifisere teknisk operasjonelle forhold som kan påvirke regulariteten i produksjon, transport av petroleum mv. Dette gjelder også avbrudd forårsaket av ulykker/uhell vedrørende forhold av sikkerhetsmessig betydning.

Oppmerksomheten vil bli rettet både mot tekniske og operasjonelle forhold ved eksisterende innretninger og transportløsninger og feltutbygginger som er planlagt knyttet til eksisterende innretninger, samt mot om regelverket i tilstrekkelig grad stimulerer operatørselskapene selv å søke å identifisere problemområder som kan gi teknisk svikt, ulykker med driftsavbrudd mv.

Oljedirektoratet har i 1983 begynt et arbeid med sikte på å skaffe en oversikt over det planmessige arbeid som de enkelte arbeidsgivere utøver for å sikre at arbeidstakere i Nordsjøen ikke faller ut av arbeidslivet som følge av tap av helsesertifikat.

Dette kartleggingsarbeidet vil utgjøre et grunnlagsmateriale for direktoratets videre oppfølging av Arbeidsmiljølovens § 13, som utdypet arbeidsgivers ansvar for yrkeshemmede arbeidstakere.

FORSKRIFTER OG RETNINGSLINJER

Arbeidet med utarbeidelse av regler for undervannsrørledninger og stigerør nærmer seg nå fullføring. Det er besluttet å ta en del av de spesifikke detaljkravene ut av forskriften og presentere dem i form av retningslinjer. Det er forventet at forskrift med tilhørende retningslinjer vil bli ferdig i løpet av 1984.

Revisjon av «Forskrifter for beregning og dimensjonering av faste bærende konstruksjoner» fortsatte i 1983. Som rørledningsforskriftene, vil også denne bli delt opp i en forskrift med tilhørende retningslinjer. Arbeidet forventes fullført i 1984.

I 1983 ble arbeidet med oppdatering av retningslinjer for sikkerhetsmessig evaluering av plattformkonsepter igangsatt. Arbeidet med revisjonen forventes fullført i 1984.

Oljedirektoratets retningslinjer for inspeksjon av primær- og sekundærstrukturer mv omfatter også undervannsproduksjonssystemer. En del spesielle forhold i forbindelse med slike systemer er imidlertid ikke tilstrekkelig beskrevet. Oljedirektoratet har derfor satt i gang arbeid med å tilpasse retningslinjene til driftsoppfølging også av undervannsproduksjonssystemer. Retningslinjene bør også revideres for bedre å kunne dekke flytende produksjonsinstallasjoner underlagt Oljedirektoratets ansvarsområde.

I samarbeidet med det britiske Department of Energy har Oljedirektoratet utgitt «Retningslinjer for spesifisering og operasjon av dynamiske posisjonerte dykkerfartøy». Dette er en revisjon av den utgave som første gang ble utgitt i 1980, og som nå også er oversatt til norsk.

Det interne arbeid med en revisjon av boreforskriftene er avsluttet i 1983, og revisjonen sendes ut til høring tidlig i 1984. Hovedhensikten med denne revisjonen har vært å få hovedlinjene i boreforskriftene på linje med prinsippene i Oljedirektoratets retningslinjer for rettighetshavers internkontroll. De konkrete tekniske krav er i hovedsak ikke forandret.

Innen beredskap har Kommunal- og arbeidsdepartementet bestemt at det skal utarbeides retningslinjer med sikte på å bedre planleggingen, og om mulig å kunne standardisere mer, samt forenkle beredskapssystemet. Oljedirektoratet er pålagt å stå for gjennomføringen av arbeidet.

«Forskrifter om støy mv i forbindelse med petroleumsvirksomheten,» samt «Retningslinjer for støybekjempelse i forbindelse med petroleumsvirksomheten» har vært ute til høring, og direktoratet antar at disse blir fastsatt i løpet av sommeren 1984. Oljedirektoratet har i tidligere årsberetninger redegjort for det arbeidet som er nedlagt i forbindelse med utarbeidelsen av disse.

Oljedirektoratet har i samarbeid med Statens Institutt for Strålehygiene utarbeidet et forskriftsutkast for å komme fram til eksponeringskriterier for personell som arbeider med radioaktive materialer innen petroleumsvirksomheten til havs.

Paragraf 21 i Arbeidsmiljøloven stiller krav til arbeidsgiver om melding av arbeidsulykker og sykdommer som kan være forårsaket av arbeidet eller forholdene på arbeidsplassen. Oljedirektoratet arbeider med forskrift/veiledning om omfanget og gjennomføringen av denne varslings- og meldeplikten.

Det har lenge vært aktuelt å utarbeide forskrifter for heiseinnretninger offshore, samt å revidere kranforskriftene. I 1982 ble det utarbeidet et første utkast til felles forskrifter om kraner og heiser. Disse baserte seg i stor grad på detaljkrav, og i 1983 ble de bearbejdet i den

hensikt å kunne fungere mer funksjonelt. I tillegg ønsker man å utarbeide retningslinjer til forskriftene, etter tilsvarende modell som er benyttet i forbindelse med forskrifter og retningslinjer om støy.

Arbeidet med revisjon av forskriften for overføring av personell til og fra produksjonsanlegg har fortsatt i 1983, og Oljedirektoratet regner med å sende ut et forslag til ny forskrift til høring tidlig i 1984.

28.12.83 fastsatte Kommunal- og arbeidsdepartementet nye forskrifter for hjelpefartøyer.

Norges Vassdrags- og Elektrisitetsvesen (NVE), Statens Sprengstoffinspeksjon (SSI) og Oljedirektoratet har i fellesskap utarbeidet retningslinjer for områdeklassifisering.

REGISTRERING AV MILJØ- OG PLATTFORM-DATA (E- & P-DATA)

I 1983 har operatørselskapene Mobil, Phillips Petroleum Company Norway og Elf Aquitaine overtatt ansvaret for analysene av miljødata for strøm, bølger, etc som blir samlet inn på Statfjord A, 2/4H og TCP2. Den tidligere ansvarsfordeling har vært at operatørselskapene hadde ansvaret for innsamlingen, mens Oljedirektoratet sto for gjennomføring av de nødvendige analyser.

I tillegg til måling av miljødata, blir det på disse innretninger samlet inn data (P-data) som viser hvordan innretningene oppfører seg når de blir utsatt for belastninger, bl a med registreringer av forskyvninger, setninger, spenninger, etc. Analyser av Valhall QP, Frigg DP2, Ekofisk 2/4H, Statfjord A, B og ALP er blitt foretatt i løpet av året. De to første i regi av henholdsvis Amoco og Elf Aquitaine Norge, de øvrige av Oljedirektoratet. En endelig sikkerhetsvurdering av disse ventes å foreligge i 1984.

HAVMILJØET PÅ TROMSØFLAKET

I forbindelse med planlagt boreaktivitet på Tromsøflaket, ble det i Oljedirektoratets regi i 1976 startet et omfattende datainnsamlingsprosjekt. Bakgrunnen for prosjektet var å få kjennskap til de meteorologiske og oseanografiske forhold før prøveboring startet. Videre ønsket en å måle så lenge at en ut fra målte data skal kunne beregne ekstremverdier, blant annet hundreårsverdier.

Værskipet «AMI» ble leiet fra Kåre Misje Co Rederi A/S i Bergen. Dette skipet har ligget fast i posisjon 71° 30' nord, 19° 00' øst fra september 1976 og utført målinger og passet på instrumenter utsatt i sjøen. Skipet forlater posisjonen kun en gang pr mnd for mannskapsskifte og vedlikehold av instrumenter.

Prosjektet har vært finansiert av Oljedirektoratet, og flere norske institusjoner har deltatt i prosjektet:

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

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

Resultatene fra prosjektet har vært meget verdifulle, med en datagjenfangst som har ligget på mellom 90 og 100 %. Eksempelvis er det i de fem første år målt over 2 millioner bølger med høyeste bølge over 20 m. Strøm er målt hvert 10. minutt på 5 forskjellige nivåer. Dette er en av de lengste og beste data-serier for havstrøm som er kjent.

Av de foretatte målinger kan det konkluderes med at havmiljøet ikke avviker vesentlig fra det som er vanlig i Nordsjøen. Et særlig trekk er imidlertid at værforholdene endrer seg hurtigere enn i Nordsjøen. Det er bl a registrert økning i bølgehøyder fra 4 til 16 m i løpet av 3 timer. Hundreårsbølgen synes imidlertid å være av samme størrelsesorden som i den nordlige Nordsjøen. For Tromsøflaket er hundreårsbølgen anslått til å være 29 m.

Januar er måneden med de sterkeste vinder, mens august er den roligste. Vindhastigheter opp til ca 28 m/s eller 54 knop er registrert, estimert hundreårsverdi er 39 m/s som er omtrent det samme som for Nordsjøen.

Strømforholdene varierer sterkt over Tromsøflaket og er i gjennomsnitt sterkere enn i Nordsjøen, mest på grunn av tidevannet.

Nedbør i form av snø er hyppig i vintermånedene, ca 20 dager pr mnd i gjennomsnitt. Ishavståken i sommermånedene er et spesielt fenomen i nord. I juli har det vært registrert ishavståke opptil 16 dager på en måned.

Sjøtemperaturen har variert fra 2,6 til 12,5°C, gjennomsnittlig varierer den mellom 5 og 10°C. Lufttemperaturen har variert mellom -14,5 og +15°C fra vinter til sommer. I gjennomsnitt er sjøtemperaturen høyere enn lufttemperaturen.

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

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

Selv om «AMI» gjennom disse fem årene har registrert stormer med bølger over 20 m, viser det seg at perioden klimatologisk har vært rolig.

Direktoratet har i juli 1983 utgitt rapporten «Environmental Conditions at Tromsøflaket 71° 31'N — 19° 00'E» Rapport 8 — femårsrapport, som oppsummerer de 5 første årene med målinger av havmiljøet på Tromsøflaket.

STRUKTURER

Erfaringsdata fra driftsinspeksjon av bærende strukturer viser at behovet for forskningsinnsats for å bestemme betydningen av marin begroing på innretninger til havs synes å være økende. Likeledes når det gjelder betydningen av groptæringsangrep i knutepunkt.

Strukturelle skader påført faste innretninger i skvalpe-sonområdet i forbindelse med marine operasjoner har i de senere år forårsaket til dels omfattende undervannsre-

parasjoner. Oljedirektoratet har igangsatt et forskningsprosjekt for analyse av strukturene i de aktuelle områder, fortøynings- og fendersystemer, samt maritime operasjoner knyttet til driften av faste innretninger.

KONSTRUKSJONSSTÅL

Miljøforhold i Nordsjøen, samt nye typer utbyggingskonsept, setter stadig strengere krav til stålqualität.

Oljedirektoratet følger derfor nøye utviklingen av nye typer konstruksjonsstål. Tendensen hos stålverkene i Japan og Europa er her klar. Det utvikles stål med stadig mindre forurensningselementer.

Tidlig på 1970-tallet konsentrerte en seg om å senke svovelinnholdet, idag ned mot 0,001 %. Dette bidrar i særlig grad til å bedre stålets egenskaper i tykkelsesretning.

I begynnelsen av 1980-årene, har bedre kontroll av stålproduksjonen, temperatur og valsegrad, kunnet føre til en senkning av karboninnholdet fra 0,16-0,18 % C til 0,08-0,10 % C, med bibeholdelse av den samme flytespenning. Særlig for de store godstykkelser, opp til 90 mm på bærende konstruksjoner, har dette stål gitt få problemer med herdesprekker under fabrikasjon. En har også hatt en økonomisk stor gevinst av dette fordi forvarmingstemperaturen ved sveising kan senkes betraktelig.

Bruk av lavkarbon konstruksjonsstål har imidlertid også vist seg å medføre en del problemer. I ett av Oljedirektoratets prosjekt ble det ved bruddmekanisk prøving oppdaget lokale sprø områder i varmpåvirket sone. Den målte bruddseighet i disse soner var svært lav. Eventuell konsekvens av sprøbrudd eller lav utmattingslevetid har vært vurdert. Oljedirektoratet har både selv og ved innleid konsulenthjelp nøye fulgt opp dette arbeid. Stor forskningsinnsats blir fremdeles nedlagt for å finne årsaken til problemet og dets betydning for de aktuelle konstruksjoner.

Samarbeid og større åpenhet hos stålleverandører og oljeselskaper kan medvirke til at det finnes en løsning på disse problemene uten å måtte gå tilbake til de gamle typer av konstruksjonsstål.

KORROSJON

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

- utilstrekkelige dimensjoneringskriterier for katodisk beskyttelse
- bakteriekorrosjon.

Arbeid pågår for å klarlegge årsaken og å vurdere angrepens styrkemessige betydning.

NØDAVSTENGNINGSVENTILER

I forbindelse med tilknytning av gassrørledningen fra Statfjord til Statpipe-systemet og Northern Leg, Storbritannia, er behovet for barrierer som kan hindre tilbakestrømming av gass i gassledningen ved eventuelt brudd eller lekkasje blitt vurdert. Mobil har i denne anledning utført en meget detaljert sikkerhetsanalyse.

Denne viser at sannsynligheten for skade på stigerør eller rørledninger i nærheten av innretningene er liten, men på grunn av de ytterst alvorlige konsekvenser slike uhell kan få, er det behov for sikkerhetsbarrierer. På Statfjord blir derfor gassledningene utstyrt med tilbakeslagsventiler på havbunnen.

I årets løp har Oljedirektoratet utført et betydelig arbeid med å studere dette problemet generelt, blant annet ved revurdering av sikkerhetsanalyser for både Statfjord og andre felt. Videre har påliteligheten av eksisterende utstyr som nødavstengningsventiler og tilbakeslagsventiler på havbunnen vært inngående vurdert i samarbeid med både produsenter og oljeselskaper. Det viser seg at det er behov for å videreutvikle de undervannsventiler som i dag er tilgjengelige, for at behovet på norsk sokkel med hensyn til diameter og arbeidstrykk kan dekkes. Dette utviklingsarbeidet er igangsatt.

UTVIKLING INNENFOR SIKRINGS- OG OVERVÅKNINGSSYSTEMER

Datamaskinbaserte systemer er i rask utvikling når det gjelder kapasitet og muligheter innenfor området sikrings-systemer. Denne teknologien introduserer nå helt nye systemløsninger som gjør det vanskelig å avgjøre om overordnede sikkerhetsmessige betingelser kan anses oppfylt, ettersom de gjeldende forskrifter og standarder på området er basert på helt andre teknologiske forutsetninger.

I løpet av 1983 er et betydelig arbeid lagt ned i forbindelse med å utfelle grunnleggende holdninger til de mest aktuelle av disse problemstillingene, samt å forberede de endringer av forskrifter etc som anses nødvendige for å fange opp den senere tids utvikling, og om mulig å bygge inn en dynamikk som kan ivareta den videre utvikling som forventes på dette området.

Oljedirektoratet ser et klart potensiale for både sikkerhetsmessig og økonomisk gevinst ved en gjennomtenkt anvendelse av datamaskin-teknologiens muligheter. I tilbakeblikk kan det imidlertid slås fast at teknikk som i dag anses svært pålitelig, har gjennomgått en rekke «barne-sykdommer». Det er ingen grunn til å anta at dette ikke skulle gjelde for den videre utviklingen. Det anses derfor å være nødvendig med en viss tilbakeholdenhet, slik at det kan vinnes praktisk erfaring mellom de enkelte faser i denne utviklingen.

KRAV TIL BORE- OG

KOMPLETTERINGSUTSTYR

Bore- og kompletteringsutstyr leveres hovedsakelig av store internasjonale firmaer med amerikansk bakgrunn, og for de aller fleste komponenters vedkommende, i henhold til standarder fastsatt av American Petroleum Institute (API) som er den amerikanske petroleumsindustriens bransjeorganisasjon.

APIs standarder er internasjonalt kjent og meget nyttige, men representerer i mange tilfelle minimumskrav. De enkelte operatørselskaper kan ha sine tilleggskrav for utstyr til spesielle felt. Videre har Oljedirektoratets forskrifter en del tilleggskrav, spesielt når det gjelder krav til produsentuavhengig konstruksjonsgjennomgang og dokumentasjon av kvalitet.

I årenes løp har det vært gjentatte diskusjoner mellom Oljedirektoratet og operatører, fabrikanter og API for å få fram standarder som i større grad er akseptable for alle parter.

I 1983 har API satt i gang et omfattende arbeid med å oppgradere en rekke andre standarder, slik at disse i større grad vil ta hensyn til ønskene fra operatørselskaper og myndigheter i Europa. API vil antagelig også skjerpe viktige standarders krav til kvalitetssikring hos produsentene.

Dette er tegn på en interessant utvikling som på lengre sikt kan føre til en større grad av standardisering og rasjonalisering for både operatørselskaper og myndigheter.

ELEKTRISKE ANLEGG

Direktoratet har i sitt kontrollarbeid av elektriske anlegg i 1983 lagt særlig vekt på personsikkerheten med tilhørende rådgiving og informasjon i den forbindelse.

Videre har direktoratet sett det som meget viktig at erfaringer overføres fra anlegg i drift til nye anlegg under prosjektering og bygging. Som eksempel kan nevnes at en vanlig brukt effektbryter viste seg å være årsak til en alvorlig brann i en stor elektrisk fordelingsstavle. Erfaringsoverføring og oppfølging har ført til utbedringer av både gamle og nye brytere, samt nye håndterings-/montasje forskrifter fra fabrikant til tavlebygger.

Også i 1983 er det registrert branner og personskader forårsaket av elektriske anlegg/utstyr, og direktoratet vil derfor også i tiden framover prioritere dette arbeidsområdet.

Korrosjonsproblemet er fremdeles stort, men direktoratet synes å merke en viss bedring på dette feltet. Dette har sammenheng med at operatørselskapene nå velger utstyr som er bedre egnet til bruk på innretningene.

Korrosjon og annen slitasje ser likevel ut til å bli et alvorlig og kostbart problemområde i tiden framover. Oljedirektoratet er sterkt opptatt av dette, fordi nedslitte og dårlig vedlikeholdte elektriske anlegg representerer en stor risiko med hensyn til brann og/eller eksplosjon.

OPERASJONSSTRATEGI FOR FLYTTBARE INNRETNINGER SOM LIGGER OPPANKRET I NÆRHETEN AV FASTE INNRETNINGER

Som en videreføring av operatørselskapenes utredninger/risikovurderinger av fare for kollisjon mellom flyttbare og faste innretninger, har operatørselskapene utarbeidet en operasjonsstrategi for flyttbare innretninger dersom de skulle komme i drift. Strategien klarlegger de konkrete tiltak som må iverksettes for å bringe den flyttbare innretning i en posisjon hvor den ikke vil representere noen fare for den faste innretning dersom dregging eller linebrudd skulle inntreffe. Dette som en del av den totale beredskap ved ulykkes- og faresituasjoner. Operasjonsstrategiene er for tiden til gjennomgåelse i Oljedirektoratet.

FORANKRING AV FLYTENDE INNRETNINGER

Mens en flyttbar innretning var under ombygging ble det ved visuell inspeksjon funnet en rekke sprekker i 2 av ankerkjettingene. Mer omfattende undersøkelser viste at

nesten hver eneste lenke hadde sprekker på grunn av brannsar fra sveiseklørne, såvel som lepper etter fjerning av stukfortykkelsen etter sveisingen. Stort sett forsvant sprekker og lepper etter omfattende sliping, men flere lenker hadde fortsatt sprekker selv etter sliping langt utover akseptable toleranser.

I et annet tilfelle ble det i forbindelse med et flotells ankerhåndtering oppdaget tildels stor slitasje på syv av åtte ankervaiere. Disse måtte skiftes. En av vaierne var kun tre måneder gammel.

Dette medførte at en besluttet å bruke floteller utstyrt med ankerkjetting for framtiden, og nevnte flotell ble skiftet ut i januar 1984.

Årsaken til slitasjen er ennå ikke avklart, men det er grunn til å anta at havbunnens beskaffenhet har vært av betydning.

Som et resultat vil Oljedirektoratet for flytende innretninger, som kommer inn under Oljedirektoratets ansvarsområde, legge stor vekt på en grundig kontroll under fabrikasjon såvel som ved inspeksjon av slike forankringssystemer.

KRANER OG LØFTEUTSTYR

Oppfølging av kranulykker i 1982

I Oljedirektoratets årsberetning for 1982 framgår det at direktoratet fikk melding om to spesielle kranulykker.

De to ulykkene inntraff med samme krantype. Den ene ulykken var forårsaket av brudd på trommelaksel for bomløftevinsj, og den andre av akselbrudd i hydraulikkmotor for hurtigløftevinsj.

Samtlige operatørselskaper som opererer denne krantypen på produksjonsenheter på norsk kontinentalsokkel, har i 1983 utført kontroller og modifikasjoner på sine kraner. Videre har operatørselskapene gjennomført revisjoner av kontroll- og vedlikeholdsrutiner for kranene.

Modifikasjonene er relativt omfattende, idet samtlige løftetromler er besluttet modifisert. I løpet av sommeren 1984 vil alle operatørselskaper ha gjennomført det planlagte arbeid.

BEREDSKAP

Som bestemt av Kommunal- og arbeidsdepartementet har Oljedirektoratet igangsatt arbeid med sikte på utarbeidelse av retningslinjer for beredskapen. Arbeidet som forventes å pågå i hele 1984 og 1985, har som målsetting:

- å høyne beredskapen ved gjennom retningslinjene å sikre at flest mulig beredskapsmessige aspekter blir ivaretatt allerede ved planleggingen av innretninger som brukes til havs
- å innføre standarder og kriterier for blant annet kritiske operasjoner, slik at beredskapsnivået mer presist og på et mer objektivt grunnlag blir vurderbart
- å forenkle beredskapssystemet, særlig alarminstruksjoner, prosedyrer og beredskapsplaner, slik at sannsynligheten for systemforståelse hos de impliserte øker.

Beredskapsarbeidet ønskes også fremmet gjennom økt vektlegging på samarbeid med undervisningsinstitusjoner i inn- og utland. At en i 1983 ved Rogaland Distrikthøgskole igangsatte undervisning i emnet Sikkerhetsad-

ministrasjon, ser Oljedirektoratet blant annet i denne sammenheng som en meget positiv utvikling.

Det har vært arbeidet spesielt med kommunikasjonsproblemer innenfor beredkapsproblematikken, særlig i forbindelse med bruk av norsk i oljevirksomheten. Oljedirektoratet har overfor involverte departementer fremmet synspunkter på områder der en tar sikte på å redusere betydningen av at de ansatte i oljevirksomheten må ha spesielle fremmedspråklige kunnskaper for å ivareta sikker operasjon, høy beredskap og godt arbeidsmiljø. Saken er fortsatt under arbeid.

BEREDSKAPSPLANER

Arbeidet med oppdatering og utvikling av beredkapsplanene har også fortsatt i 1983. Standarden på de fleste planene må nå sies å være bra. Det må likevel bemerkes at planene ennå til dels er svært voluminøse, og at beredkapsplaner for kortere virksomhet på kontinentalsokkelen ofte ikke er godt nok gjennomarbeidet, samt at det er en tendens til at planene blir oversendt myndighetene kort tid før start av aktiviteter. Disse forhold er innskjerpet og vil bli nøye fulgt opp.

SIKKERHETSSONER

I brev fra Kommunal- og arbeidsdepartementet datert 30.6.83, ba departementet Oljedirektoratet om å foreta en sikkerhetsvurdering av behov, nytte, mv av sikkerhetssoner, herunder erfaringene fra de eksisterende sikkerhetssoner. Ut fra en totalvurdering av de sikkerhetsmessige forhold mener Oljedirektoratet at det bør utarbeides generelle forskrifter vedrørende sikkerhetssoner såvel som forbudssoner for fiske og oppakring.

Inntrengning i sikkerhetssoner av fartøyer/drivende gjenstander har vært et gjentakende problem så lenge det har eksistert petroleumsrettet aktivitet på norsk kontinentalsokkel. Operatørselskaper og myndigheter er i stor grad opptatt av disse forhold.

MARITIM VHF I TRANSPORTHELIKOPTERNE PÅ NORSK KONTINENTALSOKKEL

Sivile transporthelikoptere inngår i dag som en del av operatørselskapenes transportopplegg. Disse helikopterne kan i visse ulykkesituasjoner bli involvert i redningsaksjoner. Myndighetene anser det som vesentlig at samtlige enheter som kan bli involvert, har et felles sambandsnett til rådighet. Dette forholdet blir også tatt opp av granskningskommissjonen som ble nedsatt etter katastrofen med «Alexander L Kielland».

Oljedirektoratet har på denne bakgrunn anmodet samtlige rettighetshavere om kun å benytte seg av helikoptere som har montert maritim VHF. Foreløpig er det kun nye helikoptere, samt helikoptere som benyttes ved søks- og redningstjeneste, som har fått montert dette. Det er imidlertid tatt beslutning om at maritim VHF skal monteres i samtlige transporthelikoptere.

ØVELSER

I likhet med tidligere år har operatørselskapene gjennomført en rekke øvelser for å teste og forbedre beredskapen på land og til havs. I den utstrekning ressursene har tillatt det, har Oljedirektoratet deltatt i øvelsene, både i spillstabene og ved representasjon ved operatørselskapenes krisestaber.

Øvelsene har vært meget nyttige når det gjelder samarbeidsformer, og gir samtidig Oljedirektoratet godt innblikk i operatørselskapenes beredskapsstatus.

Øvelse «SOSEX-83» har vært den største i sitt slag til nå. Øvelsen ga fullt engasjement blant annet for krisestaben i Oljedirektoratet, og ga nyttige erfaringer for alle deltagerne.

Øvelse «Bright Eye» er en årlig søke- og redningsøvelse, som engasjerer blant annet alle redningssentralene rundt Nordsjøen. I den utstrekning oljeaktiviteten blir trukket inn, søker Oljedirektoratet å følge med i disse øvelsene.

DYKKING

Operasjonell dykking på den norske kontinentalsokkel var i 1983 preget av arbeidene i forbindelse med legging av Statpipe-rørledningen. For å ha intervensjonsmulighet knyttet til denne rørleggingen, ble det funnet nødvendig å beherske operasjonell dykking til 350 m. Dette er betydelig dypere enn det som har vært vanlig å dykke til fram til i dag. Forskning og utvikling var nødvendig. I den forbindelse ble det blant annet i Norge i 1983 gjennomført 2 kammer-demonstrasjonsdykk for å utprøve personell, utstyr og prosedyrer. Til slutt ble det hele testet ved et sjødykk i en norsk fjord, hvor det ble gjennomført en sveiseoperasjon på 350 m dyp. Oljedirektoratet har kontinuerlig fulgt planlegging og gjennomføring av disse forsøk.

Mulige langtidsvirkninger på en dykkers sentralnervesystem ved dyp dykking har vært diskutert. Oljedirektoratet tok derfor initiativet til et 2-dagers møte i regi av en faglig nøytral organisasjon, European Undersea Biomedical Society. For første gang lyktes det å samle ledende eksperter fra hele verden innen dette området, til en utveksling av kunnskaper og diskusjon om hvordan problemet bør håndteres. Resultatene fra dette møtet vil bli publisert som egen rapport i begynnelsen av 1984.

Den totale dykkeaktivitet i 1983 har vært høyere enn i de siste år med 2 418 overflateorienterte dykk og 267 841 mann-metningstimer. Dette er en økning på ca 66 % for overflateorienterte dykk og ca 60 % for mann-metningstimer.

I 1983 inntraff 2 alvorlige ulykker med 6 forulykkede. Disse ulykkene, som er de første siden 1976, er under politietterforskning, og den ene ulykken granskes i tillegg av en ekspertkommissjon oppnevnt av Kommunal- og arbeidsdepartementet.

Ulykkene er nærmere beskrevet under avsnittet Arbeidsulykker. Det er av stor betydning for den framtidige dykkeaktivitet at alle forhold rundt disse ulykkene blir klarlagt så langt som mulig.

På nasjonalt plan er en kommet et godt stykke videre ved at både Sjøfartsdirektoratet og Oljedirektoratet utar-

beider identiske forskrifter når det gjelder tekniske krav til dykkesystem.

Oljedirektoratet vil, i henhold til den nye forskriften, på vegne av Sjøfartsdirektoratet, utføre hoveddelen av den offentlige kontroll med dykkesystem hjemlet i sjødyktighetsloven.

Oljedirektoratet har i 1983 i sterk grad øvet påtrykk for å få operatørselskapene til å knytte til seg medarbeidere med godt kjennskap til dykkeoperasjoner. Dette anses som meget viktig og helt nødvendig dersom operasjonene skal fungere tilfredsstillende.

Likeledes har Oljedirektoratet arbeidet målbevisst med å skape en bedre forståelse hos operatørselskapene for at deres representanter om bord i fartøyer og innretninger må gis helt klare retningslinjer vedrørende ansvarsforhold ved dykkeoperasjoner.

Sikkerhetsavdelingen i dykkeselskapene er blitt pålagt å føre strengere kontroll med at alt dykkepersonell er tilfredsstillende opplært og kan sine prosedyrer. Likeledes må sikkerhetsavdelingene følge opp med et system hvor det kan kontrolleres at prosedyrene følges.

PERSONELLKVALIFIKASJONER

Ved årsskiftet 1982/83 anmodet direktoratet operatørselskapene om status for arbeidet med arbeidsbeskrivelser og kvalifikasjonskrav for personell som arbeider på norsk sokkel. Selskapene intensiverte systemarbeidet, og for eget personell har en del operatørselskaper nær fullført dette ved årets slutt.

I forbindelse med planlagte anlegg er direktoratet spesielt opptatt av at operatørselskapene definerer bemanningen og vurderer opplæringsbehov allerede på planleggingsstadiet. En grundig og vel tilrettelagt faglig opplæring er av vesentlig betydning for sikkerheten.

BOREPERSONELL

Direktoratets forskrift om kvalifikasjoner for borepersonell på faste innretninger og utenlandsk registrerte flyttbare innretninger trådte i kraft 1.5.83. Basert på den delinnstilling som Leiro-utvalg II utarbeidet, er kvalifikasjonskravene de samme som har vært gjeldende siden 14.1.80. Forskriften harmonerer med Sjøfartsdirektoratets kvalifikasjonskrav for borepersonell på flyttbare boreinnretninger, og dette har forenklet gjennomføringen av kontrollarbeidet.

Internasjonale kvalifikasjonskrav for borepersonell varierer fra land til land. Oljedirektoratet har akseptert offentlige krav i en del land, blant annet er britiske trykkkontrollsertifikater gyldige også på norsk sokkel. Det arbeides med at dette skal bli en bilateral ordning.

ARBEIDSMILJØSITUASJONEN FOR FORPLEININGSPERSONELL

Forpleiningspersonellens arbeidssituasjon hva angår jobb-sikkerhet, helse og arbeidsmiljø, har vært et sentralt tema i næringen i de senere år. På bakgrunn av resultater fra forskningsaktivitet, arbeidskonferanser og egen inspeksjonsvirksomhet, har myndighetene funnet det nødvendig å gi denne problematikken spesiell oppmerksomhet i 1983.

Det har vært en utstrakt kontakt mellom myndighetene og arbeidstakerorganisasjonene for å få klarlagt de områder som må gis prioritet for å bedre de ansattes arbeidsvilkår.

Oljedirektoratet har utredet disse problemstillinger og gitt forslag om tiltak i et omfattende bakgrunnsnotat for de overordnede departementers videre oppfølging av saken.

Med det fundamentale ansvar som er pålagt operatørselskaper for å se til at alle deler av organisasjonen er kjent med og overholder gjeldende lover og forskrifter for arbeidsmiljø og sikkerhet, har myndighetene funnet det nødvendig å innskjerpe operatørselskapenes internkontrollansvar også i denne sentrale del av driften innen norsk petroleumsvirksomhet til havs.

Denne kontrollen, som skal dekke alle deler av organisasjonen og alle faser av en aktivitet, burde nok – dersom den fungerte i henhold til retningslinjer utarbeidet av direktoratet – tidligere ha fanget opp indikasjoner på at forpleiningsvirksomheten ikke har fungert i henhold til forutsetningene om et fullt forsvarlig arbeidsmiljø.

På samme måte som selskapene i dag har utviklet og tatt i bruk kvalitetssikringssystemer som skal sørge for at tekniske konstruksjoner, utstyr og systemer oppfyller spesifiserte krav til kvalitet og at denne kvalitet vedlikeholdes, forventer myndighetene at operatørselskapene utvikler tilsvarende systemer for å sikre at kvalitet planlegges og vedlikeholdes innen forpleiningsvirksomheten.

For at myndighetene skal kunne ha en mer detaljert oversikt og følge opp utviklingen på disse områder i tiden framover, planlegges en mer omfattende og systematisk inspeksjonsvirksomhet i det kommende år.

Videre vil en søke å bevirke at betingelser i kontrakten mellom operatørselskaper og de deler av virksomheten som i dag ivaretas av kontraktorselskaper, styrkes og forbedres. Det synes ellers å være en økende forståelse for betydningen av slike forbedringer.

HELIKOPTERTRANSPORT, MENNESKELIGE ASPEKTER

På bakgrunn av anbefaling fra Oljedirektoratet, nedsatte Norsk Industriforening for Operatørselskaper i 1982 en gruppe som skulle utrede problemstillinger i tilknytning til personelltransport med helikopter i Nordsjøen. Gruppen har representanter fra fagforeningene, vernetjenesten, operatørselskapene, Helikopter Service A/S og Oljedirektoratet.

Gruppens mandat er formulert på følgende måte: «Søke å definere karakteren og omfanget av de menneskelige problemer som følger helikoptertransporten i den hensikt å utvikle og sette i verk tiltak som vil redusere disse».

I 1983 har gruppen gjennomført en omfattende aktivitet for å skaffe til veie bakgrunnsmateriale. Hovedtyngden av arbeidet har vært knyttet til forberedelsene og gjennomføringen av en undersøkelse blant helikopterreisende, for å få en pålitelig oversikt over hva disse mener om helikopterturene, sammen med deres forslag til eventuelle forbedringer. Denne undersøkelsen, som er foretatt i samarbeid med Agderforskning, ble oppsummert ved utgangen av 1983 og planlegges fulgt opp med forslag til aktiviteter i 1984.

Oljedirektoratet ser det som spesielt positivt at involverte parter i fellesskap igangsetter denne type kartleggingsprosjekt, og derved sikrer en seriøs oppfølging.

DET ORGANISERTE VERNE- OG MILJØARBEID

Organiseringen av vernesamarbeidet

Også i 1983 har problemstillinger vedrørende organiseringen av vernesamarbeidet på produksjonsfeltene på kontinentalsokkelen vært gjenstand for en omfattende oppmerksomhet, såvel fra arbeidstakerorganisasjonene som fra operatør- og myndighetssiden. En hensiktsmessig organisering er nødvendig for å sikre innflytelse på arbeidsmiljøet for alle grupperinger av arbeidstakere.

Fra de organisasjonene som først og fremst organiserer kontraktørpersonell, er det kommet stadig sterkere krav om å legge forholdene til rette for medinnflytelse og bedret kommunikasjon i verne- og miljø saker også for disse arbeidstakergrupperingene.

En kompliserende faktor har imidlertid vært at arbeidstakerorganisasjonene ikke har hatt et sammenfallende syn hva angår selve organiseringen av vernesamarbeidet på produksjonsfeltene: Mens de kontraktøransatte i all hovedsak har gått inn for såkalte feltarbeidsmiljøutvalg – et arbeidsmiljøutvalg som styrer og koordinerer virksomheten til alle selskap og firmaer som har aktivitet på feltet – så har de operatøransattes organisasjoner gått inn for å opprettholde nåværende ordning med operatørs arbeidsmiljøutvalg som det sentrale organ for verne- og miljøarbeid.

Direktoratet har lenge fulgt utviklingen og oppfordret partene til selv å finne fram til hensiktsmessige løsninger. På bakgrunn av bl a den kritikk som har framkommet fra de kontraktøransattes organisasjoner, og den dokumentasjon som etter hvert er framlagt i form av blant annet forskningsrapporter vedrørende vernesamarbeidet, har imidlertid myndighetene funnet det nødvendig å gripe mer aktivt inn i den pågående diskusjon. Direktoratet tror det skal være gode muligheter for å avklare disse problemstillinger i 1984.

Årsrapporter fra arbeidsmiljøutvalgene

Oljedirektoratet mottok i 1983 for første gang et omfattende rapportmateriale fra virksomheten i arbeidsmiljøutvalg i tilknytning til produksjonsfeltene i Nordsjøen. Disse rapportene framkom på bakgrunn av pålegg fra direktoratet til operatørselskapene om å følge opp den rapporteringsplikt som påhviler arbeidsmiljøutvalgene i henhold til Arbeidsmiljøloven.

Denne rapporteringen demonstrerte begrensninger i dagens ordning på de største feltene i Nordsjøen, hvor de ikke er et overordnet, koordinerende organ som kan stå for en samlet rapportering fra alt verne- og miljøarbeid på det enkelte felt. Med bistand fra Arbeidsforskningsinstituttene er det foretatt en gjennomgang av det omfattende rapporteringsmaterialet. På denne bakgrunn har Oljedirektoratet gjort en del forandringer hva angår de krav som man fra myndighetssiden vil stille til slike rapporter i de kommende år.

YRKESHYGIENE

Eksposering for kvikksølvdamper

Som redegjort for i tidligere årsberetninger har Oljedirektoratet arbeidet for å få næringen til å utvikle ny teknologi basert på bruk av kvikksølvfritt prøvetakingsutstyr. Dette arbeidet viser positive resultater hittil, og direktoratet regner med at klarere resultater vil foreligge i første halvdel av 1984.

Inntil kvikksølvproblemet er bragt under kontroll, er Yrkeshygienisk Insitutt engasjert av Oljedirektoratet for å utføre urinanalyser av personell som i sitt arbeid er eksponert for kvikksølv, i den hensikt å overvåke den helserisiko denne arbeidet medfører.

Det er Oljedirektoratets oppfatning at tallet på overeksponerte/suspenderte arbeidstakere er redusert de siste årene, og at den generelle hygienien, som er særlig viktig ved arbeid med kvikksølv, er blitt bedre.

Nytt borefartøy for nordlige farvann

En ny type borefartøy, planlagt for helårsboring i nordlige farvann, er under bygging (Project-85). Mange av arbeidsmiljøproblemene som er registrert i forbindelse med boreaktiviteten, er relatert til konseptutformingen. Det spesielle med Project-85 er at det på bakgrunn av klimaforhold vil bli et lukket konsept, noe som igjen krever andre vernetiltak enn de som er etablerte i bransjen. Dette vil kreve fundamental teknologisk nytenkning, eksempelvis innen områdeklassifisering, sikringssystemer, bore- og slamteknologi, samt arbeidsrutiner.

Prosjektet tar sikte på å redusere den manuelle håndteringen på boredekket i forbindelse med kjemikaliedoseringen, samt lukking av slamprosessen i størst mulig grad, og i større grad basere overvåkingen på instrumentelle systemer.

Forurensning i boreslamkjemikalier

Analyser av boreslamkjemikalier utført etter initiativ både fra operatørselskaper og Oljedirektoratet, har vist at forurensning i form av helsefarlige komponenter kan være tilstede i enkelte produkt.

Eksempelvis kan det nevnes at krystallinsk kvarts, som kan medføre lungesykdommen silikose, kan være tilstede som forurensning i visse boreslamkjemikalier i mengder som kan virke helsefarlig.

Etter de data Oljedirektoratet sitter inne med, er det overveiende sannsynlig at det ikke er asbest tilstede som tilsetningsstoff i produkt som inngår i bore- og produksjonsprosessen på norsk kontinentalsokkel. Det er imidlertid funnet asbest som forurensning i enkelte produkt. Omfanget varierer og er avhengig av hvor produktet er blitt produsert. Dette medfører strenge krav til den dokumentasjonsbyrden som er lagt på produsenter og leverandører.

Oljebasert boreslam

Mobil Exploration Norway Inc gjennomfører kjemiske analyser av ulike typer boreslam, samt enkeltkjemikalier som blir tilsatt disse.

Hensikten med dette er å bygge opp bedre kunnskap omkring kjemikalier, samt bedre å kunne dokumentere

den reelle risiko som er knyttet til håndtering av disse kjemikaliene. Disse kunnskapene vil videre kunne nyttes i epidemiologisk sammenheng på et senere tidspunkt, dersom overhyppighet av visse effekter blir identifisert som resultat av langtidseksponering.

Oljedirektoratet ser det som positivt at operatørselskapene setter i gang undersøkelser og kartlegging av eventuelle sikkerhets- og helsefarer, som i dette tilfellet.

Arbeidsmiljømessige sider ved bruk av oljebasert boreslam

Bruk av oljebasert boreslam (diesel og mineralolje med ulikt aromatinhold) representerer en økt toksikologisk risiko for dem som er involvert i slamhåndteringsprosessen. Den toksikologiske risiko kan bli redusert og akseptert dersom prosessen som disse kjemikaliene inngår i, er utformet slik at eksponeringen for de ansatte blir holdt på et nivå som er helsemessig forsvarlig. Innføring av oljebasert boreslam i en prosess som alternativt er utviklet med tanke på bruk av vannbasert slam, har ført til et eksponeringsnivå som til tider er uakseptabelt. De tekniske vernetiltakene som er iverksatt, har tradisjonelt sett vært avgrenset til økning i ventilasjonskapasiteten med økt støy- og trekkbelastning som resultat. Dermed skapes nye arbeidsmiljøproblemer.

I boreslam blir det, i tillegg til olje, benyttet kjemikalier der eventuelle toksiske egenskaper er relativt dårlig kjent. I tillegg kan det finne sted kjemiske reaksjoner ved borekronen, pga økt temperatur og trykk. I hvilken grad dette virker inn på toksiske egenskaper til slammene, er ukjent.

Oljedirektoratet har ingen spesifikke yrkeshygiene krav til lagring og håndtering av oljebasert boreslam generelt og lavaromatisk boreslam spesielt, men stort sett må slamhåndteringsprosessen justeres og tilpasses de kjemikalier som inngår, slik at eksponeringsnivået blir akseptabelt.

I all industri vil det være et kompromiss mellom den helsemessige risiko et prosesskjemikalie representerer og den vernetekniske kvaliteten som er innebygd i prosessen. Parallellt med utvikling av bedre produkter, reservoarteknologisk sett, vil det være naturlig å utvikle en verneteknologi som er integrert del av prosessen, som tar vare på alle aspekter av sikkerheten, helsemessig, miljømessig og materielt sett. Dette vil medføre innføring av tekniske tiltak og innarbeiding av endrede håndteringsrutiner, eksempelvis delvis eller fullstendig lukking av slamprosessen med økt bruk av instrumentell overvåking og effektive punktventilasjonsystemer.

Det bør videre legges opp til håndteringsrutiner som medfører minimal hudkontakt med slammene, eksempelvis installering av prøvetakingsopplegg av slammene direkte til mudlaboratoriet og instrumentell overvåking av fysiske/kjemiske parametre i slammene. Nivåindikatorer bør kunne erstatte visuell kontroll av væsknivået i tankene. Dette vil innvirke på de operasjonelle prosedyrene for overvåking av slammene. Det er derfor en forutsetning at det parallellt med innføring av bedre overvåkingsteknologi i slamprosessen blir gjennomført opplæringsprogram for arbeidstakerne slik at den boretekniske sikkerheten blir ivaretatt.

Etter Oljedirektoratets oppfatning bør sikkerheten kunne økes og risikoen for menneskelig svikt bli redusert ved en funksjonell automatisering av kontrollrutinene for slamovervåkingen.

Gode løsninger her vil kreve en teknologisk utvikling og en holdningsendring som vil ta tid. Dette hindrer imidlertid ikke Oljedirektoratet i å stille strenge krav til miljøet og dermed søke å implementere nytenking og nyutvikling innen prosesser som medfører arbeidsmiljøproblemer.

Forbindelser som påvirker arvestoffer - boreslam

Boreslam er en blanding av leire, vann eller olje og en rekke kjemikalier. Oljedirektoratet har fått gjennomført en undersøkelse for å finne ut om ulike typer boreslam inneholder mutagene forbindelser. Mutagene forbindelser er stoffer som påvirker arvestoffer (DNA) i cellene. Dermed kan de forårsake genetiske skader. Disse undersøkelsene blir gjort på visse bakteriestammer. Dersom boreslam inneholder mutagene forbindelser, kunne dette således representere en mulig helsefare for personer som blir eksponert. Mutagene forbindelser kunne enten tenkes å inngå i produktformuleringen eller å bli dannet ved kjemiske reaksjoner under boreoperasjoner, f.eks. som følge av høyt trykk eller temperatur. Både nyblandet og brukt slam er derfor blitt testet i denne undersøkelsen.

Undersøkelsen viser at ingen av ekstraktene fra boreslamprøvene induserte mutasjoner som ikke kunne forklares ut fra virkningen av tilstedeværende løsningsmiddelrester fra opparbeidelsen. Flere av prøvene var imidlertid toksiske overfor bakteriene, og dette begrenser det doseområdet som disse prøvene kan testes i. Man kan derfor ikke helt utelukke at noen av prøvene kan inneholde mutagene forbindelser. For å klarlegge dette på en sikker måte, må det foretas systematiske forsøk med ulike opparbeidelsesmetoder for boreslamprøvene.

Vedlikehold av yrkeshygiene datablad

Det er Oljedirektoratets oppfatning at oppfølging av § 11 i Arbeidsmiljøloven vedrørende oppbygging og vedlikehold av kartotek for yrkeshygiene datablad viser en positiv trend.

Kvaliteten på den dokumentasjonen som skal gis gjennom disse databladene er imidlertid svært varierende og til tider utilfredsstillende. Oljedirektoratet anser det som en viktig oppgave for operatørselskapene å bygge inn de generelt strenge kvalitetskriteriene som gjelder i næringen, også i den yrkeshygiene dokumentasjonen som etter loven skal foreligge fra produsenter og leverandører av kjemiske produkter.

VEILEDNING FOR HÅNDTERING AV ASBEST OG ASBESTHOLDIGE PRODUKTER

Arbeidsmiljøloven fastsetter at giftige og andre helsefarlige stoffer ikke skal brukes dersom de kan erstattes med stoffer som er mindre farlige for arbeidstakerne. Den gir videre Oljedirektoratet fullmakt til å forby at helsefarlige stoffer/produkter brukes eller oppbevares på innretningene, samt at direktoratet kan sette nærmere vilkår for at et stoff kan tas i bruk eller produseres.

På bakgrunn av de yrkesmedisinske erfaringer som er

gjort ved eksponering for fiberholdige asbestmaterialer nedla Oljedirektoratet, med hjemmel i Arbeidsmiljølovens § 11, den 27.3.80 generelt forbud mot bruk av asbest og asbestholdige materialer.

I visse tilfeller vil Oljedirektoratet likevel måtte dispensere fra dette forbud, f eks ved større renoveringsarbeider av tidligere installerte asbestmaterialer (takplater, rørisolasjonsmaterialer).

Oljedirektoratet har på denne bakgrunn utarbeidet en veiledning (ISBN-82-7257-127-7) som redegjør for direktoratets krav for forsvarlig håndtering av asbest og asbestholdige materialer i de tilfeller direktoratet finner å kunne dispensere fra forbudet mot bruk av asbest.

Polymerfeber

Det er Oljedirektoratets oppfatning at det i næringen generelt er en økt aktivitet når det gjelder etterforskning av sykdomssymptomer som kan ha sin årsak i håndtering av visse produkt.

I den sammenheng kan det nevnes at et operatørselskap har identifisert problem med utslag av polymerfeber ved håndtering av kommunikasjonsskabler. Operatørselskapet har videre identifisert økt risiko for polymerfeber for personer som røyker.

Dette kan tyde på at polymer overføres fra kabelen via fingrene til tobakken og papiret, som blir forurenset. Temperaturen i sigarettgloen omformer polymeren til komponenter som gir symptom på polymerfeber ved inhalering.

Det er videre mottatt informasjon om lignende tilfeller både på andre innretninger og hos elektromontører ved verft på land.

I elektrobransjen benyttes et fabriksjonsnavn som enhetlig benevnning på samtlige kabler, uansett fabriksjon, men operatørselskapet har identifisert en fabriksjonstype som med stor sannsynlighet kan knyttes til disse symptomene. Prøver av kabelen er nå til analyse. En mulig forklaring er innholdet av teflon, som ifølge leverandøren blir benyttet som top-coating mellom lederne i kommunikasjonsskabelen.

Informasjon om slike identifiserte problemområder blir distribuert i form av sikkerhetsmeldinger internt på det aktuelle feltet. I den grad det er av generell allmenn verdi, kan slik informasjon danne grunnlaget for sikkerhetsmeldinger som Oljedirektoratet gir ut til industrien.

BRANNSKADER

Under gjengis en oversikt over brannskader på faste produksjonsanlegg i 1983, i henhold til operatørselskapenes rapportering til Oljedirektoratet:

Skader som følge av brann	Konstr. fasen	Driftstfasen		
		A	B	C
Personskader og store materielle skader				
Personskader og mindre eller ingen materielle skader				
Ingen personskade, men større materielle skader		1		
Ingen personskade og minimale eller ingen materielle skader		19	10	
Totale branner		20	10	

A - Brannårsak: Som følge av drift/driftsuhell

B - Brannårsak: Konstruksjonsarbeidet

C - Brannårsak: Andre årsaker

Oljedirektoratet har registrert totalt 30 branner i 1983 mot 31 i 1982.

Ingen av brannene har påført innretningene betydelige skader.

ARBEIDSULYKKER

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

Oljedirektoratets registreringssystem for ulykker er basert på bruk av EDB. Registreringssystemet ble lagt om i 1982 for å gi best mulig bilde av risiko i forbindelse med teknologi og operasjon. Det nye systemet gir større mulighet til å identifisere sammenhengen mellom årsak og medvirkende faktorer i en skadehendelse.

Oljedirektoratet har gjennomført kontroll hos operatørselskapene av deres skaderegister fra 1980 til 1983. Denne har avdekket overrapportering, dvs at direktoratet har mottatt skademeldinger som ikke oppfyller meldekriteriene. Denne overrapporteringen utgjorde ca 10 %. Disse skadene er nå tatt ut av registeret. Årsaken til at dette ikke har redusert antall skader pr år tilsvarende i forhold til tidligere oppgaver, er at det under kontrollen kom fram en del skader som ikke var registrert. Den totale reduksjon av skader for ovennevnte tidsrom utgjør derfor 1,3 %.

Oljedirektoratet er klar over at det fortsatt er noe usikkerhet i tallmaterialet. Dette har sin bakgrunn i flere forhold, bl a synes det som om operatørselskapene har visse problemer med å kontrollere godheten av kontraktorselskapenes rapportering. Videre synes det å være ulike oppfatninger med hensyn til praktiseringen av melderegulene. Dette medfører at direktoratet mottar en del utilstrekkelig utfylte skademeldinger som vanskelig lar seg klassifisere, såvel som at det oppstår usystematiske feil i registreringen.

Det arbeides kontinuerlig med kontroll og korleksjon av det statistiske grunnlagsmaterialet og forbedring av rapporteringssystemet for å eliminere de ovennevnte kilder til usikkerhet.

Tilsvarende usikkerheter er et generelt problem i samband med de fleste skaderegistre og er således ikke typisk for sokkelvirksomheten. Det er likevel Oljedirektoratets oppfatning at direktoratets skadestatistikk gir et pålitelig bilde av skadefrekvensen på produksjonsanleggene på kontinentalsokkelen.

SKADESTATISTIKKEN FOR 1983

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

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

Tabell 3.a viser bl a en oversikt over yrkesskader og dødsfall pr 1 000 årsverk i tidsrommet 1976-83 på produksjonsanlegg eksklusiv dykkeaktiviteter.

Tabellen viser en markert nedgang i arbeidsulykker i 1983 i forhold til 1982.

Skader inntruffet på installasjonene utenom arbeidstiden (fritidsskader) er ikke regnet med i tabellene 3.a til f. For perioden 1979-83 utgjør fritidsskadene 2,9 %, for 1983 3,8 %. Direktoratet tror ikke at dette betyr en økning av antall fritidsskader, men at rapporteringen av disse er blitt bedre.

Oljedirektoratet har videre hatt grunn til å stille spørsmål ved påliteligheten av antall rapporterte arbeidstimer fra enkelte år (jf Oljedirektoratets årsberetning 1982). I forbindelse med omleggingen av registreringssystemet i 1982 innhentet direktoratet oppgaver over antall arbeidstimer fordelt på de ulike aktiviteter i tidsrommet 1979-82. Tabell 3.b viser hvorledes skadefrekvensene fordeles på de ulike funksjonene arbeidstakerne har. Boreaktiviteten har generelt sett hatt en høy skadefrekvens, men viser en positiv trend mot lavere verdier. Dette skyldes et samspill mellom mange faktorer. En sannsynlig medvirkende faktor er den stadig økende positive holdning og oppfølging fra de involverte parter.

Det er også interessant å merke seg reduksjonen innen konstruksjons- og vedlikeholdsaktiviteten, noe som utgjør et vesentlig bidrag til den totale reduksjonen.

Tabell 3.c sammenstiller skadehendelse og yrker for 1982-83.

Tabell 3.d sammenstiller skadehendelse og skadet legemsdel for 1982-83.

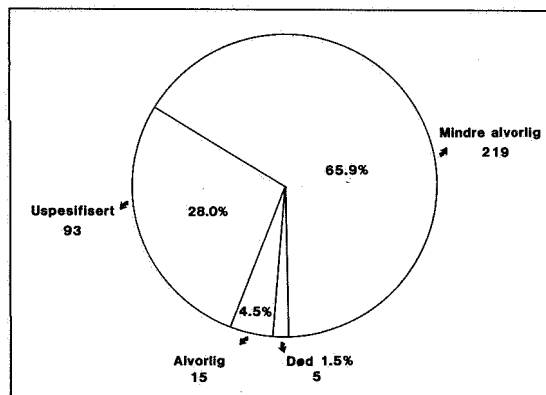
Tabell 3.e sammenstiller skadehendelser og medvirkende faktorer omkring disse, dvs den gir utfyllende opplysninger om faktorer tilknyttet arbeidssituasjonen som kan ha medvirket til eller har vært utløsende for en ulykkesituasjon. Tabellen omfatter årene 1982-83.

Tabell 3.f gir en oversikt over årene 1979-83 etter samme oppstilling som tabell 3.c.

Figur 3.a gir en oversikt over fordelingen av skadene for 1983 innen kategoriene «uspesifisert», «mindre alvorlig», «alvorlig» og «død». Denne kategorisering er basert

FIG 3.a

Alvorlighet av skader i % av totalt, 1983
Severity of injuries in % of total, 1983.



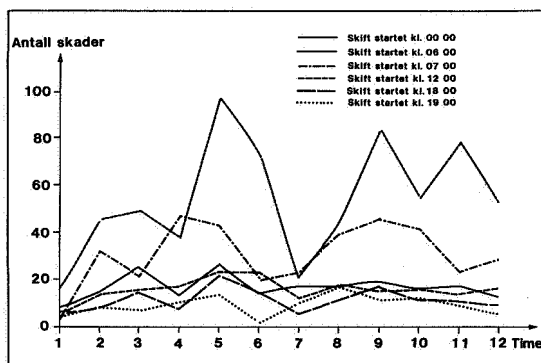
på vurderinger av skadens art, og ikke fraværets lengde. I kategorien «alvorlig» inngår f eks amputasjoner, større skjelettskader og kvestelser, 2. og 3. grads forbrenning/forfrysning og andre skader som kan medføre lengre rekonvalesenstid og varige mén.

Det nye klassifiseringssystemet gir større mulighet for å sette opp sammenstillinger som kan gi verdifulle informasjon om eventuelle bakenforliggende årsaksforhold tilknyttet arbeidsulykker.

Eksempler på dette er vist i figur 3.b og 3.c.

FIG 3.b

Ulykkesfordeling i ulike skift, 1979-83
Accident distribution on shifts, 1979-83



Figur 3.b viser en oversikt over fordelingen av arbeidsulykker pr time i skift som begynner på ulike tidspunkt i døgnet. Som det framgår av figuren, finnes de største variasjonene i skiftet som begynner kl 0600 hvor flest skader finnes mellom 4. og 6. time og mellom 8. og 11. time i skiftet. Figur 3.c viser en oversikt over antall ulykker pr dag i offshoreperioder med ulike lengder.

Disse oversikter er kun ment som eksempler og tallene bak begge disse figurene vil bli undersøkt nærmere for om mulig å finne eventuelle forklaringer på variasjonene.

FIG 3.c
Ulykkesfordeling, ulike offshore-perioder, 1979-83
Accident distribution on offshore periods, 1979-83

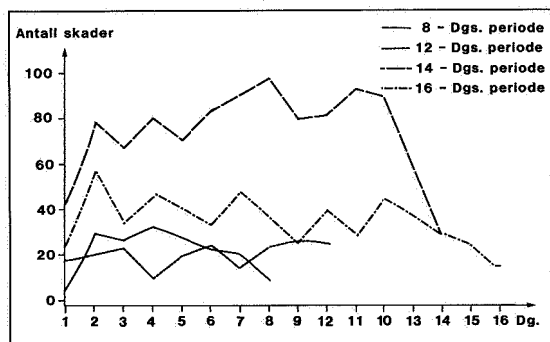
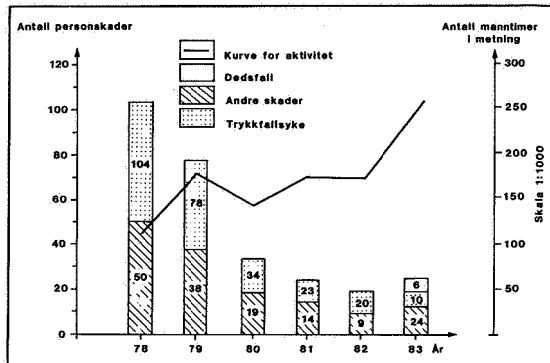


FIG 3.d
Totalt antall personskader i forbindelse med dykking på den norske kontinentalsokkelen i perioden 1978-83
Total number of personal injuries connected to diving activities on the Norwegian continental shelf, 1978-83.



Dykking

Figur 3.d gir en oversikt mht antall personskader rapportert til Oljedirektoratet for årene 1978-83 i forbindelse med dykkeaktivitetene på den norske kontinentalsokkelen. Oversikten omfatter antall trykktallsyke, andre skader, døde og antall manntimer i metning. Manntimer i metning er valgt som grunnlag for uttrykket aktivitet.

Av figur 3.d framgår det at til tross for en sterk økning i aktiviteten har det vært en markert nedgang i totalt antall personskader. Dette er en positiv tendens som en vil arbeide spesielt aktivt med for om mulig å oppnå ytterligere forbedring.

1983 krevde imidlertid 6 menneskeliv i forbindelse med dykking.

Den ene ulykken kostet fem erfarne dykkere livet ved et eksplosjonsartet fall i gasstrykket i kammerkomplekset som de oppholdt seg i/ved. Koblingslåsen mellom dykkerklokken og kammerkomplekset løsnet sannsynligvis for tidlig, og derved oppsto en eksplosjonsartet gassutstrømming som blant annet presset dykkerklokken vekk fra kammerkomplekset. De fire dykkerne i kammerkomplekset døde straks. To dykkere som assisterte utenfor ble kastet overende og sterkt skadet. Den ene døde senere av skadene.

Den andre ulykken kostet en dykker livet da han utførte overflateorientert dykking og fikk slangen (umbilical) som sørger for tilførsel av pustegass, varme og kommunikasjon sugd inn i en av skipets sidepropeller.

Sammendrag

Det inntraff alvorlige ulykker og dødsulykker i forbindelse med petroleumsvirksomheten i 1983.

Tilsammen forulykket 6 personer i 2 ulykker i tilknytning til dykking.

Videre inntraff følgende andre dødsulykker:

En person forulykket på et flotell i forbindelse med vedlikeholdsarbeid på en livbåt som falt ned.

En person forulykket på en boreplattform i forbindelse med innhiving av rør på boredekket.

For arbeidsulykker med personskade inntruffet på produksjonsanlegg er det en markert reduksjon i skadeintensiteten fra 1982 til 1983.

Til tross for to dødsulykker i 1983 med tilsammen 6 forulykkede, er det innen dykking en markert nedgang i antall personskader relatert til aktivitet for årene 1978-83.

Oljedirektoratet er av den mening at denne positive tendensen i form av reduksjon i skadeintensiteten er en følge av verdifull innsats fra de involverte parter i virksomheten.

TAB 3.a
Skader/døde pr 1 000 årsverk (1976-83). Produksjonsanlegg mv.

Occupational accidents/fatalities/1,000 man years (1976-83). Production installations.

År	Arbeids timer	Timer pr årsverk	Årsverk	Skader	Skader pr 1 000 årsverk	Døde	Døde pr 1 000 årsverk
1976	4 876 316	1 852	2 633	213	80,9	2	0,76
1977	7 929 742	1 852	4 399	282	64,1	2	0,45
1978	14 932 154	1 752	8 523	624	73,2	6	0,70
1979	14 979 074	1 752	8 550	575	67,3	0	0,00
1980	12 238 009	1 752	6 985	452	64,7	0	0,00
1981	15 659 028	1 752	8 938	415	46,4	0	0,00
1982	14 668 483	1 752	8 372	529	63,2	0	0,00
1983	11 474 696	1 752	6 549	327	49,9	0	0,00
TOTALT	96 757 502		54 949	3 417	62,2	10	0,18

TAB 3.b**Skader pr 1 000 årsverk fordelt på funksjon 1979-83. Produksjonsanlegg mv.***Occupational accidents per 1,000 man years, distributed on functions (1979-83). Production installations.*

FUNKSJON		1979	1980	1981	1982	1983	1979-83
Administra- sjon/ Produksjon	Årsverk	1 098	1 174	1 144	1 306	1 296	6 017
	Skader	24	23	22	21	31	121
	Skader/ 1 000 årsverk	21,9	19,6	19,2	16,1	23,9	20,1
Boring	Årsverk	1 467	1 095	1 098	1 289	1 300	6 249
	Skader	187	148	115	138	98	686
	Skader/ 1 000 årsverk	127,5	135,1	104,8	107,0	75,4	109,8
Forpleining	Årsverk	507	383	411	548	525	2 374
	Skader	18	10	7	22	17	74
	Skader/ 1 000 årsverk	35,5	26,1	17,0	40,2	32,4	31,2
Konstruk- sjon/ Vedlikehold	Årsverk	5 482	4 333	6 258	5 229	3 429	24 730
	Skader	345	270	270	348	181	1 413
	Skader/ 1 000 årsverk	62,9	62,3	43,1	66,5	52,8	57,1
Uspesi- fisert	Årsverk	—	—	—	—	—	—
	Skader	1	1	1	—	—	3
	Skader/ 1 000 årsverk	—	—	—	—	—	—
Totalt	Årsverk	8 550	6 985	8 938	8 372	6 550	39 395
	Skader	575	452	415	529	327	2 298
	Skader/ 1 000 årsverk	67,3	64,7	46,4	63,2	49,9	58,3

TAB 3.c
Arbeidsulykker 1982-83. Produksjonsanlegg mv. Skadehendelse/yrke.
Occupational accidents 1982-83. Production installations. Accidental events/Occupation.

Yrke	Admini- strasjon	Bredekks- arbeider	Borer	Elek- triker	Forple- ning	Hjelpar- beider	Instrument- tekniker	Kranfører	Maler/ Sandblåser	Mekaniker/ motormann	Operatør	Platearbeider/ Isolatør	Føregger	Service- tekniker	Stillas- bygger	Sveiser	Tårnmann	Uspest- fiser	Totalt	%	År	
Skade- hendelse																						
Annen kontakt med gjenstander, maskin del i bevegelse	2	20	3	4	9	30	1	2	1	11	1	3	7	2	5	2	12	0	115	21,7	1982	
Brann	0	0	0	1	0	4	0	0	0	2	0	0	0	0	0	1	0	0	8	1,5	-82	
Eksplisjon o l	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0,3	-83	
Fall til lavere nivå	2	2	1	2	0	10	1	0	5	4	0	2	4	2	3	5	1	0	44	8,3	-82	
Fall til samme nivå	1	1	0	0	0	8	2	1	2	4	1	3	3	0	1	1	0	0	28	8,6	-83	
Tråkking på ujevn- heter, feiltråkk	2	2	0	2	2	10	0	1	4	2	3	2	4	3	5	5	2	1	53	10,0	-82	
Fallende gjenstander	1	1	0	8	1	6	1	0	0	1	1	1	5	3	3	8	1	0	42	7,9	-82	
Annen kontakt med gjenstander i ro	0	2	0	3	4	5	1	0	1	2	0	4	1	0	2	3	3	0	29	8,9	-83	
Håndterings- ulykke	0	4	1	6	2	12	1	2	4	10	1	9	10	2	2	7	4	0	77	14,6	-82	
Kontakt med kjemisk/ fysikalske forbindelser	0	1	0	0	0	7	0	0	0	1	0	1	1	2	1	1	0	0	24	4,5	-82	
Overbelastning av kroppsdeler	0	0	0	0	0	2	1	0	8	3	1	1	0	3	0	0	1	0	20	6,1	-83	
Splinter, sprut	0	5	0	3	1	8	0	1	2	3	1	0	3	1	6	1	4	0	39	7,4	-82	
Elektrisk strøm	0	0	0	1	1	7	1	1	0	2	3	0	4	0	3	0	3	0	26	8,0	-83	
Ekstreme temperaturer	1	0	0	1	0	3	0	1	2	3	0	4	8	0	1	13	1	1	39	7,4	-82	
Fall i sjøen	0	1	1	0	0	1	0	0	0	4	0	1	3	3	0	6	0	0	20	6,1	-83	
Annet	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	1,0	-82	
	1	0	0	0	1	2	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-83
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	8	1,5	-82	
	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0,9	-83	
Totalt	10	39	5	38	22	107	6	7	28	45	9	30	51	16	36	53	25	2	529		-82	
%	6	27	7	10	17	57	12	5	22	32	14	27	16	21	20	14	14	6	327		-83	
	1,9	7,4	0,9	7,2	4,2	20,2	1,1	1,3	5,3	8,6	1,7	5,7	9,6	3,0	6,8	10,0	4,7	0,4		100	-82	
	1,8	8,3	2,1	3,1	5,2	17,4	3,7	1,5	6,7	9,8	4,3	8,3	4,9	6,4	6,1	4,3	4,3	1,8		100	-83	

TAB 3.d

Arbeidsulykker 1982-83. Produksjonsanlegg mv. Skadehendelse/skadet legemsdel.

Occupational accidents 1982-83. Production installations. Accidental events/Injured part of the body.

Skadet legemsdel Skadehendelse	Skadet legemsdel											Totalt	%	År
	Øye	Rygg	Tå/fot	Hofte/bein	Mage/bryst	Arm/skulder	Hode/ansikt	Tann	Hånd/finger	Annet				
Annen kontakt med gjenstander, maskindel i bevegelse	1 0	2 1	15 7	5 4	6 2	7 3	4 5	5 3	69 39	1 0	115 64	21,7 19,6	1982 1983	
Brann	0	0	0	0	0	0	7	0	1	0	8	1,5	-82	
Eksplisjon o l	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0,3	-83	
Fall til lavere nivå	0 0	12 8	8 6	3 5	7 1	5 2	4 2	1 0	3 4	1 0	44 28	8,3 8,6	-82 -83	
Fall til samme nivå	0 0	8 8	12 2	4 4	4 4	6 1	1 2	1 2	17 7	0 0	53 30	10,0 9,2	-82 -83	
Tråkking på ujevnheter, feiltråkk	0 0	0 5	30 17	5 6	1 0	2 0	0 0	2 1	1 0	1 0	42 29	7,9 8,9	-82 -83	
Fallende gjenstander	0 0	0 1	8 11	6 0	1 1	1 1	6 3	1 1	8 7	1 0	32 25	6,0 7,7	-82 -83	
Annen kontakt med gjenstander i ro	1 0	1 0	2 2	8 6	1 3	4 1	3 4	1 1	11 14	1 0	33 31	6,3 9,5	-82 -83	
Håndteringsulykke	1 1	0 5	5 7	3 0	1 2	1 2	4 0	3 0	5 6	55 26	77 49	14,6 15,0	-82 -83	
Kontakt med kjemisk/fysikalske forbindelse	21 19	0 0	0 0	0 0	0 0	1 0	1 0	0 0	0 0	1 1	24 20	4,5 6,1	-82 -83	
Overbelastning av kroppsdel	0 0	27 20	0 0	1 2	3 1	6 3	0 0	0 0	2 0	0 0	39 26	7,4 8,0	-82 -83	
Splinter, sprut	38 17	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 1	1 0	0 1	39 20	7,4 6,1	-82 -83	
Elektrisk strøm	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	1 0	2 0	0 0	2 0	0 0	5 0	1,0 0	-82 -83	
Ekstreme temperaturer	0 0	0 0	0 0	1 0	0 0	1 0	3 0	0 0	5 1	0 0	10 1	1,9 0,3	-82 -83	
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	-82 -83	
Annet	2 1	1 0	0 0	0 0	1 0	0 0	0 0	0 0	2 1	2 0	8 3	1,5 0,9	-82 -83	
Totalt	64 38	51 48	80 52	36 27	25 14	38 15	34 17	16 14	177 100	8 2	529 327		-82 -83	
%	12,1 11,6	9,6 14,6	15,1 15,9	6,8 8,3	4,7 4,3	7,2 4,6	6,5 5,2	3,0 4,3	33,5 30,6	1,5 0,6		100 100	-82 -83	

TAB 3.e

Arbeidsulykker 1982-83. Produksjonsanlegg mv. Skadehendelse/Medvirkende faktor.

Occupational accidents 1982-83. Production installations. Accidental events/Contributing factor.

Medvirkende faktor Skadehendelse	Kjemiske, fysiske, biologiske faktorer	Kjøling, trykk, varme, ventilasjon	Material, gods, emballasje	Elektrisk utrustning	Annen maskin	Borestenger	Håndverktøy, maskiner, redskaper	Los/fast innretning på bygning, konstruksjon	Leife-/transport-anordning	Annet	Totalt	%	År
Annen kontakt med gjenstander, maskindel i bevegelse	0	4	16	0	5	10	15	35	29	1	115	21,7	1982
	0	5	9	0	8	7	4	18	13	0	64	19,6	1983
Brann	7	1	0	0	0	0	0	0	0	0	8	1,5	-82
Eksplasjon o l	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0,3	-83
Fall til lavere nivå	4	0	5	0	0	0	1	26	2	6	44	8,3	-82
	0	0	1	0	1	0	0	25	0	1	28	8,6	-83
Fall til samme nivå	7	0	7	0	0	1	1	34	0	3	53	10,0	-82
	1	0	1	0	0	0	0	27	1	0	30	9,2	-83
Tråkking på ujevnheter, feiltråkk	1	0	4	0	1	0	0	32	0	4	42	7,9	-82
	0	0	2	0	0	0	0	27	0	0	29	8,9	-83
Fallende gjenstander	0	0	14	0	1	0	6	9	1	1	32	6,0	-82
	0	1	5	1	3	0	3	9	3	0	25	7,7	-83
Annen kontakt med gjenstander i ro	1	0	5	0	3	0	3	21	0	0	33	6,3	-82
	0	0	5	0	2	2	0	19	1	2	31	9,5	-83
Håndteringsulykke	0	0	31	2	3	2	30	7	2	0	77	14,6	-82
	0	0	9	0	2	0	27	9	1	1	49	15,0	-83
Kontakt med kjemisk/fysiske forbindelser	21	2	1	0	0	0	0	0	0	0	24	4,5	-82
	14	6	0	0	0	0	0	0	0	0	20	6,1	-83
Overbelastning av kroppsdel	1	0	23	0	0	0	3	7	4	1	39	7,4	-82
	1	0	8	0	3	0	1	9	0	4	26	8,0	-83
Splinter, sprut	1	0	3	1	0	0	26	0	0	8	39	7,4	-82
	0	2	4	0	1	0	7	0	1	5	20	6,1	-83
Elektrisk strøm	0	0	0	5	0	0	0	0	0	0	5	1,0	-82
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-83
Ekstreme temperaturer	2	4	1	0	0	0	3	0	0	0	10	1,9	-82
	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0,3	-83
Fall i sjøen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-82
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-83
Annet	0	0	1	0	0	0	0	2	1	4	8	1,5	-82
	1	0	0	0	1	0	1	0	0	0	3	0,9	-83
Totalt	45	11	111	8	13	13	88	173	39	28	529		-82
	17	15	44	1	21	9	43	143	20	14	327		-83
%	8,5	2,1	21,0	1,5	2,5	2,5	16,6	32,7	7,4	5,3		100	-82
	5,2	4,6	13,3	0,5	6,4	2,8	13,1	43,7	6,1	4,3		100	-83

TAB 3.f
Arbeidsulykker 1979-83. Produksjonsanlegg mv. Skadehendelse/yrke.
Occupational accidents 1979-83. Production installations. Accidental events/Occupation.

Yrke	Administrasjon	Boredragsarbeider	Borer	Elektriker	Forpleining	Hjelperearbeider	Instrumenttekniker	Kranfører	Maler/Sandblaser	Mekaniker/Motormann	Operatør	Platearbeider/Isolator	Rørlegger	Service-tekniker	Stillas-bygger	Sveiser	Tårnmann	Uspestisert	Totalt	%	Ar
Skadehendelse																					1979
Annen kontakt med gjenstander, maskindel i bevegelse	12	114	11	13	13	138	8	7	6	32	6	11	23	11	25	13	51	4	498	21,7	-83
Brann	0	0	0	1	0	5	0	0	0	2	0	1	2	0	0	1	0	0	12	0,5	-83
Eksplisjon o l																					1979
Fall til lavere nivå	8	12	7	18	3	41	6	2	15	16	4	9	23	6	14	15	9	0	208	9,1	-83
Fall til samme nivå	10	13	1	23	11	37	9	5	10	14	13	14	25	10	20	18	6	3	242	10,5	-83
Tråkking på ujevnheter, feittråkk	10	8	0	28	5	32	6	3	7	10	6	9	20	7	12	21	8	1	193	8,4	-83
Fallende gjenstander	5	8	3	4	0	23	2	0	1	5	1	9	10	4	9	5	0	0	89	3,9	-83
Annen kontakt med gjenstander i ro	1	9	1	10	10	26	8	0	7	14	1	18	12	3	15	12	4	6	157	6,8	-83
Håndteringsulykke	2	34	5	24	14	65	10	4	13	43	14	25	48	7	16	30	17	1	372	16,2	-83
Kontakt med kjemisk/fysikalske forbindelser	0	7	0	5	3	26	2	1	32	8	8	5	7	7	2	5	3	0	121	5,3	-83
Overbelastning av kroppen	3	13	0	13	6	35	1	3	9	14	6	4	26	2	17	8	12	0	172	7,5	-83
Splinter, sprut	3	5	2	2	0	16	1	1	5	10	3	14	34	3	2	44	1	1	147	6,4	-83
Elektrisk strøm	0	0	0	14	0	1	1	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	18	0,8	-83
Ekstreme temperaturer	0	0	0	1	7	1	0	0	0	3	3	2	4	1	0	2	0	0	24	1,1	-83
Fall i sjøen	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	<0,1	-83
Annet	4	4	0	4	2	6	1	2	2	3	2	4	6	0	1	3	0	0	42	1,8	-83
Totalt	58	227	30	160	74	452	55	28	108	175	67	126	240	61	133	177	111	16	2 298		1979
%	2,5	9,9	1,3	7,0	3,2	19,7	2,4	1,2	4,7	7,6	2,9	5,5	10,4	2,7	5,8	7,7	4,8	0,7	100		-83

4 Petroleumsøkonomi

4.1 KOSTNADER FORBUNDET MED AKTIVITETEN PÅ NORSK KONTINENTALSOKKEL

Investeringer i feltutvikling og produksjonsboring

Oljedirektoratet har for perioden 1970-83 beregnet årlige kostnader forbundet med utvikling av felt inkludert produksjonsboring. Kostnadene gjelder utbygde felt, felt under utbygging og felt med godkjente utbyggingsplaner pr 31.12.83. Det er i tillegg utarbeidet estimater for de samme størrelser for årene fram til år 2000. Tallene bygger på operatørens 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):

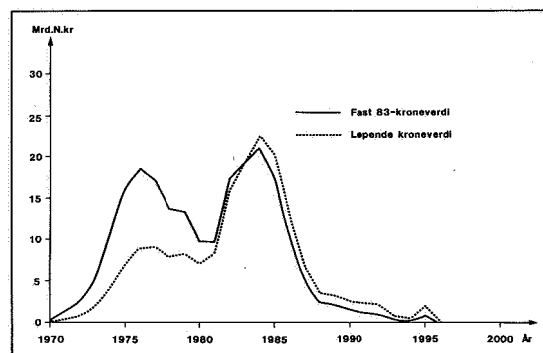
- Ekofisk-området (inkl 5 felt og Tor, Albuskjell, Norpipe-rørledning og vanninjeksjonsprosjektet)
- Valhall
- Ula
- Frigg (inkl rørledn) (60,82 %)
- Nord-Øst Frigg
- Odin
- Staffjord (84,09 %)
- Murchison (25,06 %)
- Heimdal
- Gullfaks Fase 1
- Statpipe

Alle tall er i norske kroner. Figur 4.1.a viser totale kostnader for utbygging av felt inkludert produksjonsboring framstilt i løpende kroneverdi og fast 1983-kroneverdi. Grunnen til årene fra 1970-83 er framstilt i fast 1983-kroneverdi, er et ønske om å vise aktivitetsnivået i hele perioden med sammenlignbare tall. Nasjonalregnskapets prisindeks for investeringer i oljevirkosomheten er benyttet.

I 1983 er det totalt investert ca 19,5 mrd kroner i feltutvikling inkl produksjonsboring og bygging av rørledninger. Investeringsnivået vil nå en topp i 1984 for deretter å avta raskt. Investeringsnivået i 1984 er spesielt høyt grunnet stor aktivitet i utbygging av Gullfaks Fase 1 og Statpipe.

FIG 4.1.a
Investeringer i feltutbygging og produksjonsboring i perioden 1970 – 1996 i løpende kroneverdi og fast 1983-kroneverdi.

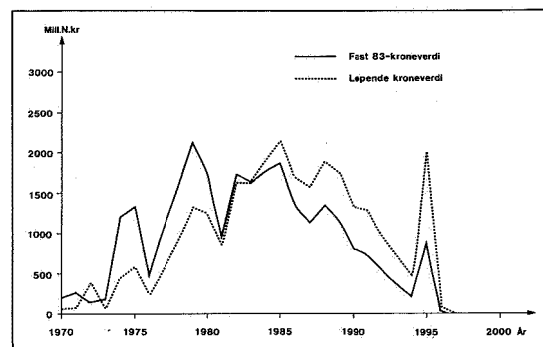
Field investments and production drilling costs 1970 – 1996. Nominal value and real 1983 value.



Figuren viser totale investeringer inklusive produksjonsboring for utbygde felt besluttet utbygd pr. 31.12.83.

FIG 4.1.b
Kostnader for produksjonsboring 1970 – 1996 i løpende kroneverdi og fast 1983-kroneverdi

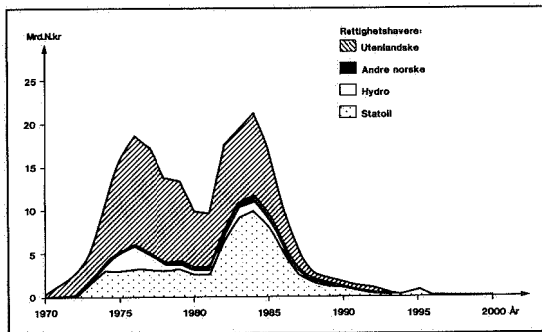
Production drilling costs 1970 – 1996. Nominal value and real 1983 value.



Totalt kostnader for produksjonsboring for utbygde felt og felt som er besluttet utbygd pr 31.12.83.

FIG 4.1.c
Norske selskapers andel av totale feltinvesteringer og produksjonsboring for perioden 1970 – 2000. Fast 1983-kroneverdi.

Norwegian companies' share of field investments and production drilling costs 1970 – 2000. Real 1983 value.



Figuren viser norske selskapers andel av totale feltinvesteringer inkl produksjonsboring for utbygde felt og felt besluttet utbygd pr 31.12.83.

Norske selskapers andel av totale feltinvesteringer inkludert produksjonsboring og rørledningsprosjekter. Figur 4.1.c viser de norske selskapers andel av de totale investeringer i utbygde felt, felt under utbygging og felt besluttet utbygd pr 31.12.83. De norske selskapers andel var i 1983 ca 56 %, Statoils andel i 1983 var ca 47 %.

Driftskostnader

De totale kostnader til drift og vedlikehold av felt inkludert utgifter til transport og terminalkostnader beløp seg til ca 9,5 mrd kroner i 1983.

FIG 4.1.d
Totale driftskostnader. Løpende kroneverdi og fast 1983-kroneverdi.

Total operating cost. Nominal value and real 1983 value.

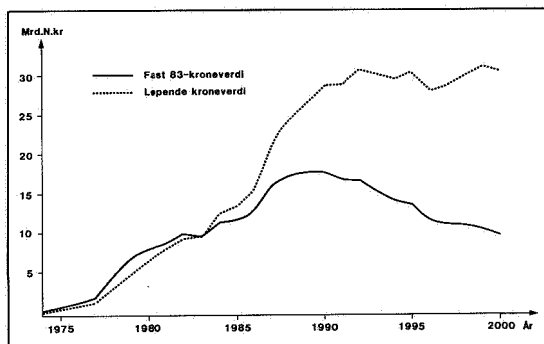
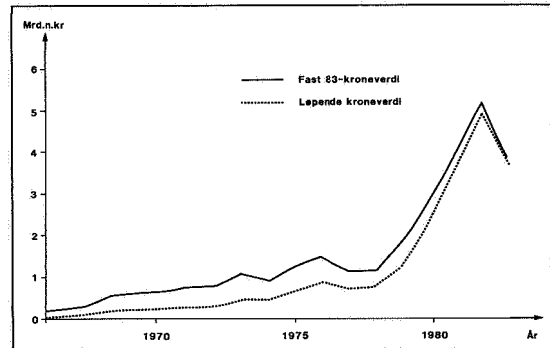


Fig 4.1.d viser de årlige driftskostnader for utbygde felt, felt under utbygging og felt besluttet utbygd pr 31.12.83, i løpende kroneverdi og fast 1983-kroneverdi. Tallmaterialet bygger på operatørens rapportering. Tall fra 1984 er estimerte tall. For omregning til fast 1983-kroneverdi for tall fra 1974 – 1982 er engrosprisindeksen benyttet.

FIG 4.2.a
Årlige leteboringsutgifter. Løpende kroneverdi og fast 1983-kroneverdi.

Annual expenditures on exploration drilling. Nominal value and real 1983 value.



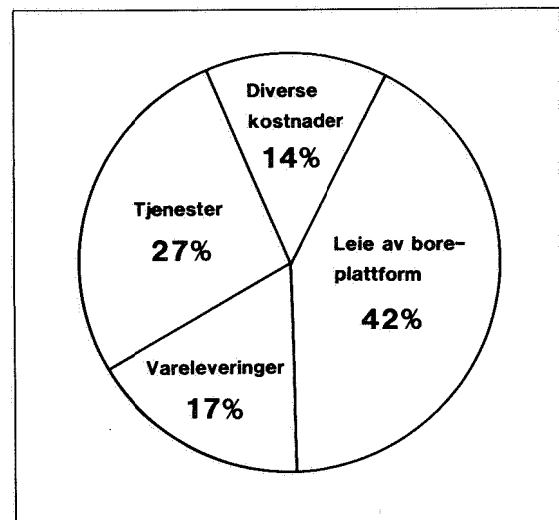
4.2 LETEBORING, VARE- OG TJENESTELEVERANSER

Leteboringsmarkedet har siden starten i 1966 økt betraktelig både i volum og verdi. Fig 2.2.2.a viser antallet påbegynte boringer pr år i perioden 1966 – 1983. I fig 4.2.a er den verdimessige utvikling av markedet framstilt i både løpende kroneverdi og fast 83-kroneverdi. I 1966 medgikk det varer og tjenester for 65 mill kroner. 10 år senere utgjorde leveransene 860 mill kroner for så å nå en foreløpig topp i 1982 på ca 4,9 mrd kroner (løpende kroneverdi). I 1983 er leveransene anslått til ca 3 700 mill kroner i løpende kroneverdi.

Fig 4.2.b viser hvordan de 3,7 mrd kroner grovt kan fordeles på en del vare- og tjenestegrupper. I tab 4.2 er vist en videre nedbryting på vare- og tjenestekategorier innen hovedgruppene.

FIG 4.2.b
Utgifter til leteboring i 1983 fordelt på vare- og tjenestegrupper.

Exploration expenditures in 1983 per main cost categories.



TAB 4.2

Leveranser til leteboring 1983

Deliveries of goods and services in 1983 to the exploration drilling market

Kategori		Mill kr	Prosent- andel
Leie av boreplattform		1 530	42
Vareleveranser		635	17
Rør	189		
Boreslam	119		
Sement/kjemikalier	49		
Drivstoff/smøreolje	143		
Borekroner/verktøy	62		
Diverse vareleveranser	73		
Tjenester		1 005	27
Forsyningskip/standbyfartøy	309		
Helikoptertransport	126		
Kommunikasjon/navigasjon/værtjeneste	17		
Logging	241		
Testing	133		
Kjernerprøver	14		
Ingeniørstudier	49		
Diverse tjenester	116		
Diverse kostnader	91	530	14
Modifikasjon plattformer		530	14
Vedlikehold/reparasjon	42		
Assuranse	12		
Basekostnader	88		
Administrasjon, etc	183		
Diverse kostnader	114		
		3 700	100

Det kan synes som om diverse-posten i hovedgruppen er stor. Det har vist seg vanskelig å spesifisere nøyaktig innholdet i denne posten. Det kan nevnes at en forholdsvis stor andel av diverse tjenester er brønnhoder og dykketjenester.

Tallene som er framstilt, er basert på innrapporterte data fra oljeselskapene og gjenspeiler kostnadene for alle brønner som er påbegynt i 1983. For borer påbegynt i slutten av året, er totalkostnaden og kostnadsfordelingen beregnet av Oljedirektoratet.

Det bør påpekes at ovennevnte tall inneholder en del usikkerhetsmomenter. De skulle likevel gi et godt inntrykk av nivået på de enkelte vare- og tjenestekategorier i forhold til totalkostnadene.

4.3 PRODUKSJONSAVGIFT

Produksjonsavgiften blir beregnet på grunnlag av verdien av produserte petroleumsmengder. I 1983 utgjorde produksjonsavgiften ca 25 % av de totale skatter og avgifter fra petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel.

Oljedirektoratet er tillagt ansvaret med å innkreve produksjonsavgift.

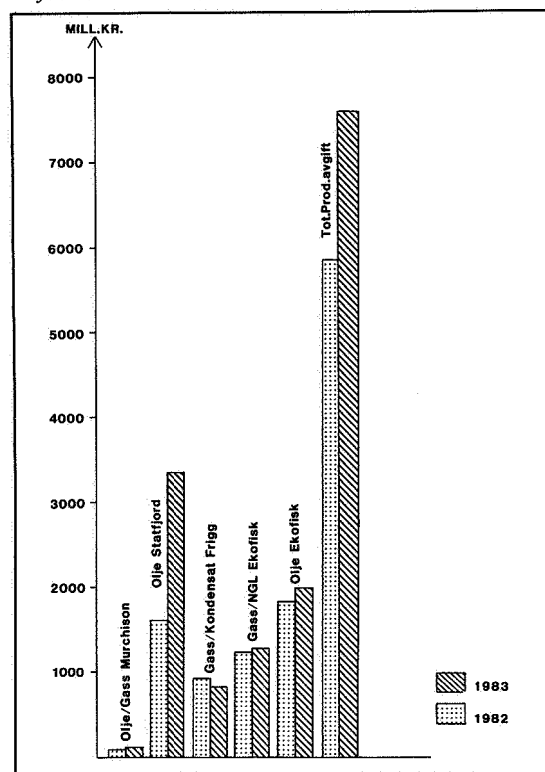
Fortolkning og praktisering av de gjeldende lover og regler i forbindelse med beregning av produksjonsavgift innbefatter såvel juridiske, økonomiske som måletekniske problemstillinger.

De første bestemmelsene på dette området ble gitt ved kgl res av 9.4.65. Av de feltene som er i produksjon i dag er utvinningstillatelsene til Ekofisk, Frigg, NØ-Frigg 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.

FIG 4.3.1.a

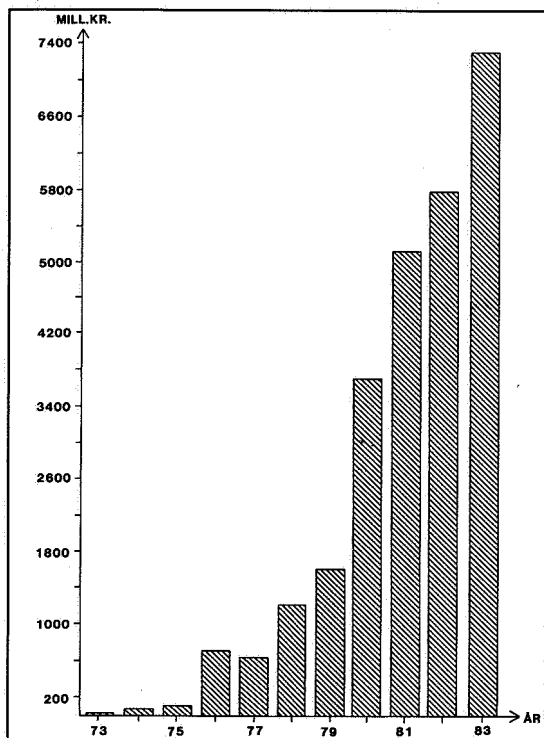
Innbetalt produksjonsavgift 1982-1983

Royalties 1982-1983



Figur 4.3.1.a viser de totale produksjonsavgifter i 1982 og 1983 i søyleform.

FIG 4.3.1.b
Innbetalt produksjonsavgift 1973-1983
 Royalties 1973-1983



Figur 4.3.1.b viser innbetalt produksjonsavgift fra 1973-1983.

4.3.1 Total produksjonsavgift

Det er i 1983 innbetalt kr 7 663 945 116,- i produksjonsavgift.

Tabell 4.3.1 viser den innbetalte produksjonsavgift i 1982 og 1983 fordelt på ulike petroleumprodukt.

4.3.2 Produksjonsavgift olje

Oljedirektoratet har i 1983 mottatt kr 5 484 196 548,- i produksjonsavgift for olje fra Ekofisk, Staffjord og Murchison.

Avregning for råolje i 1983 har foregått etter normpris. Produksjonsavgiften er blitt innbetalt kvartalsvis som vist i tab 4.3.2.

TAB 4.3.1

Innbetalt produksjonsavgift i kroner i 1982 og 1983
 Royalties 1982 and 1983

	1982	1983
Olje Ekofisk/Valhall	1 865 906 281	2 008 357 221
Olje Staffjord	1 572 124 252	3 311 772 676
Produksjonsbonus (Staffjord)	25 000 000	50 000 000
Olje Murchison	97 479 895	114 066 651
Gass Murchison		603 722
Gass Ekofisk	1 174 163 613	1 182 976 611
Gass Frigg	945 373 212	861 972 454
Gass Valhall		2 542 466
NGL Ekofisk/Valhall	70 993 200	118 394 171
Kondensat Frigg	5 831 606	6 929 175
LPG og NGL Murchison	216 965	6 329 969
	5 757 089 024	7 663 945 116

4.3.3 Produksjonsavgift gass

Oljedirektoratet har i 1983 mottatt kr 2 048 095 253,- i produksjonsavgift for gass. Tabell 4.3.3 viser innbetalingen av produksjonsavgift fordelt på selskap/gruppe og kvartal.

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

Innbetalingen fra Methanor er oppgjør for den del av produksjonsavgiften som er blitt tatt ut i form av utvunnet petroleum. Methanor har foruten ovenstående kvartalsinnbetalinger innbetalt kr 11 743 318,- til dekning av oppgjøret for 4. kv. 1983.

Det refunderte beløp på ca 5,7 mill kr er betaling til PPCoN for dekning av kostnader på Ekofisk som er påløpt den delen av statens produksjonsavgift som er tatt ut i form av utvunnet petroleum.

Opgjøret for beregning av produksjonsavgift fra Friggområdet for Petronord-gruppen har i perioden 1977 - 1983 blitt avregnet etter foreløpige retningslinjer. Det er imidlertid kommet til enighet mellom norsk Frigg-gruppe og myndighetene om en fordeling mellom fradragbare og ikke fradragbare installasjoner i avgiftsregnskapet for Frigg-feltet i henhold til «Ekofisk-modellen» som har dannet grunnlaget for 1965 konsesjonene.

Gasstransport fra Murchison startet 15.7.83. Tørrgassen blir tatt ut i St.Fergus og solgt til British Gas Corporation.

I henhold til kgl res av 1972 skal produksjonsavgift for propan og butan fra Murchison som ilandføres sammen med olje beregnes etter samme avgiftssats som for Murchison olje, dvs 8 %.

NGL som ilandføres sammen med gassen skal beregnes etter en avgiftssats på 12,5 %. NGL som transporteres sammen med gassen til St.Fergus blir foreløpig solgt til Shell/Esso ved Peterhead Power Station og til British Petroleum Gas i Cruden Bay. Når anlegget i Mossmorran er ferdig (ca august -84) vil NGL'en bli sendt dit for behandling og lagring. Skipningene av NGL vil gå fra Brayfoot Bay.

4.3.4 Produksjonsavgift NGL

Det er i 1983 innbetalt kr 131 653 315,- i produksjonsavgift for NGL. Tabell 4.3.4 viser innbetalingen av produksjonsavgift fordelt på selskap/gruppe og kvartal.

TAB 4.3.2
Innbetalt produksjonsavgift for olje
Royalties on oil production

	Ekofisk/ Valhall	Statfjord	Murchison
Foreløpig oppgjør 4. kv. 1982	418 343 094	528 736 301	19 020 466
Prisjustering 3. og 4. kv. 1982	142 137 543	148 025 097	7 214 800
Foreløpig oppgjør 1. kv. 1983	441 657 172	876 397 197	27 271 441
Foreløpig oppgjør 2. kv. 1983	623 141 332	1 051 269 485	39 723 994
Prisjustering 1. og 2. kv. 1983	(114 201 217)	(210 047 585)	(6 308 531)
Foreløpig oppgjør 3. kv. 1983	497 279 297	917 392 181	27 144 481
	2 008 357 221	3 311 772 676	114 066 651

TAB 4.3.3
Innbetalt produksjonsavgift gass
Royalties on gas production

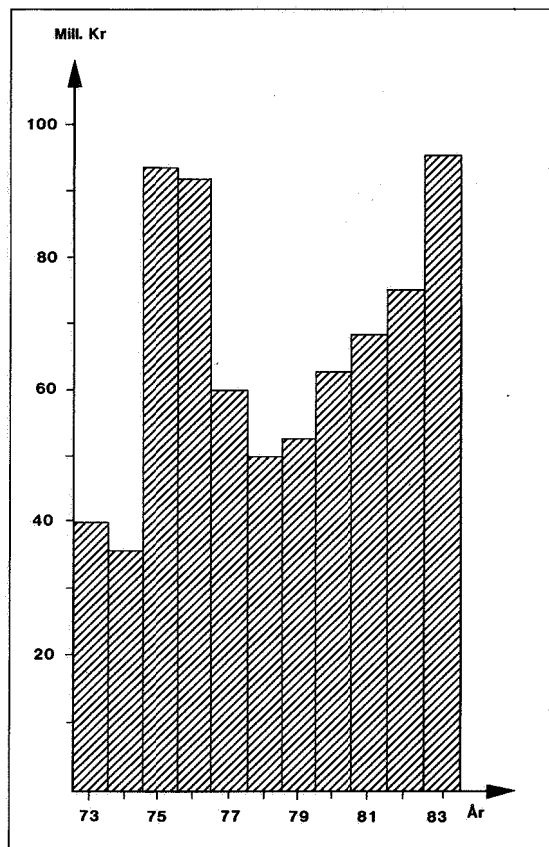
	4. kv 82	1. kv 83	2. kv 83	3. kv 83	Totalt
EKOFISK-OMRÅDET					
Phillipsgr.	116 443 546	275 515 727	232 505 718	247 340 453	871 805 444
- refundert					
Olje- direktoratet	1 889 716	1 322 168	1 512 834	601 553	5 326 271
Nto PPCO	114 553 830	274 193 559	230 992 884	246 738 900	866 479 173
Dyno/ Methanor	108 905 732	50 537 112	48 296 687	23 115 732	230 855 263
Shell	14 012 043	17 036 608	15 275 747	13 854 625	60 179 023
Amoco/Noco	6 346 887	4 410 768	3 433 204	(78 989)	14 111 870
- refundert					
Olje- direktoratet	—	—	—	392 036	392 036
Nto Amoco/ Noco	6 346 887	4 410 768	3 433 204	(471 025)	13 719 834
Sum Ekofisk	243 818 492	346 178 047	297 998 522	283 238 232	1 171 233 293
FRIGG-OMRÅDET					
Petronordgr- (NØF)	12 510 597	10 716 455	8 765 735	4 908 438	36 901 225
Petronordgr- (Frigg)	245 127 187	258 751 256	187 810 202	116 297 610	807 986 255
Tot. Petro- nordgr	257 637 784	269 467 711	196 575 937	121 206 048	844 887 480
Esso Expl.	5 187 384	5 631 130	3 898 680	2 367 780	17 084 974
Sum Frigg	262 825 168	275 098 841	200 474 617	123 573 828	861 972 454
VALHALL					
Amoco/Noco				2 542 466	2 542 466
MURCHISON					
Stat/Mobil				603 722	603 722
Sum alle felt	506 643 660	621 276 888	498 473 139	409 958 248	2 036 351 935

TAB 4.3.4
Innbetalt produksjonsavgift NGL
Royalties on NGL production

	4. kv 82	1. kv 83	2. kv 83	3. kv 83	Totalt
EKOFISK-OMRÅDET					
Amoco/Noco-gr	750 721	290 355	969 423	613 571	2 624 070
Shell	698 936	2 108 985	1 845 219	827 874	5 481 014
Phillips-gr	23 526 056	25 064 359	33 140 701	28 602 674	110 333 799
Sum					
Ekofisk	24 975 722	27 463 699	35 977 343	30 044 119	118 438 883
MURCHISON					
LPG (Sullom Voe)					
Stat/Mobil-gr	255 904	2 433 630	2 777 710	691 115	6 158 359
NGL (St Fergus)				171 610	171 610
Stat/Mobil-gr					
Sum					
Murchison	255 904	2 433 630	2 777 710	862 725	6 329 969
FRIGG-OMRÅDET					
Petronord-gr	2 304 272	2 121 170	1 565 382	938 351	6 929 175
VALHALL					
Amoco/Noco-gr	—	30 713	330 476	(405 901)	(44 712)
Sum					
alle felt	27 535 898	32 049 212	40 628 911	31 439 294	131 653 315

Innbetalt produksjonsavgift for NGL utgjør i underkant av 2 % av totalt innbetalt produksjonsavgift.

FIG 4.4
Innbetalt arealavgift 1973-83.
Area fees 1973-83.



Figur 4.4 viser innbetalt arealavgift 1973 – 1983.

4.4 Arealavgift på konsesjonsområder

Oljedirektoratet har i løpet av 1983 innkassert kr 94 913 508,- i arealavgift. Beløpet fordeler seg på konsesjoner som følger:

Konsesjoner meddelt i 1965:	kr 55 184 578,-
Konsesjoner meddelt i 1969:	kr 24 150 000,-
Konsesjoner meddelt i 1971:	kr 1 703 000,-
Konsesjoner meddelt i 1973:	kr 2 423 600,-
Konsesjoner meddelt i 1975:	kr 3 183 282,-
Konsesjoner meddelt i 1976:	kr 5 021 705,-
Konsesjoner meddelt i 1977:	kr 1 170 473,-
Konsesjoner meddelt i 1982:	kr 936 000,-
Konsesjoner meddelt i 1983:	kr 1 140 870,-
	<u>kr 94 913 508,-</u>

Oljedirektoratet har refundert kr 20 281 248,- i arealavgift pr 10.11.83. Dette representerer den fradragsberettigede andelen av arealavgiften for utvinningstillatelsene 006, 018 og 037 i perioden 1.10.82 – 1.11.83.

4.5 PETROLEUMSMARKEDER

4.5.1 Oljemarkedet

Prisen på olje fra norsk sokkel bestemmes av tilbuds- og etterspørselsforholdene i markedene for råolje. Som følge av overgang til andre energiformer, energiøkonomisering, lavere økonomisk aktivitet og lagerendringer, har forbruket og dermed etterspørselen etter råolje gått ned de siste årene. Etter en sammenhengende periode med prisøkning på råolje fra 1973, har markedsutviklingen fra 1980 til 1983 gitt en relativt sterk prisnedgang på råolje.

FIG 4.5.1.a
Prisutvikling for norsk olje.
Development of oil price.

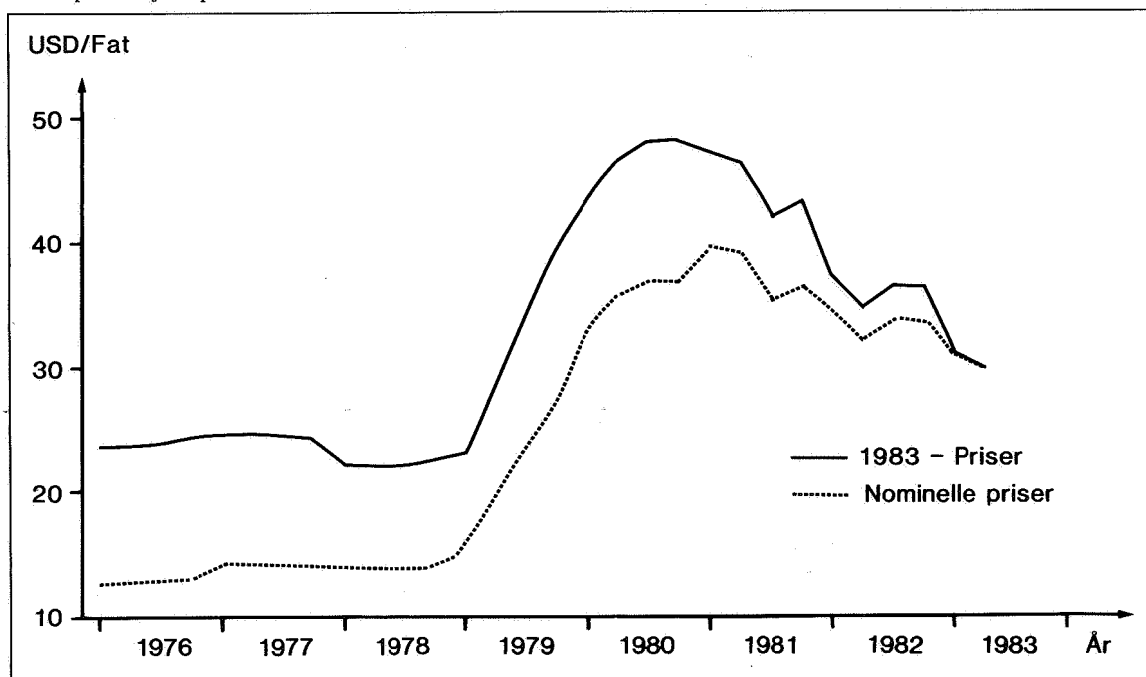


Fig 4.5.1.a viser prisutviklingen for olje fra norsk sokkel fra 1976 til 1983 nominelt og reelt. Målt i 1983-priser nådde realprisen på olje fra norsk sokkel en foreløpig topp i 4. kvartal 1980, da prisen kom opp i over 48 USD/fat. Fra dette tidspunkt til 2. kvartal 1983 har realprisen på norsk olje sunket med omlag 37 %. En må helt tilbake til 1979 for å finne en lavere realpris på råolje målt i dollar. En vesentlig del av denne realprisnedgangen skyldes imidlertid en økning i valutakursen for dollar. Tilsvarende realprisnedgang på råolje målt i kroner var på omlag 8 %.

Den svake etterspørselsutviklingen de 3 siste årene fortsatte inn i 1983. På grunn av en mild vinter i 82/83 uteble det oppsvinget i oljemarkedet som tradisjonelt finner sted i forbindelse med vintersesongen hvert år. Sammen med OPECs problemer med å komme fram til en felles pris- og produksjonspolitik, som skapte forventninger om prisfall, førte dette til en ytterligere nedgang i oljeetterspørselen i 1. kvartal 1983. Disse forhold førte til at OPEC ved inngangen til 1983 hadde en kapasitetsutnyttelse på bare 51 %. I løpet av første kvartal falt OPECs produksjon ytterligere slik at produksjonen i februar var nede i under 15 mill fat pr dag, hvilket representerer en kapasitetsutnyttelse på omlag 45 %. Den lave etterspørsel, som var forårsaket av prisforventninger, gav et ytterligere prispress nedover i markedet. Dette illustreres ved at spotprisen på råolje fra Ekofisk falt fra 31.56 USD/fat i januar til 28.75 USD/fat i mars.

Ved OPECs forhandlinger i mars 1983 kom en fram til enighet om et produksjonstak på 17,5 mill fat pr dag, som representerte en kapasitetsutnyttelse på omlag 53 %, og en referansepris for råolje på 29 USD/fat. Denne prisen,

som er hele 5 dollar lavere enn referanseprisen ved inngangen til året, har vært holdt uendret siden april.

Prisen i spotmarkedet har gjennom det siste året fått større utsagnskraft som mål på oljens markedsverdi. Dette skyldes at en stadig større andel av oljeselskapenes råoljebehov dekkes ved kjøp i disse markedene. Det er anslått at 30 – 40 % av de store internasjonale oljeselskapenes råoljebehov nå dekkes ved kjøp i spotmarkedene.

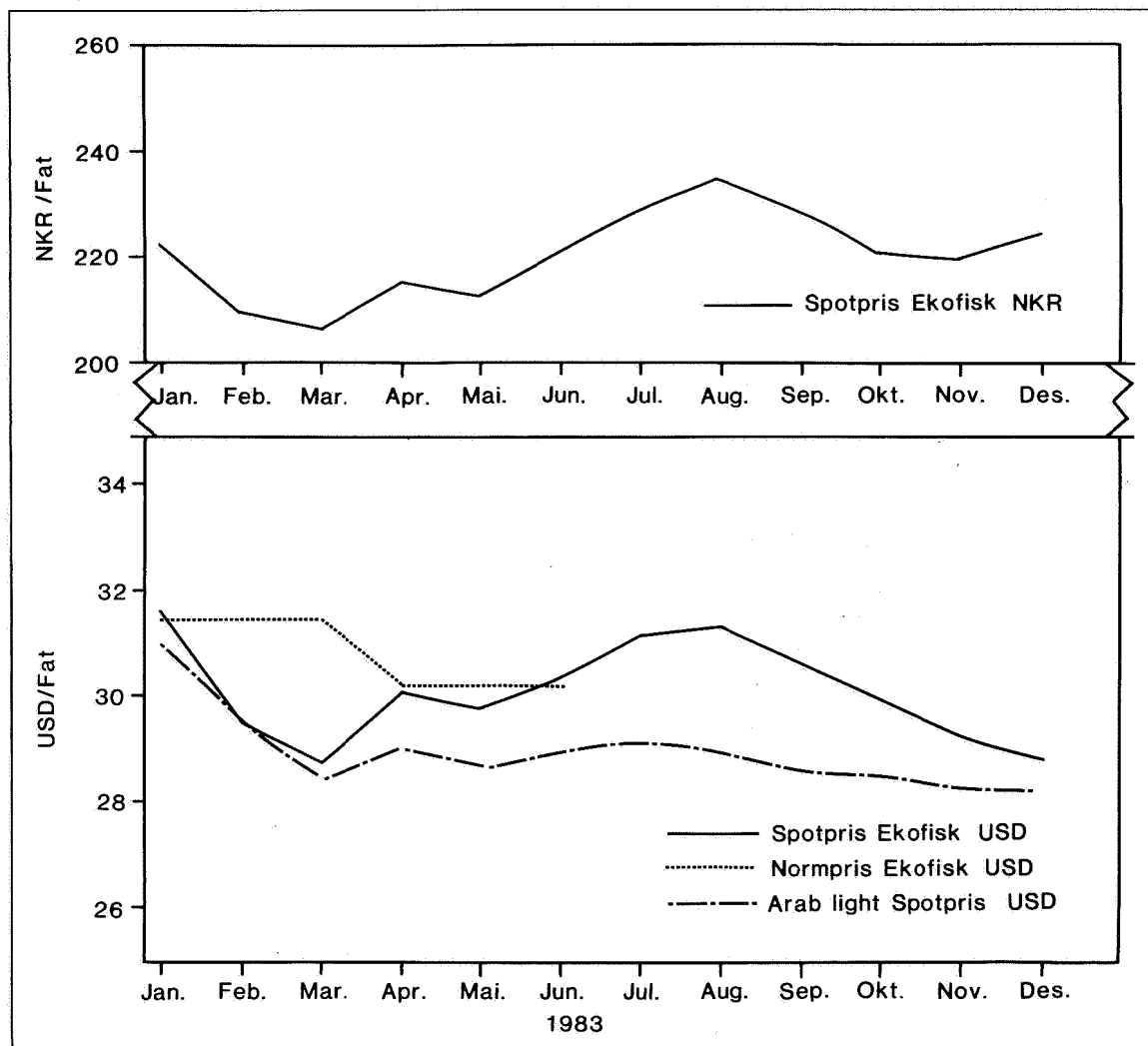
Prisnedgangen i første kvartal ble etter OPECs møte i mars fulgt av en prisøkning i spotmarkedet som nådde en topp i august med en pris på Ekofisk-oljen på USD 31.31 pr fat. I samme periode økte OPECs produksjon fra 15.2 til 18.9 mill fat pr dag.

Produksjonsøkningen i OPEC, som fortsatte i september med en produksjon på mer enn 19 mill fat pr dag, sammen med stabil oljeproduksjon i øvrige produsentland, gav et prispress nedover i markedet som fortsatte gjennom hele 4. kvartal 1983. Dette bragte spotprisene nedover slik at spotprisen på Ekofisk-olje i desember var på 28.85 USD/fat. Dette er omlag 10 % lavere målt i dollar enn i desember 1982. En må imidlertid være oppmerksom på at det gjennom 1983, og særlig i siste kvartal, skjedde en vesentlig økning i dollarkursen målt i de fleste lands valutaer, slik at oljeprisen målt i andre valutaer enn dollar ikke har gått så mye ned som fallet i spotprisen målt i dollar skulle tilsi. Målt i norske kroner hadde spotprisen på Ekofisk-olje en oppgang i siste kvartal, og spotprisen for Ekofisk-olje var ved inngangen til 1983 omlag den samme som gjennomsnittsprisen i desember. Dersom 1983 betraktes under ett, kan det sies at det gjennom året skjedde en realprisnedgang på olje målt i norske kroner som tilsvarer inflasjonen.

FIG 4.5.1.b

Prisutvikling for råolje for norsk sokkel – normpris og gjennomsnittlig spotpris.

Development of oil price from Norwegian Shelf – norm price and average spot price.



Figur 4.5.1.b illustrerer utviklingen for spot- og normpris for olje fra norsk sokkel i 1983 målt i kroner og US dollar. Til sammenligning har en også presentert prisutviklingen i spotmarkedet for Arab Light, en råolje som i kraft av sin store markedsandel, kan sies å representere en indikator på utviklingen i råoljemarkedene. I fig 4.5.1.c er det gitt en illustrasjon på kapasitetsutnyttelsen innen OPEC innenfor det samme tidsrommet.

Prisutviklingen gjennom året, sammenlignet med OPECs produksjon viser at prisstabiliteten fortsatt er følsom overfor endringer i tilbudet. Selv begrensede økninger i tilbud kvanta gir utslag i prisene, og det synes fortsatt å eksistere et prispress nedover i markedet. Et begynnende oppsving i den økonomiske aktiviteten i USA og senere i Vest-Europa synes ennå ikke å ha slått ut i oljemarkedet i form av prisøkninger. Enkelte observatører er imidlertid av den oppfatning at bunnen synes å være nådd i 2. halvår 1983.

De totale skipninger av råolje fra Ekofisk (via Teesside), Statfjord og Murchison (via Sullum Voe), var 29,2 mill tonn i 1983, jf fig 4.5.1.d. Dette representerer en økning på 26,8 % i forhold til foregående år. Av disse skipningene gikk omlag 20 % til raffinerier i Norge. I 1982 var USA største avtakerland for norsk olje. I 1983 hadde Storbritannia overtatt som største avtakerland.

Statoil var den av rettighetshaverne på norsk sokkel som solgte det største kvantum råolje.

4.5.2 GASSMARKEDET

Markedet for norsk tørrgass er i dag begrenset til Storbritannia og Kontinentet med kjøperlandene Vest-Tyskland, Nederland, Belgia og Frankrike. Total gasseksport i 1983 var, som vist i figur 4.5.1.d, 24,4 mrd Sm³. Dette er omlag samme eksportvolum som i 1982. 11,6 mrd Sm³ ble eksportert til Storbritannia og 12,8 mrd Sm³ til Kontinentet.

FIG 4.5.1.c
OPEC's kapasitetsutnyttelse i 1983.
Utilization of capacity within OPEC in 1983.

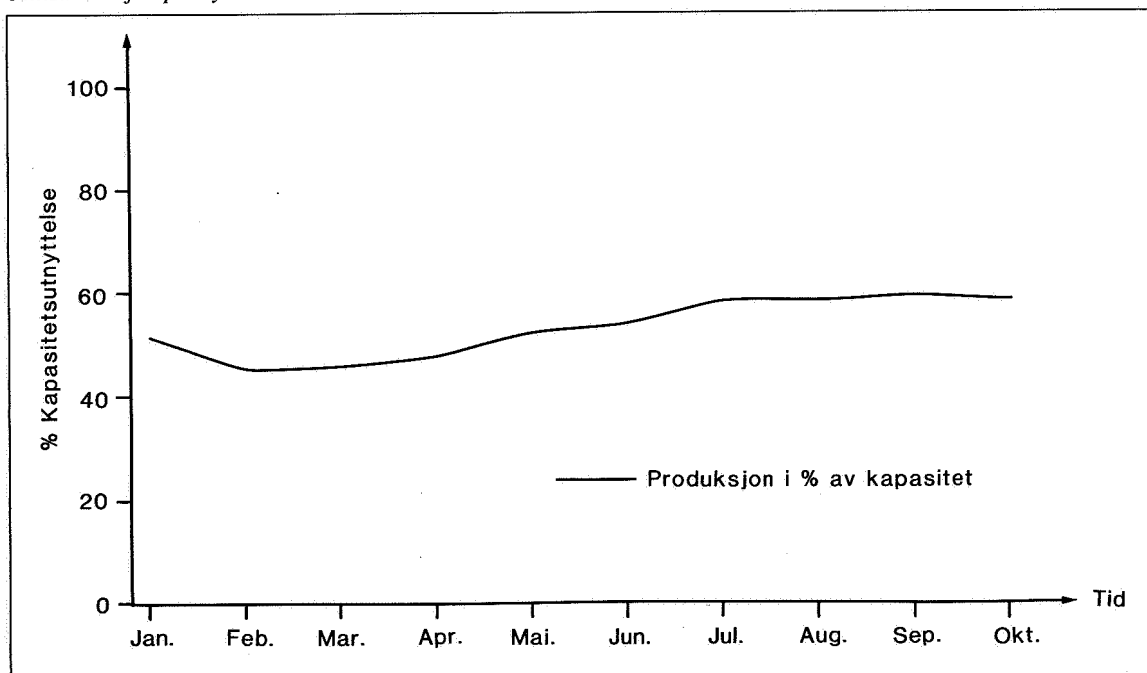


FIG 4.5.1.d
Salg av norsk råolje og gass fordelt pr land.
Sales quantities of oil and gas as per country.

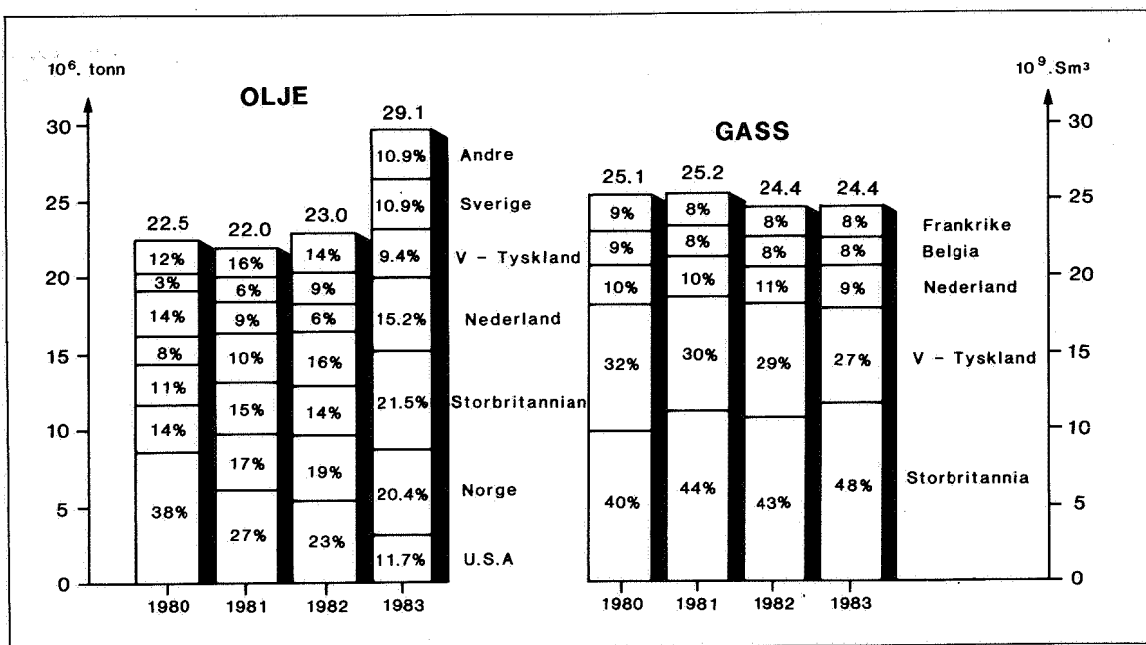


FIG 4.5.1.e
Solgt råolje pr rettighetshaver og produksjonsavgift i 1983.
Sales quantities of oil as per licensee and royalty in 1983.

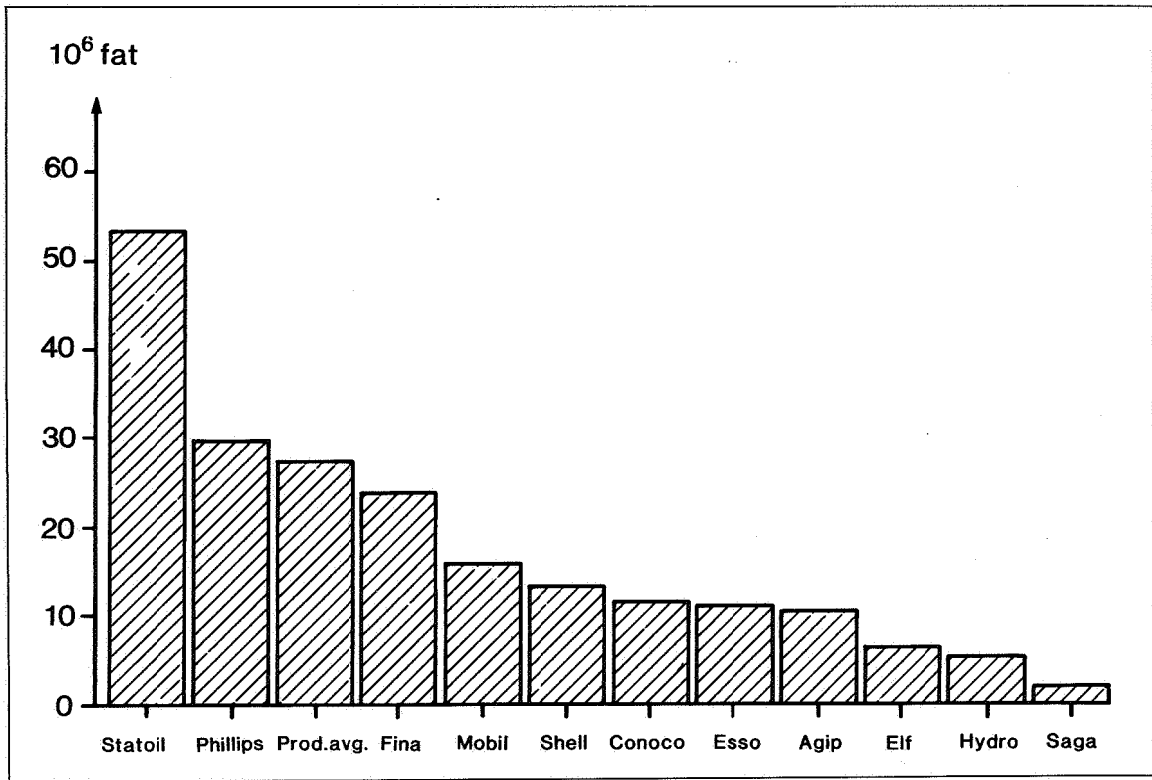
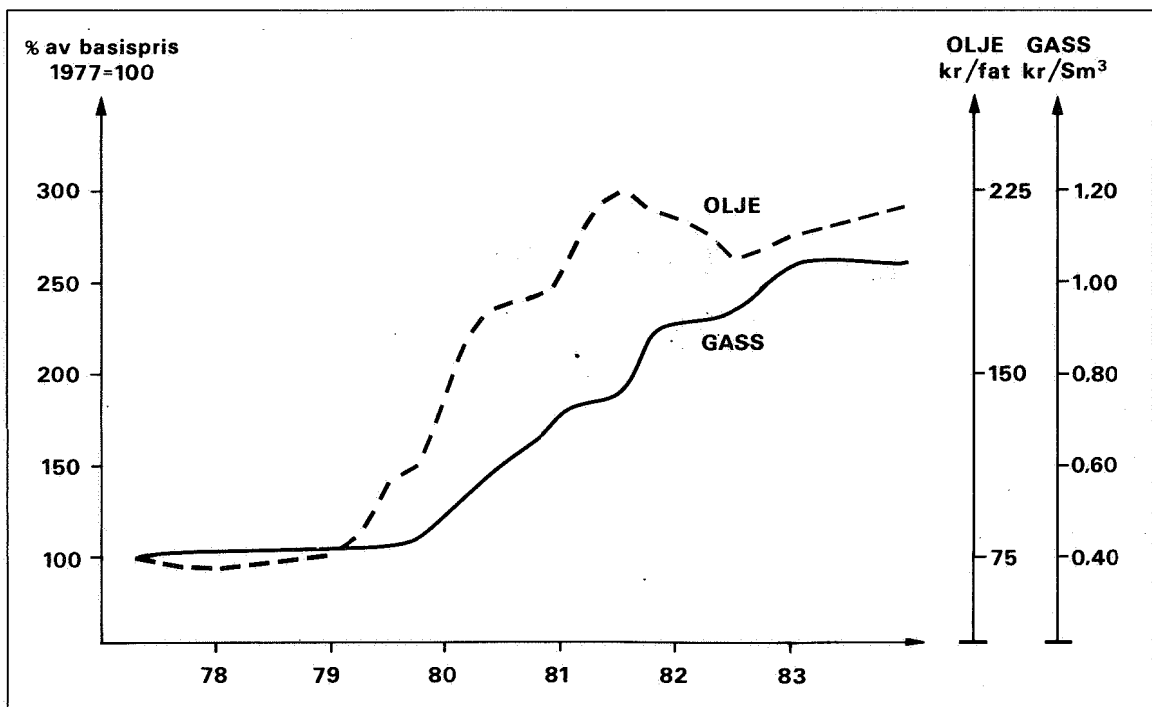


FIG 4.5.2.a
Gjennomsnittlig prisutvikling for norsk gass og forholdet til råolje.
Average sales price on gas compared to crude oil.



Gassleveransene fra Ekofisk-området og Frigg går i henhold til avtalte langtidskontrakter over feltenes levetid. De viktigste forhold utover pris i salgskontraktene har med leveringskvantum å gjøre, bl a hvor mye gass kjøperen kan avta om vinteren i forhold til om sommeren.

Det var i 1981 for første gang en nedgang i gassforbruket i Vest-Europa. Nedgangen i forbruket har bl a sammenheng med den lave økonomiske aktivitet i perioden 1980-83 og med at kull og kjernekraft har erstattet gass som brensel i industri og kraftverk. Likeledes har omfattende energisparingstiltak redusert energiforbruket generelt.

Prisen i de hittil inngåtte gasskontrakter blir bestemt av to faktorer, en basis-pris og en eskaleringsformel. Basisprisen bestemmes etter forhandlinger mellom kjøper og selger til et nivå som antas å gjenspeile konkurransesituasjonen i gassmarkedet, samt partenes krav til kapitalavkastning på tidspunkt for kontraktsinngåelsen. Eskaleringsformelen utformes slik at kontraktspris blir knyttet til indekser for bl a prisutviklingen på konkurrerende oljeprodukter, prisutviklingen på råolje, generell inflasjon og valutakursendringer.

Figur 4.5.2.a viser hvordan den gjennomsnittlige kontraktspris for norsk gass har utviklet seg i forhold til markedsprisen for Ekofisk-råolje.

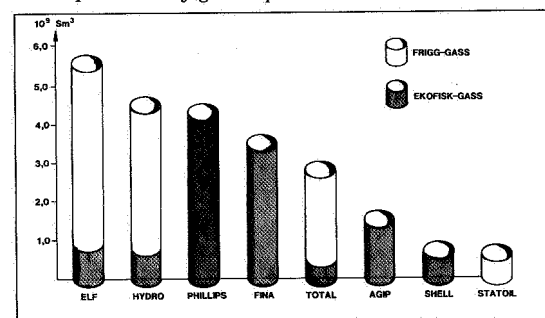
Som figuren viser har det som følge av kontraktsmessige bestemmelser for prisjustering, vært en viss forskyvning i tid mellom prisendring for råolje og eskalering av gassprisen. Grunnen til den ikke-parallele utvikling er videre at gassprisen også er knyttet til andre elementer enn råoljepris.

Det framgår av figuren at gass har hatt en prosentvis lavere prisstigning enn råolje og at gassprisene kan stige selv i perioder med prisnedgang på råolje. Disse forhold indikerer at i perioder med ustabile oljepriser kan gassprisen virke stabiliserende på de totale produksjonsinntekter fra sokkelvirksomheten. Dette er imidlertid avhengig av periodiseringen av svingningene i oljepris, dvs at en nedgang i gassprisen som skjer som følge av nedgang i oljeprisen i en tidligere periode, ikke må komme samtidig med en ny nedgang i oljepris.

Fig 4.5.2.b viser bl a at Elf Aquitaine var den av rettighetshaverne på norsk sokkel som solgte det største kvantum tørrgass i 1983, ca 5,6 mrd Sm³. Norsk Hydro solgte i 1983 ca 4,5 mrd Sm³, hvorav ca 3,7 mrd Sm³ til British Gas Corp og 0,8 mrd Sm³ til den kontinentale kjøpergruppen.

FIG 4.5.2.b
Solgt gass pr rettighetshaver i 1983.

Sales quantities of gas as per licensee in 1983.



5 Framtidig aktivitet

Perspektiver for oljevirkosomheten på kontinentalsockelen

Bakgrunn for perspektivanalysen 1983

Årets analyse er utarbeidet som en videreføring av den perspektivanalysen som ble utgitt i 1982. Det er innarbeidet en del vesentlige endringer som følge av beslutninger som er foretatt, og ny informasjon som er framkommet i løpet av året:

- De mest optimistiske forventninger om gassfunn utenfor Nord-Norge har ikke slått til. Det er følgelig sannsynlig at det vil ta lenger tid å påvise et tilstrekkelig reservegrunnlag for utbygging enn antatt i 82-analysen.
- Reserveforventningene til Troll-feltet er blitt bekreftet ved boring i naboblokkene til 31/2. Analysen bygger på forventede utvinnbare gassreserver i størrelsesorden 1 600 mrd Sm³.
- Salgsforhandlingene for Sleipner-feltet er forsinket i forhold til tidligere planer. I analysen er det forutsatt at en søknad om utbygging skal kunne behandles i vårsesjonen 1984.
- Saga har i blokk 34/4 gjort et oljefunn som sannsynligvis også strekker seg inn i blokk 34/7. Nye leteboringsbrønner har ført til en oppgradering av reserveanslagene i Alfa- og Beta-strukturene i blokk 34/10. Disse endringer i reservebildet for olje har vært sentrale ved utarbeidelsen av en oljebasert utbyggingsløsning. I denne sammenheng har også de konkrete planene om rørtransport av olje fra den nordlige Nordsjø, bl a i forbindelse med planlegging av Oseberg-prosjektet, stått sentralt.
- Vesentlige brikker i perspektivanalysesammenheng er låst fast i og med at Ula-prosjektet og vanninjeksjonsprosjektet på Ekofisk blir realisert.

I tillegg til disse feltspesifikke forhold, har man i årets perspektivanalyse tatt hensyn til at Stortinget har vedtatt at en foreløpig ikke skal åpne nye områder for leting, men utvide aktiviteten fra de eksisterende.

Videre har man i årets analyse forsøkt å analysere anvendbarheten av de styringskriterier som er foreslått i Tempoutvalgets innstilling.

ANALYSENS OMFANG

Oljedirektoratet har i perspektivanalysen søkt å analysere konsekvensene av variasjon innen viktige eksterne faktorer som pris- og markedsforhold. Videre har man vurdert

konsekvensene av å anvende ulike styringskriterier som totaletterspørsel og skatteinntektenes andel av landets totale produksjon. Dette er gjort ved å konstruere ulike utbyggingsbaner. Det understrekes at disse utbyggingsbaner kun er ment som illustrasjoner på ulike utviklingsforløp.

SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER

De viktigste konklusjoner som kommer ut av denne perspektivanalyse og en vurdering av ulike utbyggingsbaner, kan oppsummeres i følgende punkter:

Ressursgrunnlaget

Grunnlaget for framtidig aktivitet er et forventet reservepotensial på rundt 4,7 mrd t.o.e. Over 70 % av disse reservene ligger mellom 60° og 62°N.

De påviste gassressurser i Troms I og Haltenbanken er pr i dag ikke tilstrekkelige til å danne grunnlag for økonomisk drift. Vesentlig gassproduksjon fra de nordlige områder ser ikke ut til å være mulig før århundreskiftet, på grunn av den tid det antas å ville ta for å påvise et tilstrekkelig ressursgrunnlag og å bygge produksjonsanleggene.

Oljefunnet på Haltenbanken og de mange indikasjoner på oljedannelse i de nordlige områder generelt, forsterker håpet om et større oljefunn i framtiden. Skulle dette håpet innfris raskt, ved boring av blokker i 8. runde, vil det kunne være mulighet for produksjonsstart mot slutten av 1990-årene.

De påviste reserver som danner grunnlaget for framtidig bygging, er forventet å være markert dyrere å utvinne enn de som er utbygd hittil, bl a på grunn av større havdyp og økende avstand til markedene. Størrelsen på strukturene blir også i gjennomsnitt mindre etter hvert som de største er satt i produksjon.

De økende kostnader ved framtidig utbygging stiller stadig større krav til teknologisk innovasjon og økt effektivitet i framdriften. Innsatsen på teknologisk forskning og utvikling bør gis høyere prioritet.

Det ligger en betydelig potensiell besparelse i bruk av ledig kapasitet i eksisterende eller planlagte produksjons- og transportanlegg.

De beslutninger som man står overfor i nærmeste framtid, vil legge beslag på såvel de mest lønnsomme som den største del av de totale potensielle reserver i Nordsjøen. Det gjelder bl a beslutninger om utbygging av Sleipner, Oseberg, Troll, Gullfaks II og Tommeliten. Måten disse

reservene blir disponert på, vil i stor utstrekning låse mønsteret fast for virksomheten de kommende 30 år.

Hensynet til den langsiktige planlegging av ressursforvaltningen gjør det ønskelig med oversikt over ressursene på sokkelen totalt, før den langsiktige utbyggingsstrategi utformes. Imidlertid vil en slik strategi medføre en altfor stor investering i letefasen, og derved binding av midler som mer hensiktsmessig kunne ha vært benyttet til feltutbygging. En gradvis utvidelse av åpnete områder koplet til begrensede, men hyppige tildelinger, anses å være et viktig grunnlag for å sikre et bredt ressursgrunnlag på mellomlang og lang sikt.

Framtidige oljepriser har den største betydning for planlegging av framtidig aktivitet. Usikkerheten i oljeprisutviklingen understreker behovet for en våken oppfølging av oljemarkedet.

På grunn av lavere vekst i gassforbruket enn tidligere antatt, kan det i perioder være vanskelig å finne markeder for norsk gass. En viss fleksibilitet synes derfor å være nødvendig fra Norges side for å legge forholdene til rette, slik at gassmarkedet i Europa kan benytte seg av norsk gass.

Troll-feltet representerer langt den største del av de reserver som i dag er identifiserbare for framtidig utbygging. Feltets størrelse gjør det påkrevet å ta seg tid til å finne gode løsninger på de mange utfordringer som feltet representerer. Når disse løsningene i tillegg har stor betydning for utbyggingen på resten av sokkelen som har lignende eller dypere vannforhold, er det ikke tvil om at Troll representerer en mektig motivasjon for teknologiske framskritt som må utnyttes optimalt.

De enorme ressurser av både gass og olje i Troll-feltet stiller samtidig store krav til en optimal løsning som gir best mulig resultat totalt sett. Det er en rekke forhold som gjør det nødvendig å vurdere hele feltet over de fire aktuelle blokker samlet, før noen utbygging vedtas.

Beregninger som er foretatt indikerer at det vil være god økonomi i å transportere framtidig oljeproduksjon fra området mellom 60° og 62°N gjennom rørledning til terminal på land i stedet for ved bøyelasting. Et slikt felles transportsystem vurderes nå i forbindelse med den planlagte Oseberg-utbyggingen.

Andre faktorer

Av andre faktorer som er viktige for valg av utbyggingsstrategi, har man sett på hensynet til sikkerhet, tilgang på kvalifisert personell, tilgang på kapital og en optimal utnyttelse av verkstedsindustrien. Ingen av de tre førstnevnte faktorer er identifisert som en hindring for en eventuell økning i aktivitetsnivået i forhold til i dag. Problemer av midlertidig karakter kan oppstå dersom økningen introduseres for raskt. På den annen side vil det kunne oppstå store problemer ved betydelige svingninger i aktiviteten. Når det gjelder hensynet til verkstedsindustriens kapasitet, er det vanskelig å definere et bestemt nivå som kan ha avgjørende betydning ved valg av nivå for virksomheten totalt.

Resultatanalyse

En planlagt tildeling av blokker er et viktig styringsmiddel

for myndighetene. Analysen understreker imidlertid at det er behov for planlegging for å styre utbyggingsaktiviteten slik at samfunnsmessige målsettinger kan oppfylles.

Selv med til dels betydelig svikt i markedsforutsetningene, vil det ved planlegging være mulig å unngå drastisk negative konsekvenser på innsats- eller produksjonssiden. Skatteinntektene vil variere sterkt i takt med petroleumsprisutviklingen. Store avvik fra en forventet prisutvikling kan medføre store inntektsproblemer.

Et viktig aspekt som analysen klart viser, er at responstiden mellom beslutning og resultat er relativt lang. Det kan gå 10 år mellom drivverdighetserklæring og platåproduksjon. Videre kan det ta opp til 20 år fra tildeling til platåproduksjon. Dette betyr at konsekvensene av dagens blokktildelinger, konsesjonsbetingelser og de beslutninger om utbygging som skal tas i de neste par år, vil være dominerende for virksomheten i dette århundret.

Den lange responstid medfører også at vi i liten grad kan påvirke aktivitetsnivået innen de ulike faser av petroleumsvirksomheten for de nærmeste årene.

De avgjørelser som ble tatt i 1983 om den videre utbyggingsstrategi, vil tidligst kunne ha merkbar innvirkning fra

1987 for investeringene

1992 for driftsutgiftene

1995 for produksjonen og skatteinntektene

Statoils andel av virksomheten forventes å øke i takt med ekspansjonen i den totale virksomheten. De norske operatører står for hovedtyngden av utbyggingsoppgavene fram til midten av 1990-årene.

Investeringsnivået i 1984 og 1985 vil sannsynligvis bli noe lavere enn i 1983. Investeringene videre framover kan holdes på samme nivå som investeringene det siste året. Uten en aktiv styring vil de kunne vise samme type svingninger som vi allerede har opplevd.

De akkumulerte drifts- og vedlikeholdsutgifter i det enkelte felt kan være større enn de samlede investeringer. Dette fører til at driftsfasens andel av totalaktiviteten vil øke over tid og vil være større enn investeringene fra midten av 1990-årene. Denne forskyvning vil til en viss grad kunne endre mønsteret for norsk industris deltakelse på sokkelen.

Skatteinntektene fra sokkelvirksomheten har siden 1980 utgjort i underkant av 10 % av fastlandsøkonomien. Med en moderat prisutvikling vil dette også være nivået i framtiden for de analyserte utbyggingsalternativer. Lav prisutvikling vil halvere dette nivå, mens en høy prisutvikling vil kunne doble skattenes andel i økonomien.

Skulle aktiviteten skaleres etter en langsiktig målsetting for petroleumsinntektene, er det stor fare for at svingningene i pris i praksis vil føre til betydelige svingninger på innsatssiden, med mindre man klarer å holde seg konsekvent til en stabil prisforventning. Det siste kan være vanskelig i praksis. En rimelig tolkning av Tempoutvalgets kriterier blir derfor å planlegge aktiviteten slik at den på kort sikt gir et relativt jevnt innsatsnivå og jevn sysselsetting. De langsiktige inntektsmessige konsekvenser av såvel planer som de enkelte beslutninger, må stå i et ønsket forhold til fastlandsøkonomien.

6 Spesielle utredninger og prosjekter

Oljedirektoratet har i 1983 totalt bevilget 11,7 mill kroner til spesielle prosjekter. Dette fordeler seg med 2,5 mill kroner til prosjekter for Avdeling for sikkerhetskontroll, 4 mill kroner til prosjekter for Avdeling for ressursforvaltning og 1 mill kroner til prosjekter for Juridisk/økonomisk

avdeling. Videre er det bevilget 4,2 mill kroner til prosjektet opprydding på havbunnen i Nordsjøen som har vært administrert av Administrasjonsavdelingen. Prosjekttitler med utførende institusjon er listet opp nedenfor. En del av prosjektene er i tillegg omtalt spesielt.

Avdeling for sikkerhetskontroll

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Medlemskap hos Welding Institute	Oljedirektoratet
Oppdatering E- og P-data forskrifter	Oljedirektoratet/-med ekstern bistand
Oppdatering konstruksjonsforskrifter	Oljedirektoratet/-med ekstern bistand
Oppdatering av retningslinjer for sikkerhetsmessig vurdering av plattformkonsepter	Oljedirektoratet/-med ekstern bistand
Hydrogen induced stress corrosion and hardness of welded structural and pipelines steels	Welding Institute
Deltakelse i utmattingsprogrammet	DnV/SINTEF
Rørledningsforskrifter	Oljedirektoratet/-med ekstern bistand
Groptæring på strukturer og rørledninger	DnV
Corrosion control in seawater at depths down to 500 m	DnV
Medlemskap i CIRIA - UEG	
Fortøynings- og fendersystemer offshore	NTH
Sacrificial anodes - design procedures, fabrication and installation	DnV
Preparation of reviseguideance on underwater inspection	CIRIA - UEG
Kjemikalier i offshoreaktiviteten	Samarbeidsprosj, flere inst
Filmprosjekt:	
Det organiserte verne- og miljøarbeid på faste installasjoner	Informasjonsfilm og Video A/S
Mulige langtidsvirkninger på dykkernes sentralnervesystem ved dyp dukking	EUBS/-Oljedirektoratet
Code of Safety for Diving Systems	IMO
Code of Practice for the Operation of Manned Submersible Craft	AODC/-Dep. of Trade (UK) Oljedirektoratet
Retningslinjer for spesifikasjon og operasjon av dynamisk posisjonerte dykkerfartøy	Dep. of Energy/-Oljedirektoratet
Retningslinjer for beredskap	Oljedirektoratet
Videreutvikling av boredatabank	Rogalandsforskning
Revisjon av boreforskrifter	Oljedirektoratet
Evaluering av nytt utstyr, ny teknologi for boring og komplettering	Oljedirektoratet
Vern av elektromotorer i eksplosjonsfarlige områder	EFI
Områdeklassifisering forskrifter/retningslinjer	NVE/SSI/-Oljedirektoratet
Støtte til NEK med deltagelse i internasjonalt standardiseringsarbeid vedr forskrifter for elektriske anlegg og områdeklassifisering	Norsk Elektronisk komité
Registrering og lokalisering av lynutladninger	Elektrisitetsforeningens Forskningsinstitutt
Akseptkriterier for hydrokarbon-vegger	Oljedirektoratet
Akseptkriterier for undervannsproduksjonssystemer	DnV
Retningslinjer for godkjenning av fleksible slanger og rør i hydrokarbonsystemer	DnV

Filmprosjekt «Det organiserte verne- og miljøarbeid på faste innretninger»

Da det ikke tidligere har vært laget noen informasjonsfilm om det organiserte verne- og miljøarbeid på produksjonsfeltene i Nordsjøen, fant direktoratet det riktig å prioritere et slikt prosjekt i 1983.

En ønsket å lage en opplysnings- og informasjonsfilm som skulle gi gode demonstrasjoner på hvordan miljøspørsmål kan løses på en korrekt måte. Videre ønsket en å bidra til større forståelse for de nytteverdier som ligger i et godt fungerende verne- og miljøarbeid.

På denne bakgrunn inviterte Oljedirektoratet oljeselskapene til et økonomisk samarbeid omkring produksjon av denne filmen, hvor direktoratet bidro med halvparten av utgiftene.

For å gjennomføre prosjektet på en faglig forsvarlig måte, ble det opprettet en ressursgruppe av representanter fra arbeidstakersiden ved to erfarne hovedverneombud, og fra selskapenes sikkerhetsavdelinger med to medarbeidere. De totale utgifter til prosjektet var kr 360 000,- og prosjektet ble avsluttet i juni 1983.

Filmen blir i dag benyttet i opplæringsammenheng av organisasjoner, selskaper og ved ulike opplæringsinstitusjoner. Selv om det har framkommet ulike reaksjoner på filmen, er direktoratet av den oppfatning at filmen vil fungere etter intensjonene; å skape grunnlag for en mangfoldig og konstruktiv debatt omkring det organiserte verne- og miljøarbeid innen oljevirkksomheten til havs.

Midlertidige forskrifter om forsøpling og forurensning fra petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel

I henhold til Olje- og energidepartementets instruks skal Oljedirektoratet føre kontroll med at undersøkelse etter og utnyttelse av petroleumsforekomster ikke unødige skader eller volder ulempe for annen virksomhet, f.eks fiskerne. Oljedirektoratet har, med bakgrunn i bl a dette, derfor intensivert kontrollen på dette området gjennom møter med operatørselskapene, dokumentgjennomgåelse, stedlige inspeksjoner og samarbeid med andre myndigheter/organer. Gjennom dette arbeidet har en identifisert problemer med hensyn til bl a skrotregistrering/melding, oppbevaring, transport, merking, bruk av yrkeshygieniske datablad og deponering av farlig avfall på land.

Oljedirektoratet har dessuten i samarbeid med Norges sjøkartverk, kommet fram til et system for registrering av og melding om skrot på havbunnen, forårsaket av oljevirkksomheten. Formålet er å forbedre informasjon til fiskerne vedrørende hefter (skrot) forårsaket av oljevirkksomheten, til forebygging av skade på eller tap av redskap. En forventer at systemet kan iverksettes i begynnelsen av 1984.

Videre har Oljedirektoratet inngått samarbeid med bl a Arbeidstilsynet for å løse problemene med transport, merking og deponering av bl a problemavfall fra oljevirkksomheten.

Avdeling for ressursforvaltning

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Reservoarsimulering av Statfjord-feltet	Institutt for energiteknikk
Vurdering av Ekofisk	Franlab Consultant
Vanninjeksjon	
Reservoarsimulering av horisontale brønner, Troll	Franlab Consultant
Kjemisk vannflømming, Oseberg	Institut Francais du Petrole
Leie av reservoar-simuleringsmodeller	Rogalandsforskning
Maringeofysisk forskning	Institutt for geologi, Universitetet i Oslo
Sedimentologiske studier av mesozoiske bergarter fra det dansk-norske basseng, Nordsjøen	Institutt for geologi, Universitetet i Oslo
Diagenetiske undersøkelser av Statfjord-formasjonen, Statfjord- og Gullfaks-feltene	Institutt for geologi, Universitetet i Oslo
Paleontologiske og sedimentologiske undersøkelser i Juralagrekken i nordlige Nordsjøen	Institutt for geologi, Universitetet i Oslo
Katalog, dinoflagellatcyster	Institutt for geologi, Universitetet i Oslo
Bearbeiding av maringeofysiske data etc, varmemestremålinger på Svalbardmarginen	Jordskjelvstasjonen, Universitetet i Bergen

Undersøkelser av kontinentalmarginen i Lofoten-området og i Jan Mayen-området	Jordskjelvstasjonen, Universitetet i Bergen
Grunnfjellstektonikk på den norske kontinentalsokkel	Institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk, Norges Tekniske Høgskole, Trondheim
Basement prosjekter, kjerner-aldersdatering	Universitetet i Oslo
Kildebergartsstudier og geokjemiske analyser	Institutt for Kontinentalsokkelundersøkelser
Petrografisk analyse av Ekofisk- og Tor-formasjonene i Ekofisk-området	Universitetet i Aarhus
Jurassisk skifer-sedimentasjon	Universitetet i Oslo
Geologi Statfjordfeltet	Laboratorium for anvendt palynologi
Muligheter for utnyttelse av eksisterende installasjoner på kontinentalsokkelen	Aker Engineering/ Det norske Veritas
Kostnadsstudie for Ekofisk 2/4 K	Aker Engineering A/S

Juridisk/økonomisk avdeling

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Vanninnhold i oljestrøm	Rogalandsforskning
NEL-automatisk prøvetaking av råolje	National Engineering Laboratory, Skottland
Beslutningsanalyse i sammenheng med feltundersøkelse	Chr. Michelsens Institutt
Økonomisk analyse av prosjektporteføljen på kontinentalsokkelen - vedlikehold og videreutvikling	SINTEF
Vedlikehold og videreutvikling av selskapsmodellen	Chr. Michelsens Institutt
Transportmodellen TARIFF	Kvam Data A/S
Produksjonsavgiftsberegningssystem (PABS)	Kvam Data A/S

Transportkostnadsmodellen TARIFF

For å kunne beregne transportkostnadsprognoser av kapasitetsbehov i transportanlegg for olje og gass, har Kvam Data A/S, etter oppdrag fra Oljedirektoratet, utviklet analysemodellen TARIFF. Modellen som er utviklet i nært samarbeid med direktoratet gir mulighet for å foreta økonomiske analyser av eksisterende og besluttede transportsystemer, samt for nye framtidige system. Den gir videre mulighet til å vurdere ulike alternative transportløsninger, isolert og i sammenheng med andre. Modellen vil bli et viktig verktøy i planlegging, feltvurderinger og perspektiv-analyser.

Beslutningsanalyse i sammenheng med feltundersøkelse

Valg av strategi for leting etter petroleumsforekomster er avhengig av en rekke forhold. I økonomisk sammenheng er særlig kostnader og tidsbruk i forbindelse med undersø-

kelser og den usikkerhet som er knyttet til verdien av eventuelle funn viktig.

For å foreta en systematisk bearbeiding og vurdering av relevante data i denne forbindelse er det satt i gang et prosjekt ved Chr. Michelsens Institutt for å utvikle en verdi-indikator på felt som ikke er undersøkt. Denne verdi-indikatoren skal oppsummere alle økonomiske særtrekk ved feltet og den usikkerhet som knytter seg til det. Samtidig skal denne verdi-indikatoren eller prisen, gi rett rangering mellom ulike felt. Feltet som har høyest pris, er beste letealternativ. Dersom prisene er gjennomgående lave, så skal dette indikere at undersøkning bør utsettes. Om hvert felt må en, før analysen starter, angi følgende:

- Kostnad ved undersøkning
- Ventetid før feltet kan komme i produksjon
- Sannsynlighetsfordeling på den økonomiske verdi av feltet idet produksjonen starter

Administrasjonsavdelingen

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Opprydding på havbunnen i Nordsjøen	Oljedirektoratet

Opprydding av havbunnen i Nordsjøen

Oljedirektoratet ble også for 1983 pålagt ansvaret for gjennomføringen av oppryddingsprosjektet.

Skrotoppyddingen foregikk i tiden 30.5-3.8. Fiskernes organisasjoner hadde i år prioritert Egersundsbanken for opprydding. Deler av blokkene 10/1, 10/2, 18/11, 18/12 og 19/10 ble ryddet.

To hekktrålere ble engasjert til å stå for oppryddingen. Det ble brukt to typer ryddeutstyr:

- Spesiallaget trål
- Trålutstyr med sveipekjetting. På kjetting og vaier var det påmontert 5 dregger.

Det var hovedsakelig den spesiallagde trålen som ble brukt under årets prosjekt.

I alt ble det tatt opp mellom 200 og 300 tonn skrot. Hovedtyngden av skrotet besto av gammel vaier.

Egersund Fiskarlag har i brev til Oljedirektoratet gitt uttrykk for at årets opprydding etter deres mening var meget vellykket.

Oppryddingsprosjektet hadde en styringskomité hvor Oljedirektoratet, Fiskeridirektoratet, Norges sjøkartverk, Norges Fiskarlag og Norsk Industriforening for operatørselskaper var representert. Styringskomitéen har utarbeidet sluttrapport fra prosjektet hvor de forskjellige sider ved oppryddingen er nærmere beskrevet.

7 Internasjonalt samarbeid

7.1 Det europeiske fellesskap

Oljedirektoratet følger fortsatt arbeidet innen det europeiske fellesskap, hva angår harmonisering av sikkerhetskrav mv, relatert til petroleumsvirksomheten til havs. Norge har status som observatør i møter som arrangeres i fellesskapets regi under benevnelsen «Safety and Health in the Oil and Gas Extractive Industries». Dette arbeidet ga en status i form av et omfattende symposium i Luxembourg 19.-20.4. i år, hvor Oljedirektoratet også var representert.

Oljedirektoratet har også deltatt i en arbeidsgruppe med oppgave å se på mulighetene for å finne gass i prospekter som ligger dypere enn hvor det til vanlig letes.

7.2 IMO

Oljedirektoratet har vært representert i en arbeidsgruppe under IMO - International Maritime Organization - som har forberedt en kode for dykkesystem ombord på skip og flytende innretninger. Denne «Code of Safety for Diving Systems» er nå vedtatt, og de materielle krav vil bli lagt til grunn for både Oljedirektoratet og Sjøfartsdirektoratets nye forskrifter for dykkesystemer.

7.3 EDTC/AODC

Oljedirektoratets deltakelse i de internasjonale organisasjonene EDTC - European Diving Technology Committee - og AODC - Association of Diving Contractors - gir muligheter til å påvirke den utvikling som pågår. En har i regi av AODC deltatt ved utarbeidelse av «Code of Practice for the Operation of Manned Submersible Craft».

7.4 Bistand til fremmede stater

Oljedirektoratets bistand til andre land gjennom NORAD har fortsatt i 1983 etter samme mønster som i 1982. Hovedtyngden av arbeidet har knyttet seg til de to hovedsamarbeidsland Tanzania og Mocambique.

I Tanzania har oppgavene vært å gi generelle råd i forbindelse med kartlegging av sokkelen. Dessuten har Oljedirektoratet vært involvert i trening og oppbygging av biostratigrafisk stab hos det Tanzanianske Statsoljeselskap (TPDC). Det er utført biostratigrafiske studier av borehull fra både Tanzania og Mocambique i forbindelse med kartlegging.

Opgavene i Mocambique har hovedsakelig vært knyttet til forberedelsene for tildeling av utvinningstillatelser.

En evaluering av 17 blokker offshore er utført som grunnlag for de forestående tildelingsforhandlinger. I tillegg er det arbeidet med videre utforskning av den mocambiske sokkel og opplæring av en stipendiat i Oljedirektoratet.

I Burma har Kongsberg Våpenfabrikk vurdert mulighetene for økt oljeutvinning i et gammelt oljefelt ved hjelp av damp injeksjon. Foreløpig planlegges et pilotprosjekt, og direktoratet er involvert som reservoarteknisk ekspertise.

Oljedirektoratet har i 1983 avsluttet «prosjekt Pakistan» hvor det har bistått NORAD med planlegging og gjennomføring av seismiske undersøkelser på pakistansk sokkel og anbefalt strategi for konsesjonstildeling og petroleumslovgivning.

Videre har Oljedirektoratet foretatt en del vurderinger i forbindelse med nye foreslåtte prosjekt i Burma og Bangladesh.

7.5 Den internasjonale standardiseringsorganisasjon ISO

Oljedirektoratet deltar i det måletekniske standardiseringsarbeidet som drives av Den internasjonale standardiseringsorganisasjonen ISO. Internasjonale standarder legges til grunn for måling av olje og gass. For å bidra med videre utvikling av internasjonale standarder deltar Oljedirektoratet i de tekniske komitéene som arbeider med standarder for måling av olje og gass. For å effektivisere det nasjonale arbeidet på dette området, er det dannet et nasjonalt måleteknisk forum hvor Oljedirektoratet deltar.

7.6 Jan Mayen

Grenseavtalen mellom Norge og Island på Jan Mayenryggen innebærer at landene er blitt enige om å utføre felles undersøkelser innen et nærmere definert område, der Oljedirektoratet skal stå for gjennomføringen av disse.

Det er planlagt innsamling av ca 3 000 km seismikk for bedre å definere de geologiske hovedtrekkene. Undersøkelsene var opprinnelig planlagt gjennomført i 1984, men er av budsjettmessige grunner utsatt til 1985 (st prp 1 1983-84).

Forberedelser til undersøkelser ble igangsatt i 1982 og videreført i 1983 bl a ved at ansvarlige myndigheter på Island har fått overført Oljedirektoratets seismiske database innen området. Forundersøkelsen vil fortsette i 1984 med et nærmere samarbeid mellom Oljedirektoratet og islandske myndigheter.

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 «standard tilstand», «Barrels at standard conditions» etc ikke er entydige dersom ikke trykk- og temperaturreferanser er definert.

Referansebetingelse (b) anbefales brukt av Den internasjonale standardiseringsorganisasjon, ISO. Videre ble denne referansebetingelse innført som Norsk Standard i 1979, NS 5024 (se 8.2). Oljedirektoratet arbeider med å innarbeide denne referansebetingelse i petroleumsindustrien.

Nøyaktig omregning av et oljevolum fra en betingelse til en annen innebærer bruk av spesielle tabeller. For overslagsberegninger kan en imidlertid regne at et volum ved 60°F, 0 psig tilnærmet tilsvarer volumet ved 15°C, 1.01325 bar.

Vanlige forkortelser:

Sm³ = Standard kubikkmeter. Temperatur- og trykkreferanser må oppgis for å gi enheten en entydig mening.

Barrels at standard

conditions = Tradisjonell amerikansk enhet. Referansebetingelse vanligvis 60°F og 0 psig.

Omregning:

1 Sm³ tilsvarer 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 «standardtilstand», d) som «normaltilstand».

En kan ikke omregne et volum nøyaktig fra en referanse til en annen uten å ha kjennskap til gassens fysiske egenskaper. For overslagsberegninger kan en imidlertid regne at et volum av samme mengde gass er tilnærmet likt for betingelse (a), (b) og (c) og at volumet av mengden er 5 % lavere for betingelse (d).

Vanlige forkortelser:

SCM eller Sm³ = Standard kubikkmeter
Nm³ = Normalkubikkmeter
Scf = Standard kubikkfot

Temperatur- og trykkreferanse må oppgis for å gi enheten en entydig mening.

Omregning:

1 Sm³ tilsvarer ca 0.95 Nm³

1 Sm³ tilsvarer ca 35.3 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 trykkreferanse 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 oljeekvivalenter

Olje og gass omtales ofte i form av tonn oljeekvivalenter i sammenhenger der nøyaktige mengde- eller kvalitetsangivelser ikke er påkrevd. Omregningen har sitt utgangspunkt i energimengden som frigjøres ved forbrenning av olje og gass. For mange oljer og gassers vedkommende vil energimengden i et tonn olje være nær energimengden i 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 oljeekvivalenter (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.

TAB 8.3.a**Månedlig aktivitet på norsk sokkel 1983**

Monthly activity on the Norwegian Shelf 1983.

	JAN	FEB	MAR	APR	MAI	JUN	JUL	AUG	SEP	OKT	NOV	DES	
Boret v/årsskiftet 1982/83													12 hull
Startet 1983	0	4	3	4	6	1	4	3	5	3	2	5	40 «
Under arbeid 1983													52 hull
Avsluttet 1983	1	2	5	1	7	1	3	4	6	2	0	3	35 hull
Suspendert 1983			1		1		1				1	3	7 «
Forlatt 1983													42 hull
Boret v/årsskiftet 1983/84													10 hull
Borefartøydøgn:													
- utenlandske													238 6,1 %
- norske													3 659 93,9 %
Borefartøydøgn:	370	334	379	356	335	232	326	324	293	326	329	293	
Totalt	3 897												100 %

0) Innledning

I mange år har resultatene fra målinger utført på petroleum og petroleumprodukter innenfor internasjonal handel blitt korrigert til atmosfærisk trykk og 60°F.

Den verdensomfattende tendens til 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.

1) Orientering og gyldighet

Standarden fastsetter standard referansebetingelser for trykk og temperatur ved målinger utført både på flytende og gassformig petroleum og petroleumprodukter.

2) Standard referansebetingelser

Standard referansebetingelser for trykk og temperatur til bruk ved målinger av både flytende og gassformig petroleum og dets produkter skal være 101.325 kPa (x) 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.

(x) 101.325 kPa = 1.013 25 bar = 1013.25 mbar = 1 atm
7

8.3 Lete- og avgrensingsboring på norsk kontinentalsokkel

Siden leteaktiviteten etter petroleum startet i 1966 i norsk sektor av Nordsjøen, er i alt 40 undersøkelses- og avgrensingshull blitt påbegynt pr 31.12.83. Av disse er 390 avsluttet pr samme dato.

Informasjoner fra disse borehullene er satt opp i tabeller for å belyse enkelte sider ved aktiviteten.

Det er tilsammen boret 1 267 019 m i de borehull som inngår, derav 135 801 m boret i 1983.

Gjennomsnittsdybde for de 40 borehull som ble boret til total dybde (TD) i 1983, var 3 155 m. 40 borehull ble påbegynt i løpet av året.

TAB 8.3.b
Borefartøydøgn på norsk sokkel 1983
Rig days on the Norwegian Shelf 1983

Borefartøy	1. kvartal	2. kvartal	3. kvartal	4. kvartal	Totalt
Borgny Dolphin	87	80	89	73	329
Borgsten Dolphin	83			0	83
Byford Dolphin	56			4	60
Cod Platform	90	91	92	86	359
Deepsea Bergen	37	86	84	84	291
Dyvi Alpha	79	38		0	117
Dyvi Delta	90	80	88	92	350
Neddrill Trigon			51	92	143
Nordraug	90	72	34	0	196
Nortrym	89	89	90	86	354
Ross Isle		76	88	72	236
Sedco 707	90	5		0	95
Treasure Saga	56	77	84	87	304
Treasure Scout	79	78	80	88	325
Treasure Seeker	68	78	77	92	315
West Vanguard	89	73	86	82	340
	1 083	923	943	948	3 897

TAB 8.3.c
Borefartøymåneder pr kvartal 1966-83
Rig months per quarter 1966-83

Årstall	1. kvartal	2. kvartal	3. kvartal	4. kvartal	Sum pr år
1966			2	3	5
1967	3	3	5	6	17
1968	5	11	9	8	33
1969	6	7	9	6	28
1970	5	8	16	15	44
1971	12	12	14	9	47
1972	9	13	18	13	53
1973	5	7	10	17	39
1974	19	15	8	12	54
1975	9	16	17	13	55
1976	17	8	13	8	46
1977	5	10	17	18	52
1978	10	14	14	11	49
1979	15	14	20	25	74
1980	32	29	34	35	130
1981	34	31	32	39	136
1982	36	40	36	34	146
1983	36	31	31	32	130
	260	269	305	304	1 138

Til boring av de borehull statistikken dekker, har det vært benyttet 53 forskjellige borefartøy, 5 under to forskjellige navn. Av disse er 38 av typen halvt nedsenkbare, 10 oppjekkable, 3 boreskip og 2 faste installasjoner. I 1983 har 16 borefartøy vært i aktivitet på norsk sokkel.

Det dypeste borehull i norsk del av Nordsjøen er 30/4-1

med British Petroleum som operatør. Boringen ble påbegynt i november 1978 og avsluttet i mars 1979 på 5 430 m dyp.

Det største vanddyt det er boret på hittil, er 388 m. Borehullet var 34/2-3, som ble boret i 1981 med Amoco som operatør.

TAB 8.3.d**Borehull fordelt på operatørselskaper**
Exploration wells distributed on operators

Statoil	76 borehull
Phillips	52 «
Norsk Hydro	48 «
Esso	44 «
Elf	38 «
Amoco	33 «
Shell	28 «
Saga	24 «
Mobil	16 «
BP	14 «
Conoco	13 «
Gulf	5 «
Murphy	4 «
Texaco	2 «
Agip	1 «
Syracuse	1 «
Union Oil	1 «
	400 borehull

TAB 8.3.e**Borehull påbegynt i 1983***Exploration wells spudded in 1983*

Statoil	14 borehull
Norsk Hydro	13 «
Saga	6 «
Shell	3 «
Elf	2 «
Conoco	1 «
Phillips	1
	40 borehull

TAB 8.3.f**Sesongsvingninger i aktiviteten 1966-83***Seasonal variations in activities 1966-83*

Måned	Antall borehull påbegynt
Januar	17
Februar	24
Mars	21
April	39
Mai	34
Juni	39
Juli	46
August	44
September	35
Oktober	37
November	28
Desember	36
	400

TAB 8.3.g**Gjennomsnitt vanddyb og boredyb**
Average water depth and total depth

Årstall	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

TAB 8.3.h**Borefartøy som har vært i aktivitet på norsk kontinentalsokkel***Drilling rigs that have been in operation on the Norwegian Shelf*

Borefartøy navn	Antall borehull	Type borefartøy
Aladdin	1	Halvt nedsenkbart
Chris Chenery	2	«
Borgny Dolphin (før Fernstar)	16	«
Borgsten Dolphin (før Haakon Magnus)	6	«
Byford Dolphin (før Deepsea Driller)	9	«
Cod Platform	1	Fast installasjon
Deepsea Bergen	4	Halvt nedsenkbart
Deepsea Driller (nå Byford Dolphin)	8	«
Deepsea Saga	17	«
Drillmaster	6	«
Drillship	1	Boreskip
Dyvi Alpha	16	Halvt nedsenkbart
Dyvi Beta	7	Oppjekkbart
Dyvi Gamma	1	«
Dyvi Delta	6	Halvt nedsenkbart
Ekofisk B	1	Fast installasjon
Endeavour	2	Oppjekkbart
Fernstar (nå Borgny Dolphin)	3	Halvt nedsenkbart
Haakon Magnus (nå Borgsten Dolphin)	2	«
Gulftide	3	Oppjekkbart

Glomar Biscay II (før Nordskald)	12	Halvt nedsenkbart	Saipem II	1	Boreskip
Glomar Grand Isle	11	Boreskip	Sedco H	2	Halvt nedsenkbart
Maersk Explorer	7	Oppjekkbar	Sedco 135 F	2	«
Neddrill Trigon	1	«	Sedco 135 G	1	«
Neptune 7			Sedco 703	3	«
(før Pentagone 81)	12	Halvt nedsenkbart	Sedco 704	3	«
Nordraug	10	«	Sedco 707	6	«
Norjarl	3	«	Sedneth I	3	«
Norskald			Transworld Rig 61	2	«
(nå Glomar Biscay II)	26	«	Treasure Saga	6	«
Nortrym	17	«	Treasure Scout	7	«
Ocean Tide	5	Oppjekkbar	Treasure Seeker	20	«
Ocean Traveler	9	Halvt nedsenkbart	Waage Drill	2	«
Ocean Victory	1	«	West Vanguard	5	«
Ocean Viking	29	«	West Venture	5	«
Ocean Voyager	2	«	Zapata Explorer	13	Oppjekkbar
Odin Drill	3	«	Zapata Nordic	5	«
Orion	7	Oppjekkbar			
Pentagone 81 (nå Neptune 7)	1	Halvt nedsenkbart		400	
Pentagone 84	3	«			
Polyglomar Driller	11	«			
Ross Isle	4	«			
Ross Rig	28	«			

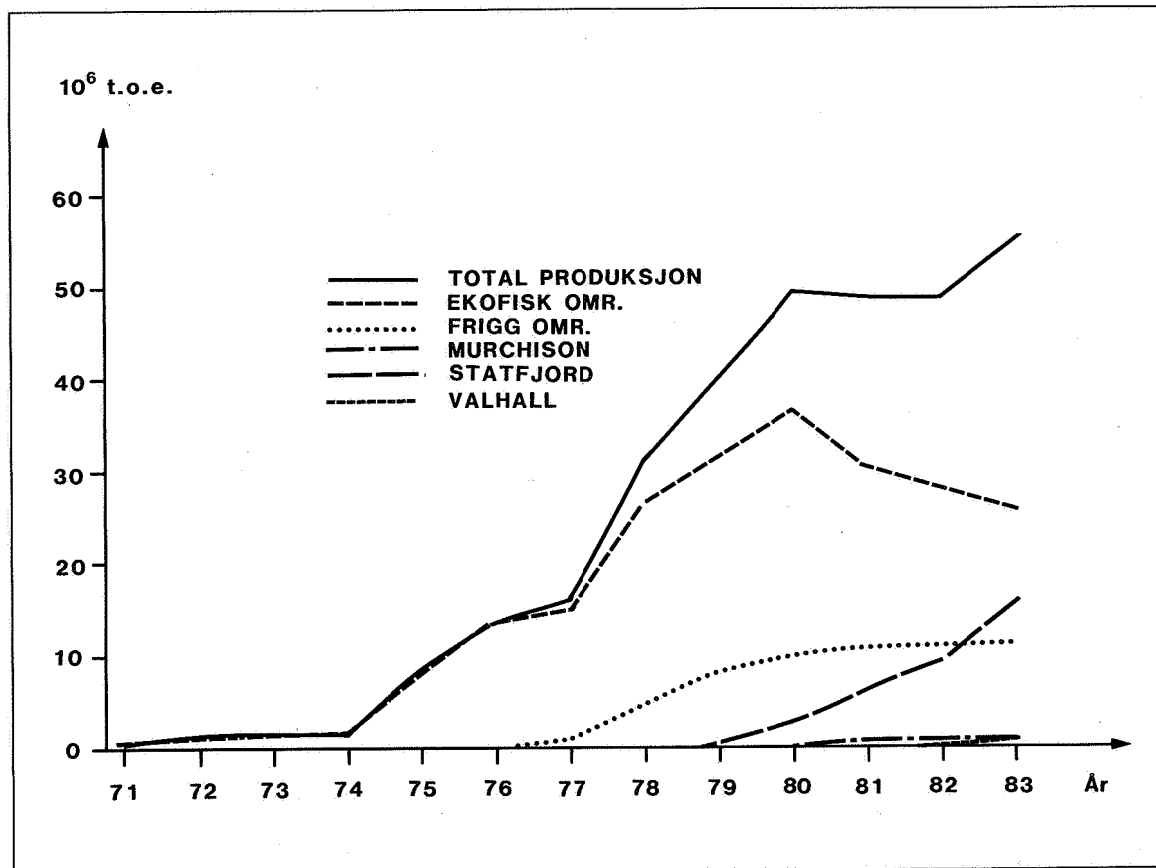
8.4 Produksjon av olje og gass 1983

Produksjonen av olje og gass på norsk sokkel var i 1983 55×10^6 t.o.e. Produksjonen i 1982 var $48,9 \times 10^6$ t.o.e. I tab 8.4.a og fig 8.4.a og 8.4.b er produksjonen på norsk sokkel nærmere framstilt.

FIG 8.4.a

Olje- og gassproduksjon på norsk sokkel i mill t.o.e.

Oil and gas production from the Norwegian Shelf in million ton oil equivalents.



TAB 8.4.a
Produksjon i millioner tonn oljeekvivalenter
Production in million ton oil equivalents

1983	Olje	Gass	Sum
Ekofisk-området	13 115	12 715	25 831
Statfjord	15 785	0	15 785
Frigg-området	0	11 619	11 619
Valhall	789	101	891
Murchison	875	19	894
Sum 1983	30 565	24 455	55 019
Sum 1982	24 484	24 445	48 928

Tallene viser norsk andel av Statfjord, Frigg og Murchison 84,09322 %, 60,82 % og 16,25 %.

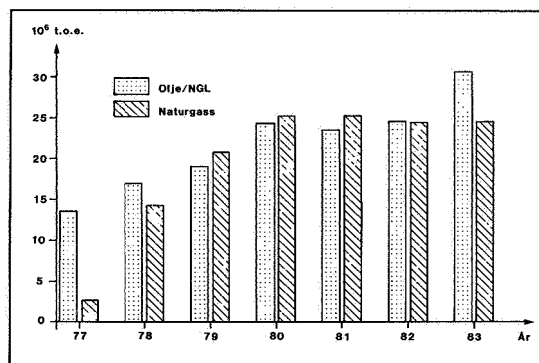
I tallene for produsert olje er NGL inkludert.

Tallene for gass fra Ekofisk-området, Murchison og Valhall angir solgte mengder.

I tallene for gass fra Frigg-området er kondensat inkludert.

FIG 8.4.b
Olje- og gassproduksjon på norsk kontinentalsokkel
1977-83

Oil and gas production from the Norwegian Shelf.



TAB 8.4.b
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Ekofisk-området
Monthly oil and gas production from the Ekofisk area

1983	Olje prod. inkl NGL 10 ³ Sm ³	Gass prod 10 ⁶ Sm ³	Gass inj 10 ⁶ Sm ³	Gass brent 10 ⁶ Sm ³	Gass brensel 10 ⁶ Sm ³	Stabil olje Teesside 10 ³ Sm ³	Gass solgt Emden 10 ⁶ Sm ³
Jan	1 463	1 293	15	4	61	1 315	1 206
Feb	1 316	1 173	69	2	60	1 183	1 029
Mars	1 496	1 330	63	3	68	1 309	1 187
April	1 419	1 259	148	9	65	1 252	1 033
Mai	1 456	1 300	175	7	72	1 286	1 041
Juni	1 411	1 288	215	3	74	1 258	986
Juli	1 478	1 339	214	3	71	1 334	1 048
Aug	1 441	1 312	213	4	72	1 319	1 023
Sep	1 358	1 245	178	4	69	1 282	1 002
Okt	1 411	1 310	194	2	72	1 348	1 052
Nov	1 352	1 258	153	3	68	1 305	1 055
Des	1 369	1 285	80	4	71	1 356	1 156
Årssum	16 972	15 391	1 716	48	824	15 548	12 817

TAB 8.4.c
Månedlig gass- og kondensatproduksjon fra Frigg-området
Monthly gas and condensate production from the Frigg area

1983	Gass prod 10 ⁶ Sm ³	Kondensat prod tonn	Gass brent 10 ⁶ Sm ³	Gass brensel 10 ⁶ Sm ³	Gass solgt St Fergus 10 ⁶ Sm ³	Kondensat St Fergus tonn
Jan	1 111	523	0	4	1 159	3 322
Feb	1 068	666	0	5	1 113	3 936
Mars	1 082	555	0	4	1 133	3 338
April	1 014	459	0	4	1 064	2 704
Mai	753	412	0	3	803	3 037
Juni	569	220	0	2	606	1 823
Juli	487	208	0	2	532	564
Aug	512	339	0	2	552	1 991
Sep	589	429	0	2	628	1 871
Okt	1 061	440	0	4	1 210	2 373
Nov	1 183	490	0	7	1 338	4 594
Des	1 288	644	0	4	1 444	4 682
Årssum	10 719 x)	5 385	1	42	11 585 x)	34 236

Tallene er norsk andel av Frigg: 60,82 %, NØ-Frigg og Odin 100 %
 x) Forskjellen i produsert og solgt gass skyldes allokeringmessige forhold.

TAB 8.4.d
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Murchison
Monthly oil and gas production from the Murchison field

1983	Olje prod stabil olje 10 ³ Sm ³	Gass prod 10 ⁶ Sm ³	Gass inj 10 ⁶ Sm ³	Gass brent 10 ⁶ Sm ³	Gass brensel 10 ⁶ Sm ³	Stabil olje Sullom Voe 10 ³ Sm ³	Gass solgt St Fergus 10 ⁶ Sm ³
Jan	75	8	2	4	1	62	0
Feb	92	9	1	6	1	78	0
Mars	84	9	3	3	1	70	0
April	71	7	1	4	1	59	0
Mai	99	10	3	4	1	83	0
Juni	90	9	2	4	1	91	0
Juli	87	9	1	3	1	87	1
Aug	92	9	0	1	1	76	4
Sep	90	9	0	3	1	74	3
Okt	86	8	0	1	1	71	3
Nov	92	9	0	1	1	77	3
Des	98	10	0	1	1	81	4
Årssum	1 055 x)	107	13	35	10	908 x)	19

Tallene er norsk andel av Murchison: 16,25 %
 x) Forskjellen mellom «Oljeprod» og «Stabil olje Sullom Voe» skyldes allokeringmessige forhold.

TAB 8.4.e**Månedlig olje- og gassproduksjon fra Statfjord***Monthly oil and gas production from the Statfjord field*

1983	Olje prod stabil olje 10 ³ Sm ³	Gass prod 10 ⁶ Sm ³	Gass inj 10 ⁶ Sm ³	Gass brent 10 ⁶ Sm ³	Gass brensel 10 ⁶ Sm ³
Jan	1 191	209	168	28	13
Feb	1 501	260	227	18	15
Mars	1 609	281	245	18	17
April	1 622	287	256	14	17
Mai	1 573	275	234	24	17
Juni	1 644	293	256	19	17
Juli	1 826	323	285	20	18
Aug	1 361	243	207	23	14
Sep	1 443	258	226	16	16
Okt	1 714	310	278	15	18
Nov	1 721	315	286	12	18
Des	1 837	327	299	10	17
Årssum	19 044	3 381	2 967	217	197

Tallene er norsk andel av Statfjord: 84,09322 %

TAB 8.4.f**Månedlig olje- og gassproduksjon allokert til Valhall***Monthly oil and gas production allocated to the Valhall field*

1983	Olje prod inkl NGL 10 ³ Sm ³	Gass prod 10 ⁶ Sm ³	Gass brent 10 ⁶ Sm ³	Gass brensel 10 ⁶ Sm ³	Stabil olje Teesside 10 ³ Sm ³	Gass solgt Emden 10 ⁶ Sm ³
Jan	44	8	4	3	43	0
Feb	38	7	2	4	38	0
Mars	42	7	2	5	40	0
April	47	8	3	5	44	0
Mai	52	11	5	6	49	0
Juni	61	16	9	7	57	0
Juli	64	14	5	6	60	2
Aug	75	15	1	6	71	8
Sep	112	24	3	6	106	15
Okt	135	29	2	7	128	19
Nov	154	31	1	7	144	24
Des	191	42	3	6	181	31
Årssum	1 021	217	44	71	966	101

8.5 Publikasjoner utgitt av Oljedirektoratet i 1983**Forskrifter**

- Forskriftssamlingen «Kontinentalsokkelen». En ajourført samling med de lover, forskrifter og retningslinjer som er fastsatt av Oljedirektoratet eller andre kontrollinstitusjoner. Ajour pr 1.1.83.
- Forskrift om kvalifikasjoner til borepersonell. Fastsatt av Oljedirektoratet 22.2.83.
- Retningslinjer for spesifisering og operasjon av dynamisk posisjonerte dykkerfartøy. Fastsatt av Oljedirektoratet og Petroleum Engineering Division of UK Department of Energy 1.5.83.
- Retningslinjer for områdeklassifisering. Fastsatt av Oljedirektoratet, Statens Sprengstoffinspeksjon og Norges vassdrags- og elektrisitetstilsyn.
- Forskrifter for fiskerikyndig person ombord i seismiske fartøy på norsk sokkel. Fastsatt av Oljedirektoratet 28.10.83.

Forskningsrapporter

- SSB - Programmet 1978-81 (Styringskomiteén for sokkelberedskap. Engelsk utgave).
- SPO - Programmet 1978-81 (Styringskomiteén for sikkerhet, prosedyrer og overvåking. Engelsk og norsk utgave).

Geologiske publikasjoner

- NPD-PAPER NO 32, The Southernmost Part of the Norwegian Section of the Central Trough.

Andre publikasjoner

- Environmental Conditions at Tromsøflaket 71°30'N 19°00'E.
- Veiledning for håndtering av asbest og asbestholdige produkter.

- Opprydding av havbunnen i Nordsjøen 1983.
- Oljedirektoratets årsberetning 1982.
- NPD annual report 1982.
- Oljedirektoratet 1973-83, Oljedirektoratets jubileumsbok.
- Liste over publikasjoner som utgis av Oljedirektoratet.
- NPD-Contribution No 1, Structural and Stratigraphic Evolution of the Barent Sea.
- NPD-Contribution No 2, Basic Conditions for the Exploration and Exploitation of Mineral Resources in the Antarctica: Options and Precedents.
- NPD-Contribution No 3, A Survey of Norwegian Marginal Petroleum Resources.
- NPD-Contribution No 4, Olje- og gassressursene på norsk sokkel. Status og perspektiver med særlig vekt på utenrikspolitiske spørsmål.
- NPD-Contribution No 5, Exploration of the Norwegian Shelf.
- NPD-Contribution No 6, Petroleumsressurser i nord.
- NPD-Contribution No 7, Norsk gass og perspektivene for utbygging.
- NPD-Contribution No 8, Structures and Basins and the Margin from 62° - 69°N and their Development.
- NPD-Contribution No 9, Vedlikeholdsmarkedet som stimulan for produktutvikling i norsk industri.
- NPD-Contribution No 10, Ressursgrunnlaget og mulighetene for jevn aktivitet på norsk kontinentalsokkel.
- NPD-Contribution No 11, Some Aspects of Kinematic Modelling of the Wave Pattern in the Upper Sediments.
- NPD-Contribution No 12, A Method to Determine the Velocities in the Seafloor and Near-Surface Sediments.
- NPD-Contribution No 13, Exploration Results, Production and Development Plans on the Norwegian Continental Shelf.

8.6. Organisasjonstabla



