

Oljedirektoratet

ÅRSBERETNING 1982

83/488

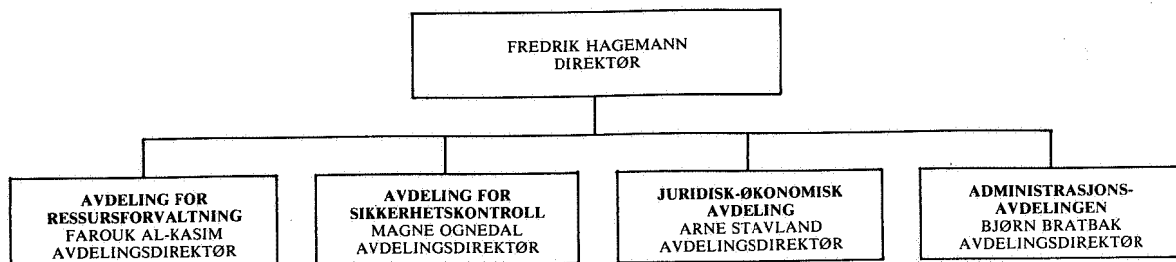
OD83 F9488
Eks. 1



Oljedirektoratet

ÅRSBERETNING 1982

OLJEDIREKTORATETS HOVEDLEDELSE



Innhold

	Styrets beretning	6		2.3 Felt under planlegging, utbygging og i produksjon	36
1	DIREKTORATETS OPPGAVER, STYRE OG ADMINISTRASJON	9	2.3.1	Valhall	37
1.1	Instruks for Oljedirektoratet	9		- Rettighetshavere	37
1.2	Styret og administrasjonen	10		- Produksjonsanlegg	37
1.2.1	Styret	10		- Utnyttelse av forekomstene	37
1.2.2	Organisasjon	10		- Målesystem	38
1.2.3	Personell	10		- Kostnader	38
1.2.4	Opplæring	11	2.3.2	Ekofisk-området	38
1.2.5	Budsjett/økonomi	12		- Rettighetshavere	38
1.2.6	Informasjon	12		- Transport	39
1.2.7	Nord-Norge kontoret	13		- Produksjonsanlegg	39
1.2.8	Biblioteket	13		- Utnyttelse av forekomstene	40
1.2.9	INFOIL-sekretariatet	13		- Brenning av gass i Ekofisk-området	40
1.2.10	Rasjonalisering/effektivisering	14		- Målesystem	40
1.2.11	Lokaler	14		- Kostnader	41
2	VIRKSOMHETEN PÅ NORSK KONTINENTALSOKKEL	16	2.3.3	Ula	42
2.1	Utvinningsstillatelser	16		- Rettighetshavere	42
2.1.1	Nye utvinningsstillatelser	16		- Utbygging	42
2.1.2	Andelsoverdragelser	18		- Transport	42
2.1.3	Tilbakeleveringer	18		- Kostnader	43
2.2	Kartlegging og leteboring	18	2.3.4	Heimdal	43
2.2.1	Geofysiske og geologiske undersøkelser	18		- Rettighetshavere	43
2.2.1.1	Oljedirektoratets geofysiske undersøkelser	18		- Utbygging	43
2.2.1.2	Geofysiske undersøkelser i selskapers regi	19		- Transport	43
2.2.1.3	Kostnader ved seismiske undersøkelser	20		- Målesystem	44
2.2.1.4	Salg av seismiske data	20		- Kostnader	44
2.2.1.5	Frigiving av data	20	2.3.5	Frigg-området	44
2.2.1.6	Oppdrag til vitenskapelige institusjoner	21	2.3.5.1	Frigg	44
2.2.1.7	Vitenskapelige undersøkelser	21		- Rettighetshavere	44
2.2.2	Lete- og avgrensningsboring	21		- Produksjonsanlegg	44
2.2.2.1	Fordeling på prospekttyper	26		- Transport	44
2.2.2.2	Svalbard	26		- Utnyttelse av forekomstene	44
2.2.2.3	Erfaringer fra årets boresesong	26		- Målesystem	44
2.2.2.4	Kostnader for leteboring	28		- Kostnader	44
2.2.3	Funn og felt under vurdering	28		- Sikkerhet og arbeidsmiljø	44
2.2.3.1	Funn i 1982	28	2.3.5.2	NØ-Frigg	46
2.2.3.2	Boring av nye strukturer	28		- Rettighetshavere	46
2.2.3.3	Felt under vurdering	32		- Produksjonsanlegg	47
				- Målesystem	47
				- Kostnader	47
				- Sikkerhet og arbeidsmiljø	47
			2.3.5.3	Odin	47
				- Rettighetshavere	47
				- Produksjonsanlegg	47

	- Målesystem	48		Boligkapasiteten på flotell	63
	- Kostnader	48		Sikkerhetsmeldinger	63
2.3.6	Gullfaks	48		Kontroll med utenlandske fartøyer ..	63
	- Rettighetshavere	48		Arbeidsgruppe «Hjelpefartøy»	64
	- Produksjonsanlegg	48		Det organiserte verne- og miljøarbeid	65
	- Utnyttelse av forekomstene	48		Brannskader	65
	- Målesystem	49		Ulykkesregistrering	65
	- Kostnader	49		Yrkesskadestatistikken for 1982	65
2.3.7	Statfjord-området	49			
	- Rettighetshavere	49	4	PETROLEUMSØKONOMI	71
	- Produksjonsanlegg	50	4.1	Kostnader forbundet med aktiviteten	
	- Utnyttelse av forekomstene	50		på norsk kontinentalsokkel	71
	- Brenning av gass i Statfjord-		4.2	Leteboring, vare- og tjenesteleveran-	
	området	51		ser	74
	- Målesystem	51	4.3	Produksjonsavgift	75
	- Kostnader	52	4.4	Petroleumsmarkeder	77
	- Sikkerhet og arbeidsmiljø	52	4.4.1	Oljemarkedet	77
	- Gasstransport, Statpipe-systemet ..	52	4.4.2	Gassmarkedet	78
	- Kostnader	53			
2.3.8	Murchison	53	5	FRAMTIDIG AKTIVITET	79
	- Rettighetshavere	53	5.1	Perspektiver for oljevirkosmheten på	
	- Målesystem	53		kontinentalsokkelen	79
	- Kostnader	53			
			6	SPESELLE UTREDNINGER OG	
2.4	Reserveberegninger	54		PROSJEKTER	82
3	SIKKERHETSKONTROLL	58	7	INTERNASJONALT SAMARBEID	84
	Helårsboring	59	7.1	Nordvest-europeisk samarbeid	84
	Skader under boreoperasjonene	60	7.2	Den internasjonale sjøfartsorganisa-	
	Systemrevisjon	60		sjonen IMO	84
	Registrering av miljø- og platt-		7.3	Det europeiske fellesskap	84
	formdata	60	7.4	Bistand til fremmede stater	84
	Strukturer	61	7.5	Den internasjonale standardiserings-	
	Rørledninger og stigerør	61		organisasjonen ISO	84
	Gassledning	61	7.6	Jan Mayen	84
	Korrosjon	61			
	Inspeksjonsutstyr	61	8	FAGARTIKKEL	85
	Kranulykker	61	8.1	Helseproblemer ved dykking	85
	Beredskapsplaner	62			
	Standard beredskapsplaner for flytt-				
	bare borefartøy	62	9	STATISTIKKER OG OVERSIKTER	89
	Øvelser	62	9.1	Målenheter	89
	Dykking	62	9.2	Lete- og avgrensningsboring på norsk	
	Personellkvalifikasjoner	63		kontinentalsokkel	92
	Ulykker i forbindelse med roterende		9.3	Produksjon av olje og gass i 1982	94
	utstyr	63	9.4	Produksjonsavgift	94
	Kollisjonsfare mellom fast platt-		9.5	Publikasjoner utgitt av Oljedirekto-	
	form og flotell	63		ratet i 1982	99
	Felles inspeksjon av Departement of		9.6	Organisasjonstablå	101
	Energy og Oljedirektoratet	63			

Forord

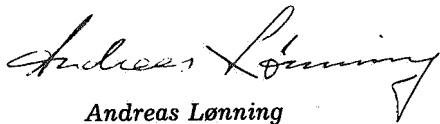
I henhold til § 4 pkt f i Instruks for Oljedirektoratet skal styret hvert år utarbeide en melding om direktoratets virksomhet. Styret legger herved frem årsberetningen for 1982.

Stavanger 22.2.83

I styret for Oljedirektoratet



Martin Buvik



Andreas Lønning



Bjørg Simonsen



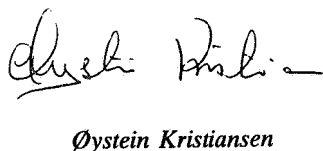
Liv Hatland



Kåre D. Nielsen



Ole Knapp



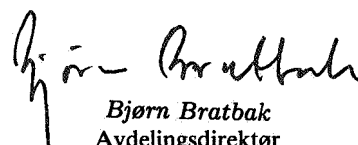
Øystein Kristiansen



Inge Døskeland



Fredrik Hagemann
Direktør



Bjørn Bratbak
Avdelingsdirektør
Styrets sekretær

Styrets beretning

Økningen i boreaktiviteten på norsk sokkel i 1982 har vært betydelig. Aktiviteten var høyest i sommermånedene med 15 borefartøy i operasjon samtidig. Totalt ble det påbegynt 49 nye lete- og avgrensningshull i 1982. Ved utgangen av 1982 var det i alt påbegynt 360 lete- og avgrensningshull på norsk sokkel.

Det er gjort flere nye lovende funn i 1982. De viktigste er Sagas oljefunn i blokk 34/4, Essos gassfunn i blokk 16/7 øst for Sleipner, Statoils gassfunn i blokk 30/2 og nye gassfunn på Tromsøflaket. Det er interessant å registrere at det er gjort funn i 4 av de 5 utvinningstillatelsene fra 6. tildelingsrunde (tilbakelevert areal) hvor det ble foretatt boring. Oljedirektoratets nåværende anslag basert på resultatene av årets boring, viser påviste reserver på 2,6 mrd tonn oljeekvivalenter (t.o.e.)

Produksjon av olje og gass på norsk sokkel var i 1982 48,9 mill t.o.e. mot 48,7 mill t.o.e. i 1981.

I 1982 medførte den fem dager lange arbeidskonflikten at produksjonen fra norsk kontinentalsokkel ble redusert med ca 690 000 t.o.e. Denne reduksjonen tilsvarer en bruttoproduksjonsverdi på ca 830 mill kroner.

I 1982 ble det innbetalt ca 5 760 mill kroner i produksjonsavgift, som er en økning på 450 mill kroner fra 1981.

Det er med tilfredshet styret konstaterer at det heller ikke i denne perioden har forekommet skadetilfelle med dødelig utgang.

I 1982 fastsatte Oljedirektoratet krav om mekanisering av boreoperasjonen, men det er ved beretningsperiodens utgang for tidlig å kunne si om dette tiltaket har hatt en positiv virkning på skadestatistikken eller ikke.

Styret er opptatt av den innsats som blir gjort for å øke utvinningsgraden av forekomstene på sokkelen. Endelig beslutning om å iverksette fullskala vanninjeksjonsprosjektet for Ekofisk-området er utsatt til våren 1983. En slik utsettelse kan forsvares hvis den samtidig fører til større klarhet med hensyn til utbyggingskostnader og potensialet for økt utvinning.

To nye produksjonsanlegg ble satt i gang i 1982. Valhall-feltet startet opp 1.10., og Statfjord B plattformen begynte produksjon 5.11. Statfjord-feltet vil etter hvert bidra med hovedtyngden av oljeproduk-

sjonen fra norsk sokkel. Rettighetshaverne i Ula-gruppen besluttet 20.12. å gå i gang med Ula-prosjektet. Fremdriften av utbyggingsprosjektene Statfjord C, Heimdal, Gullfaks fase I, NØ-Frigg, Odin og Statpipe synes å avvike lite fra operatørenes planer. Det samme gjelder tilknytningsarbeidene på Frigg for å ta imot gassen fra Odin og NØ-Frigg.

Også i denne beretningsperioden har Oljedirektoratet gått videre med å innarbeide funksjonsdyktige internkontrollsystemer hos operatører for produksjonsanlegg. Dette arbeidet synes å gå bra selv om noen områder ikke er fullverdig dekket hos enkelte operatører. Forholdene er nå bedre tilrettelagt for at Oljedirektoratet i stadig større grad kan gå bort fra detaljkontroll og konsentrere kontrollinnsatsen på sentrale og overordnede områder. Samtidig viser erfaringene at gjennomføringen av godt planlagte revisjoner av operatørenes kontrollsystem er en meget effektiv kontrollform.

I 1982 tok Oljedirektoratet initiativ overfor norske redere og operatører for å få etablert funksjonsdyktige internkontrollsystemer for de boretekniske installasjoner på norskregistrerte flyttbare borefartøyer. Dette har resultert i at redere og operatører har igangsatt arbeid med å utvikle og å dokumentere sine interkontrollsystemer. Utenlandske borefartøyer omfattes også av dette systemet ved at operatørene må påse at det eksisterer et fullverdig internkontrollsystem for alle borefartøyer som utfører boring på norsk kontinentalsokkel.

Oljedirektoratets seismiske undersøkelser er grunnlaget for ressurskartleggingen i nord-områdene. Det er derfor av avgjørende betydning at disse undersøkelsene opprettholdes for å kunne bedømme petroleumsmulighetene på sokkelen og for å foreslå nye områder for videre aktivitet. Oljedirektoratets eget prosesseringsanlegg, som ble satt i drift i 1982, innebærer en betydelig faglig styrking av arbeidet med innsamling og prosessering av seismiske data.

Arbeidet med opprydding av havbunnen fortsatte i 1982. Fire millioner kroner ble benyttet til dette formål, og 100-125 tonn skrot ble tatt opp og fjernet.

Styret har i tidligere årsberetninger uttalt sin bekymring for personellsituasjonen ved direktoratet. I 1980 ble det gitt visse fullmakter for å kunne bedre lønnsforholdene for de ansatte. Disse fullmaktene ble ytterligere utvidet og forbedret i 1982. Dette sam-

men med den alminnelige arbeidsmarkedssituasjon har resultert i større søking til ledige stillinger. Romsligere bevilgninger til etterutdanning av personalet gjør også at styret ved utløpet av denne beretningsperiode ser noe lysere på personellsituasjonen enn ved tidligere årsskifter. Styret vil uttrykke tilfredshet med at direktoratet i de vanskelige år med stor avgang har klart å beholde en stab av dyktige og arbeidsomme medarbeidere.

Styret ønsker å holde personellsituasjonen under kontinuerlig overvåkning for derved å kunne bidra til å legge forholdene best mulig til rette, slik at arbeids- og lønnsvilkårene i direktoratet gjør det mulig fortsatt å sikre en dyktig medarbeiderstab.

Planleggingen av nybygget har fortsatt i beretningsperioden. Styret ser med tilfredshet på det arbeid som Statens bygge- og eiendomsdirektorat har utført med å planlegge nybygget som etter de nåværende planer, skal stå ferdig i januar 1986.

Olje- og energidepartementet har i beretningsperioden videreført arbeidet med ny petroleumslovgivning. Oljedirektoratet har avgitt utførlige uttalelser til lov- og forskriftsutkastet. De rammebetingelser som fastlegges gjennom den nye lovgivning, vil også være bestemmede for direktoratets utøvende forvaltningsmyndighet.

Oljedirektoratet har i løpet av beretningsperioden tatt del i arbeidet med å vurdere sikkerhetsforskriftene for petroleumsvirksomheten. I slutten av beretningsperioden ble utkastet sendt på en ny begrenset høring til involverte myndigheter.

I beretningsperioden har regjeringen oppnevnt to utvalg som hvert på sitt felt arbeider med sentrale spørsmål i petroleumssammenheng, og som vil kunne få innvirkning på Oljedirektoratets fremtidige rolle og arbeidsoppgaver. Melbye-utvalget har allerede fremlagt sin innstilling, og styret regner med å kunne komme tilbake til denne i forbindelse med en eventuell høringsuttalelse.

Styret har med tilfredshet merket seg den skisserte målsetting i St meld nr 40 om perspektivene for petroleumsvirksomheten de nærmeste årene, hvorav fremgår at Oljedirektoratets rolle skal styrkes gjennom endringer i organiseringen av virksomheten. Styret har videre merket seg at direktoratet ifølge meldingen skal settes bedre i stand til å kunne utgjøre en effektiv kritisk ekspertise vis à vis oljeselskapene.

Perspektivanalysen 1982 ble utarbeidet etter ønske fra Olje og energidepartementet og utgjorde en del av grunnlaget for St meld nr 40. I de ti år Oljedirektoratet har eksistert, har en bygget ut organisasjonen til å kunne utarbeide slike totaloversikter for den framtidige aktiviteten på kontinentalsokkelen. Kontaktnettet til oljeselskapene, forskningsinstitusjoner og andre sentra er gradvis blitt bygget ut, slik at en i dag har det nødvendige grunnlag for å gjennomføre relativt inngående analyser. En nødvendig videreføring av dette er metodeutvikling og datasystematisering. Dette må være en kontinuerlig prosess.

I årets analyse har en valgt å beskrive konsekvensene

av flere mulige utbyggingsbaner for dermed å belyse de mulige avgjørelser og påvirkningsmuligheter som de sentrale myndigheter står overfor.

Konsekvensene av ulike sannsynlige forløp er illustrert gjennom fire innsatsfaktorer (investering, arbeidsinnsats, driftsomkostninger og behov for teknisk personell) og fire resultatbaner (oljeproduksjon, gassproduksjon, samlet petroleumsproduksjon og inntekter til staten).

Analysen viser at jevnt produksjonsnivå ikke nødvendigvis betyr at innsatsfaktorene holder seg konstant. Derfor vil en ensidig fokusering på produksjonsnivået kunne gi et noe unyansert bilde av petroleumsvirksomheten. Som styrings- og planleggingsparametre har Oljedirektoratet valgt å fokusere først og fremst på innsatsfaktorene, fordi styring av disse sterkest vil påvirke den øvrige aktivitet i samfunnet.

Foruten å kartlegge petroleumsressursene, står en også overfor utfordringer med å finne fram til kostnadseffektive utbyggingsmønstre som fører til en høy utvinningsgrad totalt, og som gir tilfredsstillende sikkerhetsforhold.

For tiden planlegges utbyggingen av Troll-feltet. Av de kjente utvinnbare reservene for felt som ennå ikke er besluttet utbygget, inneholder dette feltet ca 20 % av oljen og ca 45 % av gassen. Dette innebærer at Troll-feltet utvilsomt vil representere en meget vesentlig andel av utbyggingsaktiviteten fram mot århundreskiftet. Feltets beliggenhet på over 300 meters havdyp krever betydelig ny dypvannsteknologi. Feltet dekker et enormt areal med en relativt tynn oljesone under en tykkere gassone, noe som vanskeliggjør utvinningsmåten. Skal oljen kunne utvinnes i betydelig grad, må den energi som er til stede i gassonen utnyttes, dvs at gassproduksjonen fra de områdene hvor en vil utvinne oljen, må begrenses vesentlig over en periode.

Utbyggingen av gassfelt medfører også omfattende vurderinger med hensyn til videre utbygging av infrastruktur for gasstransport eller om eksisterende system og anlegg kan utnyttes. Vurderinger vedrørende anleggs tekniske tilstand, forventet levetid og tilgjengelighet vil her være avgjørende. Utnyttelsen av eksisterende anlegg og transportsystem ved å knytte mange felt sammen, kan være både teknisk mulig og økonomisk forsvarlig. Imidlertid må dette vurderes mot risikoen for produksjonstap ved at leveransene fra flere felt opphører som konsekvens av uhell på en enkelt installasjon. Oljedirektoratet har derfor anbefalt overfor foresatte departementer at de risikospørsmål som knytter seg til slike transportløsninger, bør inngå i de overveielser en foretar før endelige beslutninger tas.

Ved siden av aktiviteten knyttet til Troll-feltet og andre felt i Nordsjøen er det aktiviteten i de nordlige områder som en antar vil få en stor betydning i de kommende år. Før utbygging kan finne sted, synes det nødvendig å påvise drivverdige oljeforekomster eller betydelig økte gassreserver. Spørsmålet om helårsboring er i den forbindelse sentralt. I de vurde-

ringer som er gjort, synes mulighetene for en gradvis utvidelse av boresesongen å være til stede. Dessuten vil størstedelen av de potensielle forekomster i nordlige områder kreve kunnskaper og teknologisk erfaring i utbygging på større havdyp. Her igjen vil erfaringene fra bl a Troll-feltet stå sentralt. Dette illustrerer på nytt betydningen av en samordnet plan for totalaktiviteten på sokkelen.

Petroleumsvirksomhetens dynamiske karakter innebærer at myndighetene også i årene fremover vil bli stilt overfor kompliserte problemstillinger og vanskelige avgjørelser. Styret er derfor opptatt av at Oljedirektoratet settes i stand til å videreutvikle seg

til et faglig sterkt og uavhengig forvaltningsorgan som kan gi myndighetene det nødvendige grunnlag til å ta beslutninger.

Styret antar at Oljedirektoratets rolle som faglig rådgivende organ i planleggingssammenheng, fortsatt vil være fremtredende i årene fremover, foruten at omfanget av direktoratets utøvende forvaltningsoppgaver vil øke i takt med utviklingen på kontinentalsokkelen.

Det er på alle hold enighet om at Oljedirektoratet må styrkes. Styret må imidlertid konstatere at dette ikke kan oppnås uten at direktoratet gis de nødvendige midler til å realisere denne målsetting.

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 o l i de områder som er definert i Svalbardtraktaten av 9.2.20, art 1, og i lov om Svalbard av 27.7.25, § 1, samt i disse områders territoriale farvann.

§ 2 Oppgaver

Oljedirektoratet har til oppgave innenfor sitt myndighetsområde:

- a) 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 utformingen av den statlige oljepolitikk og forhandlingsopplegg, samt planlegge og besørge utført petroleumsgesologiske og geofysiske undersøkelser
- f) å føre løpende økonomisk kontroll med undersøkelser etter og utnyttelse av petroleumforekomster
- g) å meddele undersøkelsestillatelser, samt etter anmodning bistå vedkommende departement ved behandlingen av søknader om andre tillatelser, utforming av forskrifter mv
- h) å holde kontakt med vitenskapelige institusjoner og sørge for at materiale blir gjort tilgjengelig for interesserte selskaper, vitenskapelige institusjoner etc i den utstrekning dette er mulig i hht de regler som gjelder for fortrolig behandling av materiale innsendt av rettighetshavere og forøvrig i hht vedkommende departements bestemmelse
- i) å holde departementene løpende orientert om virksomheten som nevnt i § 1, samt forelegge de saker direktoratet måtte få befatning med som ikke faller inn under § 2, a-h, for vedkommende departement
- j) å forberede og forelegge til avgjørelse i vedkommende departement saker av betydning for plante- og dyreliv, eller som på annen måte berører viktige naturverninteresser i de områder som er nevnt i § 1, siste setning
- k) å forelegge for vedkommende departement forskrifter og enkeltvedtak 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 STYRET OG ADMINISTRASJONEN.

1.2.1 Styret.

Styret har i beretningsperioden bestått av:

- 1 Fylkesmann Martin Buvik, Tromsø (formann)
- 2 Direktør Andreas Lønning, Oslo
- 3 Ordfører Bjørg Simonsen, Mo i Rana
- 4 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
Seksjonssjef Kristen Karlsen, Stavanger

Vararepresentant, seksjonssjef Kristen Karlsen, fra-trådte sin stilling ved Oljedirektoratet 30.7.82, og dermed opphørte hans funksjon som vararepresentant til styret. Etter at spørsmål om oppnevning av ny vararepresentant var drøftet med tjenestemennenes organisasjoner, sluttet departementet seg til administrasjonens forslag om at det for den resterende del av styrets funksjonstid ikke skulle oppnevnes ny vararepresentant.

Styret har i beretningsperioden avholdt ni styremøter.

I mars hadde styret et felles møte med styret for Statoil, hvor det bl a ble gitt orienteringer om:

- markedet for norsk gass og olje
- kapasitet og kompetanseoppbygging i Statoil
- fremtidig tilgang på kvalifisert personell

I juni måned foretok styret en studiereise til Frankrike, hvor styret bl a besøkte:

- Elf Aquitaine
- Total
- Forskningscenteret DEMAG i Pau
- Gassproduksjonsanleggene i Lacq
- Institut Francais du Petrole
- Det franske petroleumsdirektorat DHYCA

I september foretok styret befaring av installasjonene på Valhall-feltet, samtidig som det ble orientert av operatøren Amoco Norway Oil Company om organisasjon og virksomhet. I denne befaring deltok også vararepresentantene.

1.2.2 Organisasjon

I forbindelse med budsjettbehandlingen for 1982 ble det godkjent opprettelse av en egen seksjon for avgiftsberegning. Seksjonen inngår i Juridisk-økonomisk avdeling og kom i virksomhet 1.1.82. Ved utløpet av beretningsperioden teller seksjonen syv medarbeidere.

Innen Administrasjonsavdelingen er det i perioden foretatt mindre organisatoriske endringer.

En intern arbeidsgruppe har i beretningsperioden vurdert behovet for og konsekvenser ved opprettelse av avdelingskontorer for direktoratet. Gruppens anbefaling har vært forelagt tjenestemennenes organisasjoner og er blitt behandlet i hovedledelsen. Styret vil behandle innstillingen i første halvår 1983.

1.2.3 Personell

Det ble på budsjettet for 1982 opprettet 10 nye stillinger og godkjent at 37 engasjementsstillinger ble omgjort til faste stillinger.

Ved utgangen av beretningsperioden har direktoratet 282 faste stillingshjemler, 4 2/3 stillinger er på overgangsstatus, samt 1 stilling lønnet av Direktoratet for utviklingshjelp (NORAD). I løpet av året er to av overgangsstillingene falt bort fordi medarbeidere er sluttet.

Åtte arbeidsplasser ble lønnet over andre etaters budsjett, enten som yrkesvalghemmede eller som arbeidssøkende ungdom. To pensjonerte statstilsatte arbeider på pensjonistvilkår, og to stipendiater fra Tanzania har i deler av året vært under opplæring i direktoratet med NORAD-stipend.

Muligheten for større fleksibilitet i lønsspørsmål er forbedret i denne beretningsperioden ved at Forbruker- og administrasjonsdepartementet har gitt direktoratet ytterligere fullmakter ved tilståelse av lønn og tillegg.

Dette, sammenholdt med den alminnelige arbeidsmarkedssituasjon, kan være en av årsakene til at antall oppsigelser er redusert i forhold til tidligere år, og at det er større interesse for å søke ledige stillinger. Det er også tendens til at flere søkere har erfaring fra oljeindustrien.

I denne beretningsperioden har vi fått tilbake tre av våre tidligere medarbeidere som etter en tids tjeneste innen oljeindustrien, har søkt seg tilbake til direktoratet.

270 tilsatte er i tjeneste ved utgangen av beretningsperioden. I beretningsperioden har direktoratet ansatt 35 nye medarbeidere. Av disse er 17 tilflyttere, hvorav 3 fra utlandet. Kvinner utgjør 33 % av de nytilsatte. Ved utløpet av beretningsperioden er 32 % av medarbeiderne kvinner.

TAB 1.2.3.a

Personell sluttet ved Oljedirektoratet i 1982 med angivelse av nytt arbeid

Personnel who left NPD in 1982 with indication of new place of work

Avdeling	Oljeindustri	Annen privat virksomhet	Annen off. virksomhet	Diverse	Utdanning	Total
Ressursforvaltning	11	0	0	0	0	11
Sikkerhetskontroll	5	0	0	0	0	5
Juridisk/økonomisk	2	1	1	0	0	4
Administrasjon	4	0	0	4	3	11
Totalt	22 (126)	1 (271)	1 (34)	4 (31)	3 (15)	31 (224)

Tallene i parentes gjelder tidsrommet 1973—82

TAB 1.2.3.b

Personell sluttet ved Oljedirektoratet i 1982 med angivelse av stillingskategori

Personnel who left NPD in 1982 with indication of type of position

Avdeling	Ledere	Sjefing-	Overing./ Første-geol.	Geol.	Avd.-ing.	Saks-behandl.	Lab.-pers.	Kontor-pers.	Sum
Ressursforvaltning	4	0	5	1	0	—	1	—	11
Sikkerhetskontroll	1	3	0	0	1	0	0	0	5
Juridisk/økonomisk	2	0	1	0	0	1	0	0	4
Administrasjon	0	0	0	0	0	1	0	10	11
Totalt	7	3	6	1	1	2	1	10	31

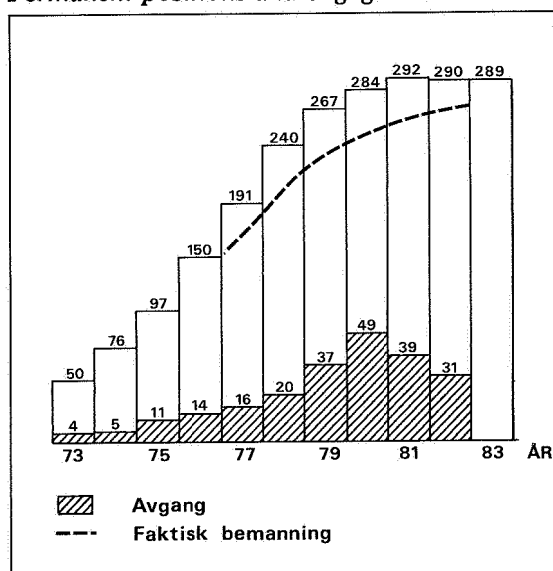
FIG 1.2.3

Stillinger 1973-83

Faste stillinger og overgangsstillinger

Positions 1973-83

Permanent positions and engagements



31 medarbeidere har fratrådt sine stillinger, jf tab 1.2.3.a. Dette utgjør 11 % av det totale antall stillingshemler mot ca 14 % i 1981 (39 medarbeidere)

og 17 % i 1980 (49 medarbeidere). Tab 1.2.3.b viser avgang fordelt på avdeling og stillingskategori. Stillingsoversikt 1973-83 er gitt i fig 1.2.3.

Medbestemmelse

Samarbeidet med de ansattes organisasjoner har stort sett skjedd etter samme mønster som tidligere. Det er i perioden avholdt i alt 18 møter mellom ledelsen og organisasjonenes tillitsvalgte. Man har i denne perioden lagt opp til et nytt mønster for samarbeid mellom hovedledelse og organisasjonene ved at det er avsatt en fast møtedag hver måned hvor hovedledelse og tillitsvalgte møtes.

1.2.4 Opplæring

Opplæringsbudsjettet i 1982 var på kr 2 156 000,-, og ble i sin helhet benyttet. Fig 1.2.4 viser utviklingen og fordelingen av midlene 1977-82.

Av interne opplæringstiltak nevnes:

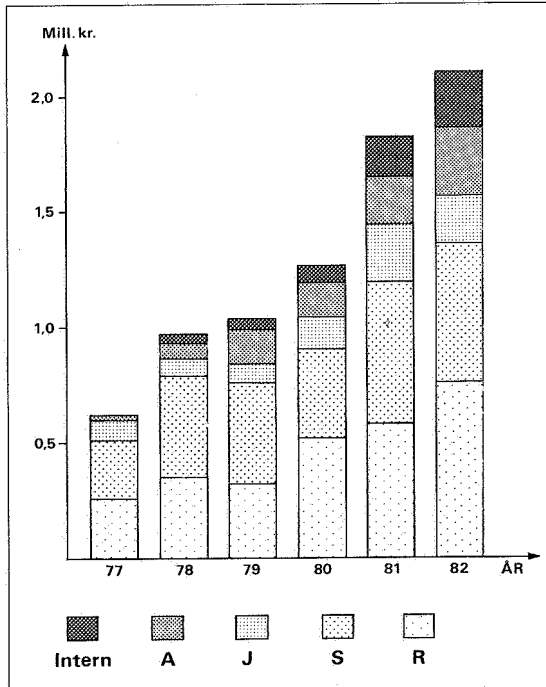
- kurs i kvalitetssikring for alt personell i Avdeling for sikkerhetskontroll
- EDB-kurs
- engelskkurs

Ca 65 % av alle utgiftene til opplæring medgår til reise og opphold, hvorav ca 40 % er opplæring i utlandet. I likhet med 1981 har samarbeidet med Forbruker- og administrasjonsdepartementets kursavdeling hva gjelder administrative kurs.

FIG 1.2.4

Uvikling og avdelingsvis fordeling av opplæringsbudsjettet 1977-82

Development and distribution by department of training budget 1977-82



1.2.5 Budsjett/økonomi

Til direktoratets forskjellige oppgaver er det i 1982 totalt bevilget kr 126 510 000,-. Beløpet fordeler seg slik:

- Driftsbudsjett	kr 68 980 000,-
- Kontrollutgifter	kr 15 000 000,-
- Prosjektering av nybygg	kr 3 655 000,-
- Geologiske og geof. undersøkelser mv	kr 32 375 000,-
- Sikkerhets- og beredskapsforskning	kr 2 500 000,-
- Opprydding av havbunnen	kr 4 000 000,-
	<u>kr 126 510 000,-</u>

Av driftsbudsjettet går kr 43 326 000,- til lønnsutgifter og kr 7 280 000,- til bygnings drift. Den resterende del, kr 18 374 000,- representerer andre utgifter som reiser, opplæring, EDB-drift, anskaffelser m v, og utgifter i forbindelse med utrednings- og forskningsformål.

Inntekter

I tillegg til innbetalte produksjons- og arealavgifter (kap 9), har direktoratet mottatt kr 48 500 000,- i inntekter, tab 1.2.5.

1.2.6 Informasjon

Det har også i denne beretningsperioden vært en stor pågang etter informasjon fra både norske og utenlandske institusjoner, massemedia, selskaper og enkeltpersoner. Oljedirektoratet har i løpet av året fått besøk av en rekke offisielle delegasjoner fra utlandet.

TAB 1.2.5

Oljedirektoratet inntektsutvikling i perioden 1973—82

Income development in the period 1973—82

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Salg av publikasjoner	—	—	—	30	135	197	291	387	480	794
Salg av frigitt prøvemateriale	—	—	—	2	33	46	282	235	606	206
Undersøkellesgebyr	345	340	220	210	280	380	420	400	480	320
Kontrollutgifter	5 525	16 539	19 721	26 717	42 037	45 189	47 358	33 673	26 066	26 492
Salg av datapakker	—	—	—	1 300	3 170	14 847	31 275	35 304	12 947	20 633
Framleie av lokaler	—	288	463	375	76	71	—	—	—	—
SUM	5 860	17 777	20 404	28 634	45 731	60 730	79 626	69 999	40 579	49 455
Direktoratets samlede budsjett	28 067	45 380	61 101	79 855	101 160	123 565	123 565	125 949	123 489	126 510

Videre har mange utenlandske pressefolk - enkeltvis eller i grupper - besøkt direktoratet for å gjøre seg kjent med direktoratet og oljevirkosomheten.

Oljedirektoratets årsberetning har en sentral plass i direktoratets informasjonsvirkosomhet. Årsberetningen for 1981 og direktoratets kontinentalsokkelkart forelå i mai. I den forbindelse ble representanter for pressen invitert til å møte direktoratets hovedledelse, som stilte seg til disposisjon for utfyllende kommentarer til beretningen.

Oljedirektoratets perspektivanalyse, som ble overlevert Olje- og energidepartementet den 16.8.82, er trykket som egen publikasjon både i norsk og engelsk utgave. Det ble registrert stor interesse for perspektivanalysen, og det ble avholdt et presseseminar den 14.12.82 om innholdet.

Oljedirektoratet deltok med egen stand på ONS'82, som ble arrangert i Stavanger i august.

Antall pressemeldinger utsendt i 1982 viser en fortsatt økning i forhold til tidligere år. Dette forhold reflekterer den økende aktivitet på sokkelen. I løpet av året ble det sendt ut 68 pressemeldinger.

1.2.7 Nord-Norge kontoret

Oljedirektoratets avdelingskontor i Harstad har vært i virksomhet siden 20.6.80. Bemanningen har siden etableringen bestått av en stedlig representant og en kontorfullmektig på halv dag.

Kontorets tjenstedistrikt er de tre nordligste fylker.

Innen Oljedirektoratets arbeidsområde har avdelingskontoret vært direktoratets kontaktledd med regionale og lokale myndigheter og nord-norsk næringsliv. Videre har kontoret hatt kontakt med presse og kringkasting og bistått massemedia med tilgang på informasjon. Avdelingskontoret har også gitt informasjon ved foredrag, deltakelse i møter, etc, i landsdelen.

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

Kontoret fungerer også som serviceorgan for hovedkontorets ansatte ved tjenesteoppdrag i Nord-Norge.

1.2.8 Biblioteket

Aktiviteten i biblioteket har i 1982 vært preget av skifte i personalet. Ny bibliotekar og hovedbibliotekar tiltrådte i annen halvdel av 1982. Av den grunn har en måttet holde et noe lavt aktivitetsnivå. Nye tjenester er ikke blitt satt i gang i denne perioden.

Antallet henvendelser etter lån og kopier, samt referansespørsmål, er fremdeles betydelig. En tredjedel av alle henvendelser kommer fra eksterne brukere. Disse omfatter norske og utenlandske bibliotek, oljeselskap og andre firma innen petroleumsnæringen, samt privatpersoner.

Bibliotekets personale har også gitt orienteringer om bibliotekets EDB-baserte katalog (ODIN) og bi-

bliotekets tjenester til lokale oljeselskap, utdanningsinstitusjoner og andre bibliotek.

1.2.9 INFOIL-sekretariatet

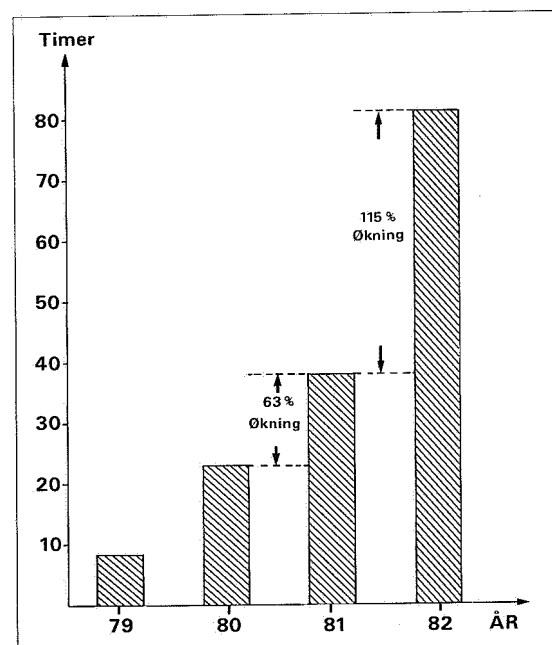
Referatorganene Olje-indeks og Oil index har i 1982 etter en prisøkning på abonnementene gitt en økning av inntektene på ca 50 % i forhold til året før, til tross for at abonnenttallet er omtrent det samme.

Databasen OIL, som omfatter ovenstående to referatorganer, har vist en økning i bruken på over 100 % fra ca 40 til over 80 timer (fig 1.2.9).

FIG 1.2.9

Betalt tilknytningstid for Oil på Scannet 1979-82

User connect hours on Scannet 1979-82



Databasen INFOIL II ble gjort offentlig tilgjengelig på det nordiske datanettet Scannet 1.7.82 og har ved årets utgang vært benyttet i ca 24 timer. Det britiske Department of Energy, som har deltatt i finansieringen av databasen, har forsynt basen med opplysninger om britiske offshorerelaterte forskningsprosjekt. I tillegg kommer de norske prosjektopplysningene som allerede finnes i basen og som hovedsakelig er kommet fra NTNF.

En aktiv markedsføring av ovenstående to databaser har foregått gjennom deltakelse i i alt ni seminarer/messer/ demonstrasjoner i Norge og Storbritannia.

Infoil-sekretariatet arrangerte sammen med Institute of Offshore Engineering ved Heriot Watt University 'Offshore Information Conference 1982' i Aberdeen med 17 norske deltakere.

1.2.10 Rasjonalisering/effektivisering

Oljedirektoratet har også i 1982 hatt en sterk økning i bruken av elektronisk databehandling med sikte på å effektivisere arbeidet.

Nye terminaler og annet EDB-utstyr er tatt i bruk.

EDB i Juridisk/økonomisk avdeling.

Avdelingen har fått utviklet en modell som er blitt et godt verktøy til å utføre økonomiske felt- og selskapsanalyser ('Selskapsmodellen'). Modellen blir bl a benyttet i forbindelse med Oljedirektoratets perspektivanalyse til å beregne statens inntekter av oljevirkksomheten.

I 1982 er det utviklet en database som inneholder kapasitetstall i norsk verftsindustri. Denne informasjonen vil være nyttig i analyser der det skal vurderes felt- og utbyggingsløsninger.

Avdelingen har fått stilt til rådighet en planleggingsmodell av Statoil - ('Porteføljemodellen'). Den skal brukes i perspektivanalysesammenheng til å vurdere tidsfasing av felt ut fra bestemte valgte målkriterier som f eks produksjon, investeringer og arbeidskraft. Modellen er under videre utvikling i Oljedirektoratet for tilpasning til direktoratets behov.

Rapportering av produksjonstall og beregning av produksjonsavgift har tidligere vært et omfattende manuelt arbeid. Det har vist seg at bruk av EDB har tatt bort mye rutinepreget arbeid og gitt saksbehandlerne mulighet til å konsentrere seg om de mer vesentlige arbeidsoppgavene.

EDB i Avdeling for sikkerhetskontroll

Avdeling for sikkerhetskontroll mottar daglig bore-rapporter fra selskapene vedrørende fremdriften på de brønnene som er under boring. For at avdelingen mer effektivt skal kunne føre egen kontroll med boreaktiviteten, er det utviklet et EDB-system for registrering og oppfølging av de daglige borerapporter. Systemet ble satt i prøvedrift sommeren 1982. I forbindelse med dette EDB-systemet, har avdelingen tatt i bruk moderne grafisk utstyr. Dette har bidratt til at avdelingen i dag har en bedre oversikt med hensyn til fremdriften på de ulike brønnene, både de som er under boring og de som er ferdig boret.

Når det gjelder direktoratets egen kontroll med at pålegg etterkommes innen de fastsatte frister, er det i løpet av 1982 utviklet et EDB-system ut fra målsetningen om å effektivisere denne kontroll. Dette systemet er satt i prøvedrift foreløpig ut 1982.

Når det inntreffer en arbeidsulykke på sokkelen som medfører fravær inn i neste skift eller medisinsk behandling, er arbeidsgiver pålagt å sende melding om dette til direktoratet. Avdeling for sikkerhetskontroll har i drift et EDB-system for registrering av disse, for senere uttak av bl a statistikker til bruk i sikkerhetsarbeidet. I løpet av beretningsperioden er dette systemet revidert. Den nye utgaven bygger på en mer detaljert klassifisering av ulykkene og har flere muligheter når det gjelder statistisk bearbeiding av de registrerte data.

EDB i Avdeling for ressursforvaltning

Den praktiske anvendelse av Oljedirektoratets GEO-DATABASE er kommet godt i gang og 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.

Oljedirektoratets produksjonsdatabase er videreutviklet og gir sammen med grafisk utstyr en hurtig og oversiktlig fremstilling av historiske data for de enkelte felt på sokkelen.

Produksjonsdatabasen er i 1982 knyttet sammen med systemet for korttidsprognosene. Dette gir automatisk oppdatering, og en har derved fjernet en del rutinepreget arbeid.

Gjennom Norsk Hydro har Oljedirektoratet mottatt og tatt i bruk en ny og bedre modell for prosesssimulering.

Omfattende EDB-systemer er konstruert for å effektivisere fremstilling av perspektivanalyser. Systemene er under videreutvikling.

Som et ledd i arbeidet med en stadig mer effektiv kartlegging av olje- og gassressursene på kontinentalsokkelen har Oljedirektoratet i 1982 anskaffet et eget datamaskinanlegg for prosessering av seismikk. Anlegget med tilhørende programmer ble installert i Oljedirektoratets lokaler i løpet av sommeren og offisielt innviet av Olje- og energiminister Vidkunn Hveding 24.8.82. Anlegget har i det halve året det har vært i drift vist seg som et meget verdifullt verktøy for å kontrollere og forbedre datakvaliteten på de innsamlede seismiske dataene.

EDB i Administrasjonsavdelingen

Oljedirektoratets administrasjonsavdeling har i 1982 effektivisert sin virksomhet, både ved omorganisering og ved å ta i bruk bedre utstyr.

Ved utgangen av 1982 har man tatt i bruk elektronisk tekstbehandling på 10 arbeidsplasser i skrivetjenesten.

Biblioteket, Publikasjonskontoret, Personalseksjonen og Økonomiseksjonen har forbedret eller utvidet bruken av sine EDB-systemer.

Oljedirektoratets EDB-baserte arkivsystem EKSARD har også i 1982 blitt forbedret, bl a mht restansekontroll.

EDB-arkivet inneholder nå opplysninger om over 50 000 saker.

Ved utgangen av 1982 arbeider man med å innføre EDB-basert utstyr også på Tegnekontoret.

1.2.11 Lokaler

Kontorlokalsituasjonen har også i denne perioden vært tilfredsstillende, om en ser bort fra at direktoratet har kontorer på to forskjellige steder i Stavanger. Man har i perioden kunnet utvide kontorlokalene

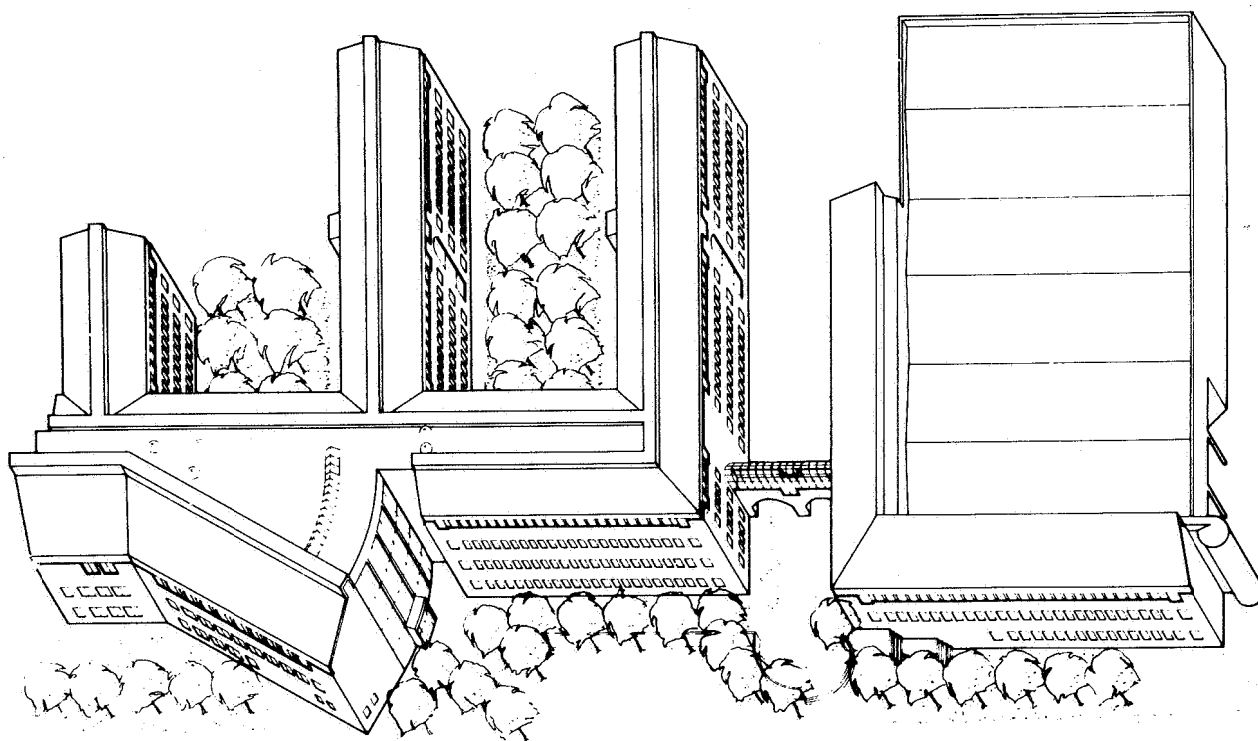
slik at behovet også i den nærmeste fremtid er dekket.

Arbeidet med forberedelse av nytt bygg i Ullandhaugområdet har fortsatt under ledelse av Statens bygge- og eiendomsdirektorat (fig 1.2.11). Forprosjektet ble godkjent i desember 1982, og byplan-

myndighetene i Stavanger har godkjent det utarbeidede forslag til bebyggelse av tomten.

Etter den reviderte tidsplan som nå foreligger, vil en begynne bygningsarbeidene i februar/mars 1984. Bygget planlegges ferdigstilt i januar 1986 med innflytting innen mars 1986.

FIG 1.2.11
Planlagt nybygg for Oljedirektoratet
Drawing of NPD's new office building



2. Virksomheten på norsk kontinentalsokkel

2.1. UTVINNINGSTILLATELSER

2.1.1 Nye utvinningstillatelser

Det ble i 1982 tildelt 12 nye utvinningstillatelser. Utvinningstillatelsene 073-078 utgjør 3. omgang av 5. tildelingsrunde. Utvinningstillatelse 079 (del av blokk 30/9) ble tildelt som følge av funn av hydrokarboner

i blokk 30/6. Utvinningstillatelsene 080-084, Træna-banken, utgjør 7. tildelingsrunde som er et nytt lete-område på norsk sokkel. Alle de nye utvinningstillatelsene er gitt til norske operatører med unntak av en på Haltenbanken (BP) og en på Trænabanken (Phillips).

TAB 2.1.1.a

Tildelinger 3. omgang av 5 tildelingsrunde. Meddelt ved kgl res av 23.4.82.

Firth round blocks. Granted by Royal Decree of 23 April 1982

Utv.nr	Felt/Blokk	Eier %	Operatør(0)/Rettighetshaver
73	6407/1	50,000	0/Den norske stats oljeselskap a.s
		20,000	Norske Conoco A/S
		20,000	Amoco Norway A/S
		10,000	Norsk Hydro Produksjon a.s
74	6407/2	10,000	0/Saga Petroleum a.s.
		50,000	Den norske stats oljeselskap a.s
		15,000	Norsk Agip A/S
		15,000	Arco Norge A/S
75	6507/10	10,000	Deminex (Norge) A/S
		30,000	0/BP Petr. Dev. of Norway A/S
		50,000	Den norske stats oljeselskap a.s
		10,000	Arco Norway A/S
76	7119/7	10,000	Union Oil Norge A/S
		25,000	0/Norsk Hydro Produksjon a.s
		50,000	Den norske stats oljeselskap a.s.
		15,000	Elf Aquitaine Norge A/S
77	7120/7	10,000	A/S Norske Shell
		50,000	0/Den norske stats oljeselskap a.s
		15,000	Norsk Hydro Produksjon a.s
		10,000	Phillips Petroleum Norsk A/S
78	7120/9	10,000	Texaco North Sea Norway A/S
		10,000	Total Marine Norsk A/S
		5,000	Saga Petroleum a.s.
		25,000	0/Norsk Hydro Produksjon a.s
79	30/9	50,000	Den norske stats oljeselskap a.s
		15,000	Elf Aquitaine Norge A/S
		10,000	A/S Norske Shell
		5,000	Utildelt andel

TAB 2.1.1.b

Tildeling av utvinningstillatelse 079. meddelt ved kgl res av 20.8.82.

PL 079 Granted by Royal Decree of 20 August 1982.

Utv.nr	Felt/Blokk	Eier %	Operatør (0)/Rettighetshaver
79	30/9	15,000	0/Norsk Hydro Produksjon a.s
		70,000	Den norske stats oljeselskap a.s
		10,000	Saga Petroleum a.s.
		5,000	Utildelt andel

TAB 2.1.1.c

Tildelinger 7. tildelingsrunde. Meddelt ved kgl res av 10.12.82.

Seventh round blocks. Granted by Royal Decree of 10 December 1982.

Utv.nr	Felt/Blokk	Eier %	Operatør (0)/Rettighetshaver
80	6609/5	50,000	0/Den norske stats oljeselskap a.s
		15,000	Esso Expl. and Production Norway A/S
		30,000	Phillips Petroleum Norsk A/S
		5,000	Norsk Hydro Produksjon a.s
81	6609/7	30,000	0/Phillips Petroleum Norsk A/S
		20,000	Esso Expl. and Production Norway A/S
		50,000	Den norske stats oljeselskap a.s
82	6609/10	10,000	0/Saga Petroleum a.s.
		30,000	Esso Expl. and Production Norway A/S
		10,000	Norsk Hydro Produksjon a.s
		50,000	Den norske stats oljeselskap a.s
83	6609/11	25,000	0/Norsk Hydro Produksjon a.s
		20,000	Arco Norge A/S
		5,000	Svenska Petroleum Exploration A/S
		50,000	Den norske stats oljeselskap a.s
84	6610/7	50,000	0/Den norske stats oljeselskap a.s
		25,000	Elf Aquitaine Norge A/S
		25,000	Norsk Agip A/S

TAB 2.1.1.d

Utvinningstillatelser pr. 31.12.82.

Production licenses as of 31 December 1982.

Meddelt med virkning fra	Utvinning- tillatelse nr	Totalt areal km ²	Antall blokker
1.9.65	001-021	39 842,476	74
7.12.65	022	2 263,565	4
23.5.69	023-031	4 107,833	9
30.5.69	032-033	746,285	2
14.11.69	034-035	1 024,529	2
11.6.71	036	523,937	1
10.8.73	037	586,834	2
1.4.75	038-040,42	1 840,547	7
1.6.75	041	488,659	1
6.8.76	043	604,559	2
27.8.76	044	193,077	1
3.12.76	045-046	1 270,682	4
7.1.77	047	368,363	2
18.2.77	048	321,500	2
23.12.77	049	485,802	1
16.6.78	050	500,509	1
6.4.79	051-058	4 007,887	8
18.1.80	059-061	1 108,078	3
17.3.81	062-064	1 099,522	3
21.8.81	065-072	3 218,945	9
23.4.82	073-078	2 311,912	6
20.8.82	079	102,167	1
10.12.82	080-084	2 082,966	5
		69 100,634	150

TAB 2.1.1.e**Områder med utvinningstillatelser pr. 31.12.82.***Licensed areas as of 31 December 1982*

Utvinningstillatelser tildelt	Opprinnelig km ²	Tilbakelevert areal pr. 31.12.82	Areal med utvinningstillatelse i km ²	Areal med utvinningstillatelse i prosent	Fordelt på antall blokker
1965	42 106,041	36 338,422	5 767,619	13,70	26
1969	5 878,647	3 004,025	2 874,622	48,90	13
1971	523,937	262,047	261,890	49,99	1
1973	586,834	295,157	291,677	49,70	2
1975	2 329,206	1 456,827	872,379	37,45	5
1976	2 068,318	924,825	1 143,493	55,29	5
1977	1 175,665	—	1 175,665	100,00	5
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
	69 100,634	42 281,303	26 819,331	38,81	92

2.1.2 Andelsoverdragelser

Det er ikke foretatt noen andelsoverdragelser i 1982.

2.1.3 Tilbakeleveringer

Det har i 1982 funnet sted tilbakeleveringer av områder belagt med utvinningstillatelser for fem utvinningstillatelser. Disse fremgår av tabell 2.1.4.

TAB 2.1.4**Tilbakeleveringer***Relinquishments*

Utvinningstillatelser	Blokk	Operatør
005	7/3	Union
041	35/3	Saga
043	30/4	BP
044	1/9	Statoil
045	24/11 og 24/12	Statoil

Blokkene 7/3, 24/11 og 24/12 er tilbakelevert i sin helhet.

Tilbakelevering av utvinningstillatelsene 041, 043 og 045 har skjedd etter tilbakeleveringsreglene i henhold til kgl res av 8.12.72.

Blokk 35/3 er tilbakelevert med 49,94 % som utgjør 244 000 km². Det tildelte areal utgjør fra 1.6.82 244 688 km².

Utvinningstillatelse 043 består av to blokker, 29/6 og 30/4. Rettighetshaverne i utvinningstillatelse 043 har fått dispensasjon fra tilbakeleveringsreglene. Dette har resultert i at blokk 29/6 beholdes i sin helhet mens blokk 30/4 er tilbakelevert med 59,65 % som utgjør 303 216 km². Den totale tilbakelevering av utvinningstillatelse 043 utgjør 50,15 %. Det tildelte område pr 6.8.82 utgjør 301 343 km².

Rettighetshaverne i blokk 1/9 har også fått dispensasjon fra tilbakeleveringsreglene. På grunn av utvinningstillatelsens utforming ble 46,83 % tilbakelevert. Dette utgjør 90 419 km².

Det tildelte område pr 27.8.82 er 102 658 km².

2.2 KARTLEGGING OG LETEBORING**2.2.1 Geofysiske og geologiske undersøkelser****2.2.1.1 Oljedirektoratets geofysiske undersøkelser**

Oljedirektoratets geofysiske undersøkelser ble i 1982 konsentrert i to områder. Det ble skutt 3 050 km (fig 2.2.1.a) i et område nord for Troms-området mellom 71°30'N og 72°N. Denne del av undersøkelsen ble utført for å kunne anbefale de politiske myndigheter nye blokker til åpning i løpet av 1983. Det er planlagt ytterligere undersøkelser i 1983, se fig 2.2.1.c.

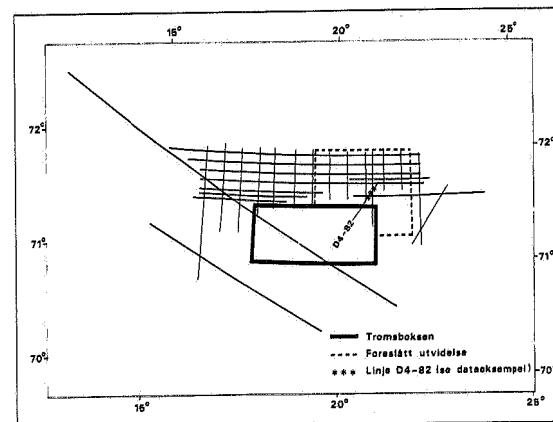
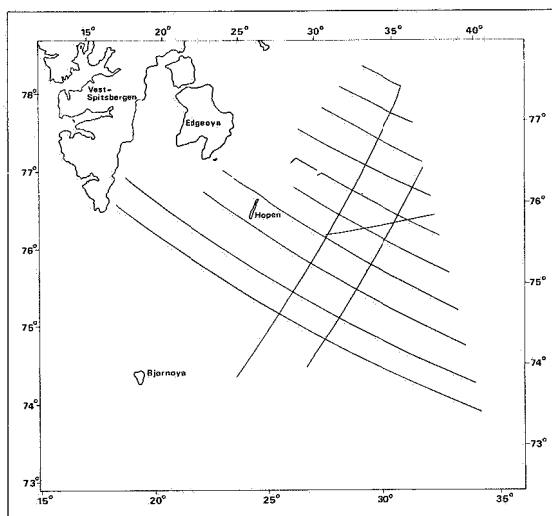
FIG. 2.2.1.a**Semiregionale geofysiske undersøkelser nord for Troms-området 1982***Semiregional seismic surveys north of the Troms area 1982*

FIG 2.2.1.b
Regionale geofysiske undersøkelser i Barentshavet i 1982
Regional seismic surveys in the Barent Sea 1982



I den nordøstlige delen av Barentshavet ble det skutt 4 050 km (fig 2.2.1.b) som en fortsettelse av det regionale nettet. Målsettingen i første omgang er å få en grid på ca 15 km. Totalt har Oljedirektoratet i 1982 samlet inn 7 100 km med seismikk og ca 6 000 km med gravimetri. I Barentshavet ble det i tillegg samlet inn grunnseismiske data med analog sparker. Feltarbeidet ble utført av GECO A/S som hovedkontraktør mens A/S Geoteam foresto registreringene med analog sparker. For undersøkelsen i Troms ble det benyttet et spesielt navigasjonssystem av type Argo og Syledis. Dette er kostbare system, men nødvendige for å oppnå nøyaktighet på pluss/minus 10 m, som anses påkrevd ved denne type undersøkelser.

Oljedirektoratet har i 1982 prosessert hoveddelen av de data som ble samlet inn i 1981. De to største kontraktene ble tildelt det franske selskapet Compagnie Generale de Geophysique (CGG) og det engelske selskapet Horizon Exploration Ltd. Begge selskapene har kontorer i London hvor alt prosesseringsarbeid ble utført. CGG prosesserte totalt 5 200 km og Horizon 2 200 km. Disse to selskaper ble hovedsakelig valgt pga et godt teknisk og fleksibelt programtilbud. Det norske selskapet GECO A/S, med prosesseringsenter i Stavanger, har også utført en del testing og prosesseringsarbeid for Oljedirektoratet i 1982.

2.2.1.2 Geofysiske undersøkelser i selskapenes regi

I 1982 ble det skutt totalt 50 000 km seismikk på norsk kontinentalsokkel i regi av oljeselskap eller kontraktører. Av disse ble 38 000 km skutt i Nordsjøen og 12 000 km skutt nord for Stad i områdene Haltenbanken, Trænabanken og Troms I (fig 2.2.1.d).

FIG 2.2.1.c
Geofysiske undersøkelser nord for Stad i statlig regi
Governmentally conducted seismic surveys north of Stad

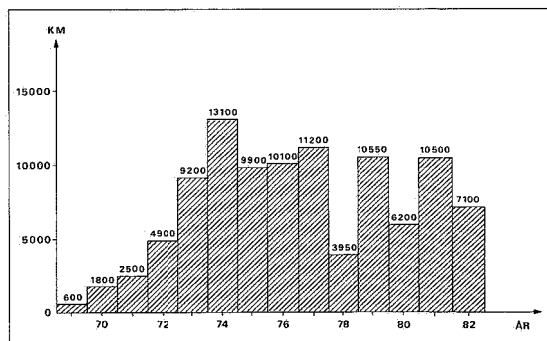
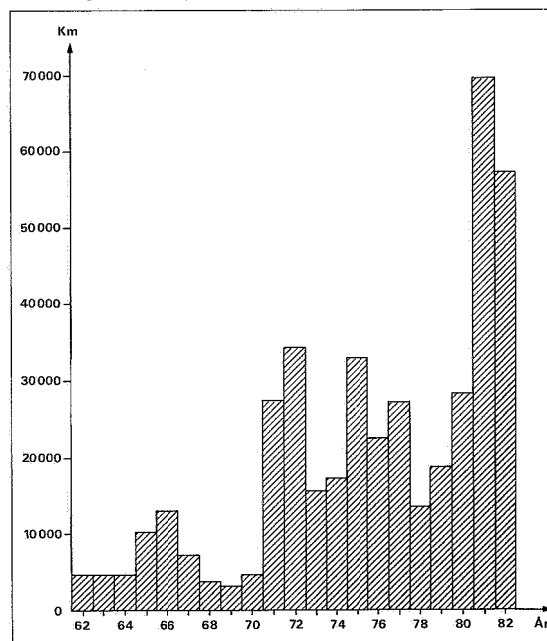


FIG 2.2.1.d
Geofysiske undersøkelser utført på hele den norske sokkel (inkl. nord for Stad)
Geophysical surveys carried out on the whole Norwegian Shelf (north of Stad included)



De tre norske selskapene Statoil, Norsk Hydro og Saga, utførte totalt 31 200 km mens de utenlandske oljeselskapene har skutt 11 400 km. De resterende 7 400 km er spekulative undersøkelser utført av kontraktørselskapene GECO, NOPEC og Western Geophysical. Av de seismiske målingene i Nordsjøen er det utført fire 3D-undersøkelser eller detaljerte undersøkelser med meget stor linjetetthet. Denne type data samles inn i begrensede områder over felt som er påvist og vurderes utbygget. To av undersøkelsene er utført av Statoil i 34/10, Gullfaks Delta-strukturen og i 15/9, Sleipner. De resterende to undersøkelsene

er utført av Norsk Hydro i 30/7 og Oseberg-området. Tolkningen av 3D-data byr på spesielle problemer som først og fremst skyldes den store datamengden. For å kunne utføre en effektiv tolkning av denne type data er det nødvendig å finne mer effektive arbeidsmetoder. Man arbeider med databaser og interaktiv tolkning i datamaskiner. Oljedirektoratet har innledet arbeidet med en geofysisk database for lagring av data. Alle data innsamlet på norsk sokkel blir nå rutinemessig lagret på Oljedirektoratets database. For å lette tolkningsarbeidet kan kart plottes og posteres interaktivt fra den samme databasen. Oljedirektoratet ser i framtiden et meget stort behov for videreutvikling av EDB-hjelpemidler for å kunne holde de store datamengder ajour og utføre et effektivt arbeid.

3D-prosessering av seismiske data, som er blitt vanligere de siste årene, representerer det største framskritt på denne sektor på lang tid. Ved å skyte et tett nett over et reservoar får man ved denne prosesseringen hele volumet dekket med data som er 3D-migrert. 2D-migrering gir vanligvis bare korrekte resultater dersom det er skutt vinkelrett på strukturen. En av de andre vesentlige fordelene ligger i at man under tolkningen kan få ut mange forskjellige 2D-snitt, horisontalt og vertikalt, og sikkert profiler mellom brønner osv.

Datamengden øker derimot så enormt at skal man utnytte informasjonsmengden i dataene, må tolkningsarbeidet automatiseres. De største oljeselskaperne og prosesseringselskaperne har forskningsgrupper som har arbeidet med å få utviklet systemer som kan utnytte informasjonsmengden i større grad.

I løpet av 1983 vil Geco som et av de første selskaperne i verden starte markedsføringen av et system for tolkning av 3D-data. Det er ikke tvil om at kommersielt tilgjengelige systemer umiddelbart vil bli brukt av alle selskaper som skal tolke 3D-data.

2.2.1.3 Kostnader ved seismiske undersøkelser

De totale kostnader ved seismiske undersøkelser var for 1982 i størrelsesorden 240 mill kroner.

2.2.1.4 Salg av seismiske data

10.6.82 ble oljeselskaperne tilbudt tre seismiske datapakker:

- 'Møre-sokkelen 62-65°N'. Denne pakken består av 2 920 km seismikk til en pris av 1,79 mill kroner. Pakken er kjøpt av følgende selskap: Norsk Hydro, BP, Saga, Amoco, Elf Aquitaine og Shell.
- 'Nordlandsryggen'. Pakken inneholder 1 350 km seismikk til en pris av 0,51 mill kroner, og er kjøpt av følgende selskap: Elf Aquitaine, Norsk Hydro, Getty, BP, Shell, Statoil, Saga, Total og Phillips.
- Regional Data, Troms Øst. Denne pakken består av 725 km seismikk til en pris av 0,16 mill kroner, og kjøpere er: Elf Aquitaine, Norsk Hydro, Statoil, Saga og Mobil.

Videre er det blitt solgt seismiske datapakker som tidligere er blitt tilbudt oljeselskaperne.

Samlet er det blitt solgt seismiske data for ca 24 mill kroner i 1982, hvilket betyr at de statlige undersøkelsene faktisk har vært selvfinansierende dette år. Den økte aktivitet fører også til at det er kort tid mellom innsamling, prosessering og salg til selskaperne. Kapitalkostnadene er dermed kraftig redusert i forhold til tidligere. Oljedirektoratets rolle som ledende innsamler og selger av geofysiske data i ikke-åpnede områder er et meget gunstig styringsmiddel for å velge ut nye områder for leteboring, og sikrer at seismiske undersøkelser ikke bare bli konsentrert i de antatt mest interessante områdene.

2.2.1.5 Frigiving av data

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

Utolkede logger er frigitt for salg når brønnen er presentert i 'Well Data Summary Sheets' som utgis av Oljedirektoratet. Alle brønner avsluttet før 1978, i alt 185, er til nå presentert i åtte hefter av serien. Hefte 8, som vil bli publisert tidlig i 1983, beskriver følgende 19 brønner som ble boret ferdig i 1977:

1/9-1	7/12-4	24/9-2	33/9-9
1/9-2	8/4-1	25/2-6	
1/9-3	9/4-4	30/7-4	
2/11-3	15/3-2	30/7-5	
7/12-3	15/6-5	30/7-6	
7/12-3S	15/9-1	33/9-8	

En mer utfyllende geologisk beskrivelse av de enkelte borehullene presenteres i Oljedirektoratets serie 'NPD Papers'. I løpet av 1982 er det publisert to hefter med totalt 33 brønner. Ved utgangen av 1982 var 93 borehull publisert i 32 hefter (tab 2.2.1.a).

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

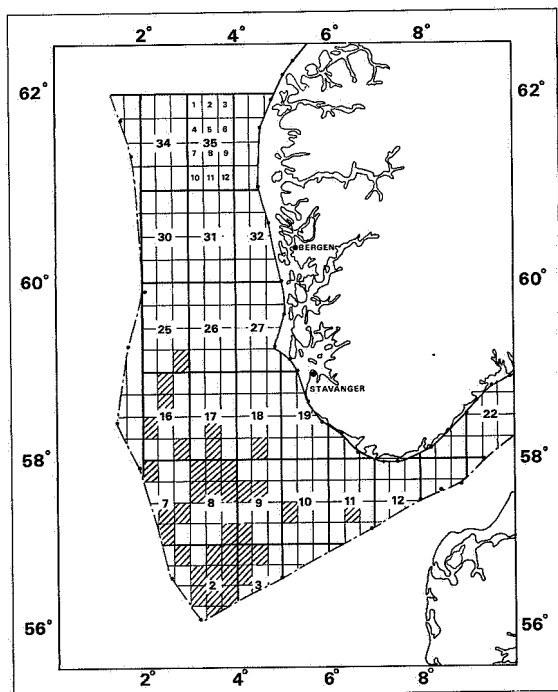
Oljedirektoratet har besluttet at denne serien inntil videre ikke skal videreføres i sin nåværende form, slik at hefte nr 32 foreløpig blir det siste i denne serien. Derimot vil en opprette en ny publikasjonsserie kalt NPD Contributions, hvor fagartikler, foredrag osv vil bli publisert.

Seismiske data frigis i større pakker innenfor tilbakeleverte blokker. Det er kun frigitt data fra en blokk i 1982 pga kapasitetsproblemer.

Ved årsskiftet er det tilgjengelig 16 634 km seismiske linjer fra 37 tilbakeleverte blokker eller deler av blokker. Prisen er fastsatt slik at den dekker kopieringsutgiftene, porto og et tillegg til administrasjon.

Figur 2.2.1.e viser et oversiktskart med angivelse av hvilke blokker det er frigitt seismikk.

FIG 2.2.1.e
Blokker der seismiske data er frigitt
Blocks where seismic data have been released



TAB 2.2.1.a
NPD Papers

HEFTE NR	BRØNN	HEFTE NR	BRØNN
1	8/3-1	22	8/10-1
2	25/11-1	23	11/10-1
3	16/2-1	24	9/4-1, 2, 3
4	16/11-1	25	2/4-1, 2, 3, 4
5	9/8-1	26	10/8-1
6	16/1-1	27	9/12-1
7	2/11-1, 2/8-1	28	25/11-2, 3, 4
8	16/11-1	25/10-1, 2, 3	
9	16/6-1	25/8-1	
10	7/11-1, 2, 3, 4	29	24/4-1, 2, 3, 4
11	16/9-1	30	2/7-1, 2, 3, 6, 7, 8, 9
12	17/11-1	31	7/1-1, 7/8-2, 7/9-1
13	2/8-2	8/1-1, 8/4-1, 8/9-1	
14	17/4-1	8/11-1, 8/12-1, 9/4-4, 9/10-1	
15	1/3-1, 2	9/11-1, 10/5-1, 11/9-1,	
16	7/12-1	16/8-1, 16/11-2, 17/9-1,	
17	2/3-1, 2, 3	17/11-2, 17/12-1, 17/12-2,	
18	7/8-1	18/11-1	
19	2/6-1	32	2/7-11, 2/8-3, 4, 6, 7, 8, 9, 10, 11
20	7/3-1		
21	17/10-1	2/9-1, 2/10-1, 2/11-2, 3/7-1	

2.2.1.6 Oppdrag til vitenskapelige institusjoner

Dels etter initiativ fra forskningsinstitusjoner og dels fra Oljedirektoratet, utfører geologiske og geofysiske forskningsinstitusjoner undersøkelser som er støttet økonomisk av Oljedirektoratet. Disse undersøkelsene er basert på Oljedirektoratets arbeidsoppgaver og inngår som en integrert del av den petroleumsrettede undersøkelse av kontinentalsokkelen.

I 1982 ble ni forskjellige prosjekter støttet av Oljedirektoratet med tilsammen 549 000 kroner.

Prosjekt	Forskningsinstitusjon
Maringeofysisk undersøkelse mellom 64° og 66°N. Feltarbeid til sjøs.	Jordskjelvstasjonen, Universitetet i Bergen
Undersøkelse av kontinentalmarginen utenfor Lofoten	Jordskjelvstasjonen, Universitetet i Bergen
Katalog, dinoflagellatcyster	Institutt for geologi, Universitetet i Oslo
IGCP-prosjekt 124	Institutt for geologi, Universitetet i Oslo
Sedimentologiske studier av mesozoiske bergarter fra det norsk-danske basseng	Institutt for geologi, Universitetet i Oslo
Paleontologiske og sedimentologiske undersøkelser i jura-lagrekken i nordlige Nordsjøen	Institutt for geologi, Universitetet i Oslo
Maringeofysisk forskning	Institutt for geologi, Universitetet i Oslo
Bearbeidelse av geologiske data fra Barentshavet	Norsk Polarinstitutt
Grunnfjellstektonikk på den norske kontinentalsokkel	Institutt for petroleums-teknologi og anvendt geofysikk, Norges Tekniske Høgskole, Trondheim

2.2.1.7 Vitenskapelige undersøkelser

Det er pr 31.12.82 meddelt i alt 155 tillatelser til vitenskapelige undersøkelser på den norske kontinentalsokkelen. Som det fremgår av tab 2.2.1.b er det for 1982 meddelt 15 slike tillatelser. De fleste undersøkelsene dreier seg hovedsakelig om geologi og geofysikk, og noen om biologiske undersøkelser.

2.2.2 Lete- og avgrensningsboring

Ved årsskiftet 1981/82 var 13 lette- og avgrensningsborehull under boring. Alle disse hullene er avsluttet i 1982.

TAB 2.2.1.g

Tillatelser til vitenskapelige undersøkelser etter naturforekomster.

Licenses for scientific research for natural resources.

Tillatelse	Navn	Geofysikk	Arbeidsfelt Geologi	Biologi
141	Bedford Institute of Oceanography Nova Scotia			X
142	Institutt for kontinentalsokkel- undersøkelser		X	
143	Ministry of Agriculture Directorate of Fisheries Research	X	X	X
144	Norges geologiske undersøkelse	X		
145	Norsk Polarinstitutt	X		
146	DAFS Marine Laboratory Skottland		X	X
147	Institutt for kontinentalsokkel- undersøkelser	X	X	
148	Universitet i Bergen Jordskjelvstasjonen	X	X	
149	Institute of Geological Sciences Marine Geophysics Unit Skottland	X		
150	Universitetet i Tromsø Institutt for biologi og geologi	X	X	
151	Institut für Meereskunde an der Universität Kiel Forbundsrepublikken Tyskland	X	X	
152	Norges geologiske undersøkelse	X	X	
153	Norges geologiske undersøkelse	X		
154	Norsk Polarinstitutt			
155	DAFS, Marine Laboratory Skottland	X		

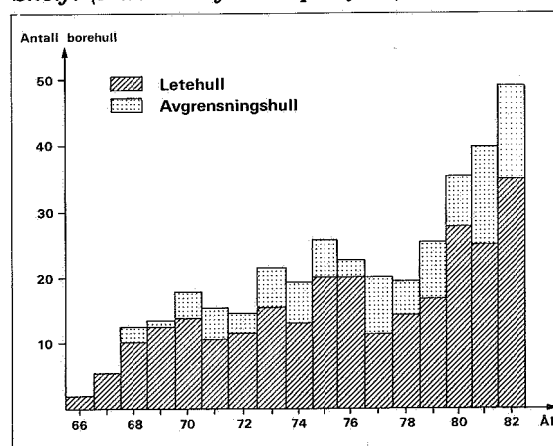
30/3-1 og 31/2-4, som var midlertidig forlatt ved forrige årsskifte, er avsluttet i løpet av 1982. 30/3-1 er fordypet til total dybde, mens 31/2-4 er plugget igjen permanent etter å ha blitt midlertidig plugget våren 1981.

Det har vært en stor økning i aktivitetsnivået i 1982. I løpet av 1982 ble det påbegynt 49 nye borehull fordelt på 35 letehull og 14 avgrensningshull, mot totalt 39 i 1981, (se fig 2.2.2.a). 37 av de påbegynte boringene ble fullført i løpet av året.

Ett hull, 6407/1-1, er oppgitt grunt pga tekniske problemer.

2/11-6, 30/2-1, 30/6-9 og 1/9-6 er midlertidig forlatt ved årets utgang. Ved årsskiftet var det totalt påbegynt i alt 360 lete- og avgrensningshull på norsk sokkel. Disse fordeler seg med 260 letehull og 100 avgrensningshull. 12 hull er under boring ved årsskiftet (tab 2.2.2.a).

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)



TAB 2.2.2.a

Påbegynte og/eller avsluttede leteborehull (U) og avgrensningsborehull (A) i 1982

R = gjenåpning S = sideboring X = ikke oppnådd prospekt

Spudded and/or completed exploration wells (U) and delineation wells (A) in 1982

R = reentry S = sidetrack X = not reached objective

Till. nr	Borehull nr	Boring påbegynt avsluttet	Operatør Rettighetshaver	Borefartøy Registreringsland	Brønn type	Vann dybde (KB)	Total dybde (MSL)
215	0030/03-01 R	02.02.82 26.04.82	Shell Statoil/Union Hydro/Superior	Dyvi Delta Norge	U F	138 27	4 392
269	0030/07-08 R	23.09.81 27.01.82	Hydro Stat/Petronord	Treasure Seeker Norge	U F	103 25	4 787
294	0024/12-02	22.06.81 21.01.82	Statoil Stat/Texaco/Hydro	Dyvi Delta Norge	U T	119 32	5 068
298	0015/08-01	18.07.81 07.01.82	Statoil Stat/Esso/Hydro	Glomar Biscay II USA	U F	112 25	4 275
299	0035/08-02	11.09.81 23.05.82	Gulf Stat/Gulf/Getty	Sedco 704 USA	U F	381 26	4 306
300	0034/10-13	24.08.81 05.01.82	Statoil Stat/Esso/Hydro	Deepsea Saga Norge	A F	214 25	3 366
304	0015/03-04	03.10.81 30.03.82	Elf Petronord	Borgsten Dolphin Norge	U F	107 25	4 234
305	0002/11-06	03.09.81 28.02.82	Amoco Amoco/Noco gr.	Sedco 703 USA	A F	072 26	4 050
306	0034/04-03	16.10.81 30.03.82	Saga Stat/Saga/Amoco	Dyvi Delta Norge	U T	366 25	4 435
307	0029/06-01	12.10.81 09.05.82	BP Statoil/BP	Sedco 707 USA	U F	124 25	4 807
308	0015/06-06	10.04.82 06.06.82	Esso Esso	Glomar Biscay II USA	A F	105 25	3 735
309	0015/09-12	26.11.81 23.02.82	Statoil Stat/Esso/Hydro	Nordraug Norge	A F	107 25	2 715
309	0015/09-12 R	26.03.82 27.04.82	Statoil Stat/Esso/Hydro	Deepsea Saga Norge	A F	107 25	3 715
310	0015/02-01	26.11.81 24.02.82	Hydro Stat/Elf/Hydro	Nortrym Norge	U T	109 25	4 575
311	0030/06-06	09.01.82 24.02.82	Statoil Stat/Petronord	Deepsea Saga Norge	A T	113 25	3 195
312	0034/10-14	24.12.81 13.03.82	Statoil Stat/Hydro/Saga	Ross Rig Norge	A F	224 25	2 622
313	0035/03-05	22.12.81 31.03.82	Saga Stat/BP/Saga	West Venture Norge	U T	262 33	4 081
314	0016/07-02	11.01.82 30.03.82	Esso Stat/Esso/Hydro	Glomar Biscay II USA	U F	083 25	3 121
315	0034/04-04	11.09.82 83	Saga Stat/Saga/Amoco	Dyvi Alpha Norge	U F	344 25	
316	0007/11-05	09.02.82 10.06.82	Hydro Stat/Hydro/Saga	Treasure Seeker Norge	U F	080 25	4 453
317	0031/04-06	28.02.82 20.04.82	Hydro Stat/Hydro/Esso	Nortrym Norge	A F	130 25	2 422
318	0001/09-06	21.03.82 01.12.82	Phillips Stat/Phillips	Sedco 703 USA	A F	076 25	3 857
319	0015/09-13	21.03.82 27.05.82	Statoil Stat/Esso/Hydro	Ross Rig Norge	A F	081 25	3 257
320	0002/02-01	09.04.82 03.07.82	Saga Stat/Mobil/Saga	Dyvi Alpha Norge	U F	059 25	3978
321	0025/02-07	01.04.82 12.07.82	Elf Petronord	Borgsten Dolphin Norge	U T	117 25	4 085
322	0002/01-04	12.04.81 03.08.82	BP Stat/BP/Conoco	Aladdin Norge	A F	066 25	4 500
323	7117/09-01	24.04.82 16.07.82	Hydro Stat/Hydro/BP	Treasure Scout Norge	U T	258 23	3 177
324	7120/08-02	15.04.82 29.07.82	Statoil Stat/Esso/Hydro	Nordraug Norge	U F	245 25	2 565
325	6507/11-02	18.04.81 30.05.82	Saga Stat/Shell/Saga	West Venture Norge	U T	243 33	2 872
326	0031/02-07	22.04.82 14.06.82	Shell Stat/Shell/Conoco	Borgny Dolphin Norge	A F	338 25	1 635
327	0015/09-14	01.05.82 27.06.82	Statoil Stat/Esso/Hydro	Deepsea Saga Norge	U T	101 25	3 538
328	0030/02-01	16.05.82 12.10.82	Statoil Stat/Union/Tenoco	Dyvi Delta Norge	U F	125 30	4 213
329	0030/06-07	20.05.82 24.08.82	Norsk Hydro Stat/Petronord	Nortrym Norge	A F	114 25	3 211

Till. nr.	Borehull nr.	Boring påbegynt avsluttet	Operatør Rettighetshaver	Borefartøy Registreringsland	Brønn type	Vann dybde (KB)	Total dybde (MSL)
330	0015/09-15	28.05.82	Statoil	Ross Rig	U	083	3 175
		01.08.82	Stat/Esso/Hydro	Norge	F	25	
331	0016/07-03	11.06.82	Esso	Glomar Biscay	U	085	3 116
		27.07.82	Stat/Esso/Hydro	USA	T	25	
232	6407/02-01	03.06.82	Saga	West Venture	U	265	3 837
		06.08.82	Stat/Agip/Saga	Norge	T	33	
233	0030/06-08	15.06.82	Hydro	Treasure Seeker	U	121	3 575
		06.08.82	Stat/Petronord	Norge	T	25	
234	0031/02-08	16.06.82	Shell	Borgny Dolphin	U	246	3 350
		18.08.82	Stat/Shell/Conoco	Norge	T	25	
335	0015/09-16	28.06.82	Statoil	Deepsea Saga	A	085	3 095
		24.08.82	Stat/Esso/Hydro	Norge	F	25	
336	0002/02-02	04.07.82	Saga	Dyvi Alpha	A	066	3 102
		27.08.82	Stat/Mobil/Saga	Norge	F	25	
337	6507/10-01	10.07.82	BP	Sedco 707	U	297	3 669
		31.10.82	Statoil/BP	USA	T	24	
338	7120/09-01	25.07.82	Hydro	Treasure Scout	U	320	2 277
		26.09.82	Stat/Hydro/Elf	Norge	F	23	
339	0030/06-09	28.08.82	Hydro	Nortrym	U	114	3 211
		24.08.82	Stat/Petronord	Norge	F	25	
340	0016/01-03	29.07.82	Esso	Glomar Biscay	U	108	3 473
		27.09.82	Esso	USA	T	25	
341	712*/07-01	31.07.81	Statoil	Nordraug	U	236	2 817
		08.10.82	Stat/Hydro/Phillips	Norge	F	25	
342	0007/11-06	09.08.82	Hydro	Treasure Seeker	U	071	4 475
		20.10.82	Stat/Hydro/Saga	Norge	T	25	
343	0001/03-03	27.08.82	Elf	Borgsten			
				Dolphin	U	068	4 850
				Norge		25	
344	0031/02-09	29.08.82	Stat/Elf/Shell	Borgny Dolphin	A	339	1 745
		01.10.82	Shell	Norge	F	25	
345	0008/03-02	04.10.82	Stat/Shell/Conoco	West Vanguard	U	075	2 635
			Statoil	Norge		22	
346	0031/02-10	02.10.82	Stat/Shell/Volvo	Borgny Dolphin	A	357	1 808
		31.10.82	Shell	Norge	T	25	
347	0016/07-04	15.10.82	Esso	Glomar Biscay			
				II	U	078	2 756
		06.12.82	Esso/Stat/Hydro	USA	F	25	
348	0030/06-10	04.10.82	Hydro	Treasure Scout	A	109	2 629
		02.12.82	Stat/Petronord	Norge		23	
349	0034/10-15	16.10.82	Statoil	Nordraug	U	164	2 375
		12.12.82	Stat/Hydro/Saga	Norge	T	25	
350	6407/01-01	19.10.82	Statoil	Dyvi Delta	U	273	6 871
		13.11.82	Stat/Hydro/Conoco/AM	Norge	X	29	
351	0030/09-01	24.10.82	Hydro	Treasure Seeker	U	105	
			Stat/Hydro/Saga/DN	Norge		25	
352	0002/06-03	09.11.82	Elf	Byford Dolphin	U	071	
			Elf/Petronord Gr.	Norge		25	
353	0002/01-05	13.11.82	BP	Sedco 707	U	066	
			Stat/BP/Conoco	USA		25	
354	0030/11-03	17.11.82	Shell	Borgny Dolphin	U	112	
			Shell	Norge		25	
355	6407/01-02	13.11.82	Statoil	Dyvi Delta	U	273	
			Stat/Hydro/Conoco/AM	Norge		29	
356	15/ 9-17	09.12.82	Statoil	West Vanguard	U	086	
				Norge		22	
357	34/10-16	04.12.82	Stat/Esso/Hydro	Nordraug	U	138	
				Norge		25	
358	30/ 6-11	20.12.82	Hydro	Nortrym	U	146	
				Norge		25	
359	7/11-7	29.12.82	Phillips/Phillipsgr.	Cod Plattform	U	075	
				Norge		42	
360	30/ 6-10 A	02.12.82	HydroStat/Petronord	Treasure Sc.	A	109	
					F	23	

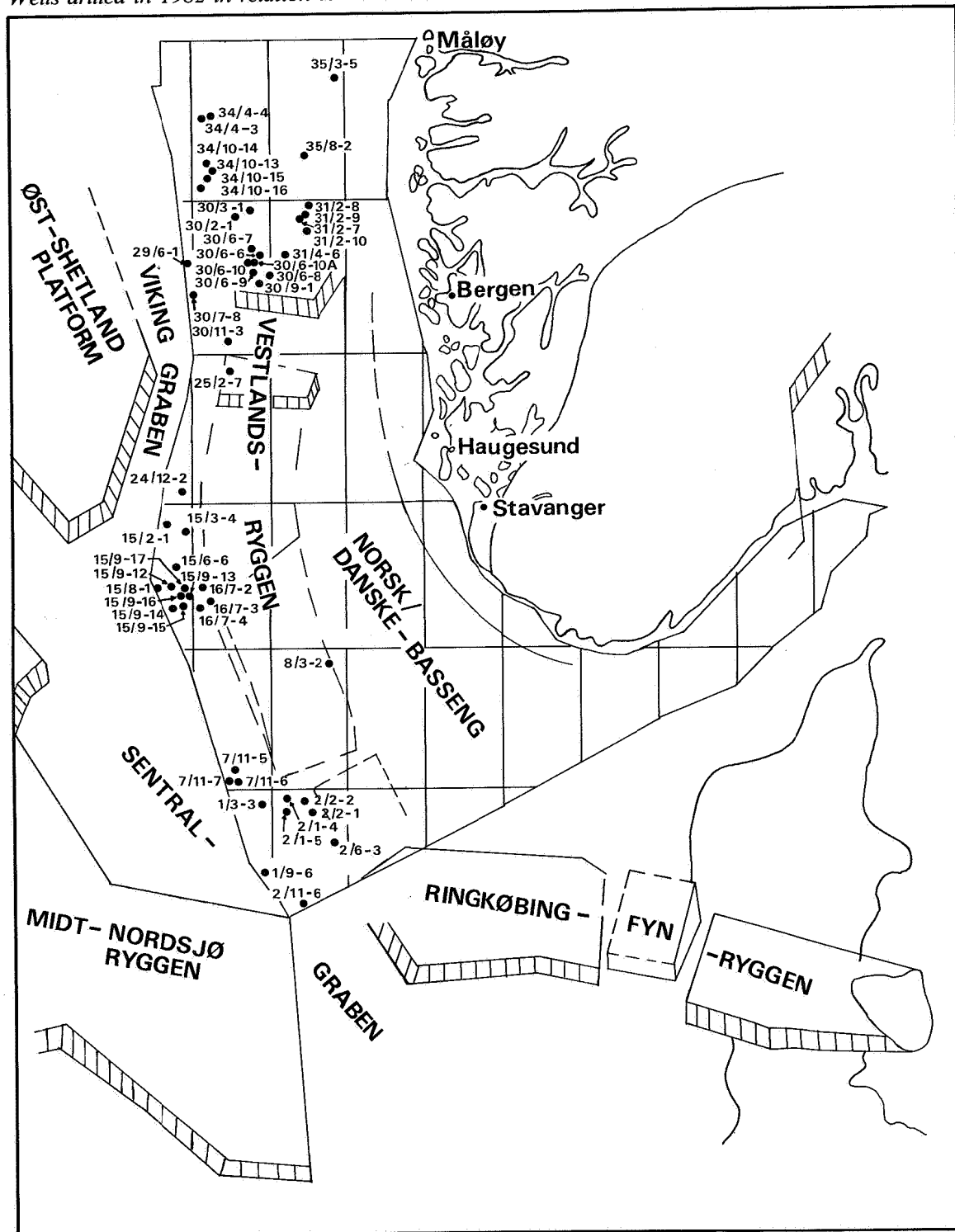
Som en ser av fig 2.2.2.a, har det vært en markant økning i boreaktiviteten også fra 1981 til 1982. Dette skyldes flere forhold. En årsak er at man valgte å utsette boring på sjetterunde blokker til 1982 pga høyt

aktivitetsnivå i 1981. Den viktigste årsaken er imidlertid den høye aktiviteten på Oseberg, Sleipner og Troll-feltene, som skyldes at man arbeider med drivverdigheitsklæringer for disse feltene. En annen år-

FIG 2.2.2.b

Borehull i 1982 i forhold til strukturelle hovedtrekk

Wells drilled in 1982 in relation to main structural elements.



sak er den høye funnfrekvensen man har hatt på letesiden de siste 2-3 årene. Denne trenden, med ca 50% funnfrekvens, har fortsatt også i 1982.

Det har vært jevn høy aktivitet gjennom hele sesongen med toppnivå i sommermånedene, da 15 borefartøyer var i aktivitet samtidig.

Fig 2.2.2.b viser den geografiske fordelingen av borehull boret i Nordsjøen i 1982 og deres plassering i forhold til de strukturelle hovedtrekk.

Fig 2.2.2.c og 2.2.2.d viser borehullene på Haltenbanken og Tromsøflaket plassert i forhold til blokk-inndeling og strukturelle hovedtrekk. Fig 2.2.2.e viser borelokalitetene på Svalbard.

Som det fremgår av disse figurene, har aktiviteten vært spredd over hele sokkelen. Men ekstra stor innsats har det vært i Sleipner-området hvor det er påbegynt 9 nye borehull, på Oseberg-feltet hvor det er påbegynt 7 nye borehull og på Troll-feltet hvor det er påbegynt 4 nye borehull. Dette utgjør 40% av alle påbegynte borer i 1982.

På Haltenbanken er det påbegynt 5 nye hull og på Tromsøflaket 4 nye hull i 1982, tilsammen ca 20 % av boreaktiviteten.

Betydelig aktivitet har det også vært i den sørlige del av Nordsjøen, 9 borehull eller ca 20 % av totalaktiviteten.

De norske selskapene Saga, Norsk Hydro og Statoil har i 1982 hatt operatøransvar for ca 2/3 av de påbegynte boringene (32), mens de resterende 17 fordeler seg på 5 forskjellige utenlandske selskaper. Statoil har boret 15 hull alene, mens Norsk Hydro har 12 borede hull.

FIG 2.2.2.c.

Borehull i 1982 i forhold til strukturelle hovedtrekk på Haltenbanken

Wells drilled in 1982 in relation to main structural elements on Haltenbanken

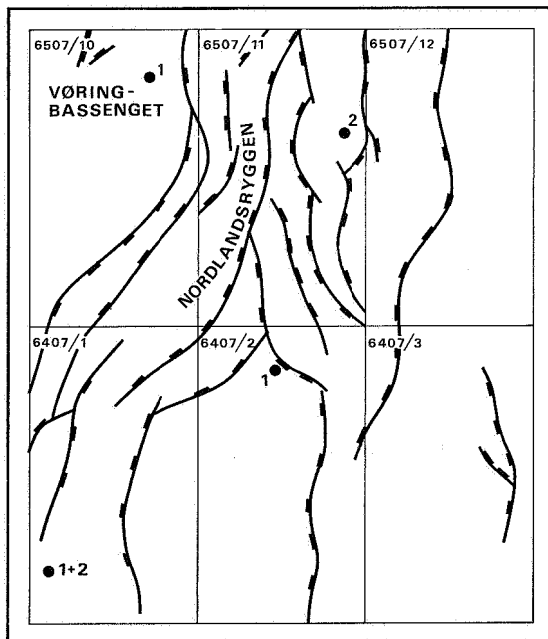
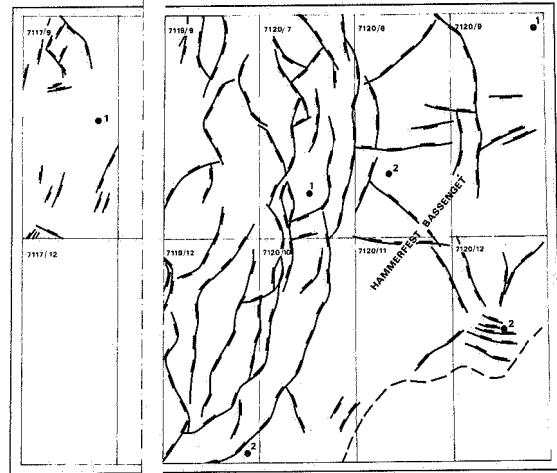


FIG 2.2.2.d
Borehull i 1982 i forhold til strukturelle hovedtrekk i østlig del av Troms I

Wells drilled in 1982 in relation to main structural elements in the Eastern part of the Troms I area



Siden starten i 1966 har totalt 17 forskjellige selskaper vært operatør på norsk sokkel. Statoil har boret flest hull, 62, deretter følger Phillips med 51 og Esso med 44. 49 forskjellige borefartøyer har i denne perioden operert på norsk kontinentalsokkel.

2.2.2.1 Fordeling på prospekttyper

Også i 1982 har leteaktiviteten i det vesentlige vært fokusert på jurassiske sandsteinsreservoarer. 45 av alle påbegynte og gjenåpnede hull har hatt som hovedmål å utforske forskjellige jurassiske sandsteins-prosjekter. Flere av disse borehullene har riktignok hatt sekundære prospekter på andre nivåer.

De øvrige 5 hull fordeler seg med 2 på tertiære (paleocene) prospekter i Sleipner, 2 på trias i 16/7-4 og 34/4-4, og 1 på kalkstein av kritt alder (Tommeliten).

Alle de borehull som var under boring ved forrige årsskifte og som ennå ikke hadde nådd ned til primærprospektivå (7 hull), hadde jurassiske lag som hovedmål.

2.2.2.2 Svalbard

Det har ikke vært boret etter olje eller gass på Svalbard i 1982. Derimot har det som vanlig vært gjennomført en rekke kullboringer. Tabell 2.2.2.b viser boretilatelser gitt på Svalbard.

2.2.2.3 Erfaringer fra årets boresesong

1982 har vært et år med rekordstor leteaktivitet.

Til tross for det høye aktivitetsnivå har det ikke oppstått problemer i forbindelse med undersøkelsesboring som det ikke har vært mulig å løse.

På Tromsøflaket ble det i 1982 boret med to borefartøyer 'Treasure Scout' for Norsk Hydro og 'Neptuno Nordraug' for Statoil. Boringen startet den

15.4.82 og ble avsluttet 8.10.82. Norsk Hydro avsluttet boresesongen 26.9.82.

Erfaringsmaterialet som er høstet for årets boresesong med tanke på overgang til helårsboring på Tromsøflaket er begrenset. Totalt er det i 1982 boret fire undersøkelsesbrønner på Tromsøflaket.

På Haltenbanken startet Saga boresesongen med borefartøyet 'West Venture' den 18.4.82 med avslutning 6.8.82. Saga gjennomførte i dette tidsrommet to undersøkelsesbrønner. Senere i boresesongen startet BP som første utenlandske operatør nord for 62°, boringen den 10.7.82 med borefartøyet 'Sedco 707'. Denne brønnen ble avsluttet 31.10.82.

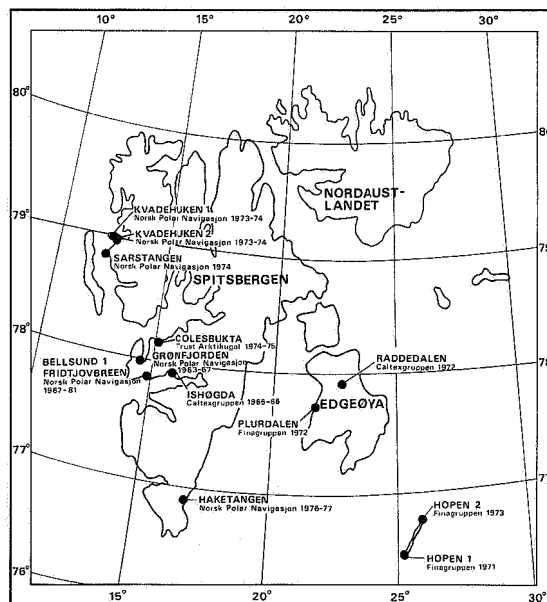
Statoil startet boringen med borefartøyet 'Dyvi Delta' på Haltenbanken den 19.10.82. Dette hullet vil bli avsluttet i løpet av våren 1983.

Allerede i løpet av den første operasjonstiden er det på denne brønnen høstet ny erfaring med hensyn til de problemer som kan oppstå i dette området. Det er observert en større andel bølger med lang bølgeperiode ved moderate bølgehøyder enn det som har vært ansett vanlig i mer sørlige områder. Dette får klare operasjonskonsekvenser i og med at borefartøyenes respons til slike lange bølger ikke er den samme som for de mer vanlige kombinasjoner av bølgehøyde/bølgelengde.

Totalt sett har en ytterligere erfaring ved operasjoner i Haltenbank-området med henblikk på framtidig helårsboring.

Erfaringene fra boreaktiviteten på vanddyp over

FIG 2.2.2.e
Borelokaliteter på Svalbard
Well locations on Svalbard



300 m viser klart at det stilles store krav til både utstyr og personell.

De sikkerhetsmessige og beredskapsmessige sider ved letevirksomheten i 1982 utenfor Nord-, Midt- og Sør-Norge har vært tilfredsstillende.

TAB 2.2.2.b
Boretillatelser gitt på Svalbard
Drilling permits on Svalbard

	Posisjon Nord Øst	Boring påbegynt	Boring avsluttet	Boretid dager	Rettighetshaver
Grønnfjorden 1 Spitsbergen	77°57'34" 14°20'36"	9.6.63 13.6.64 26.6.65 26.6.67	5.9.63 26.8.64 8.9.65 12.8.67	287	Norsk Polar Navigasjon
Ishøgda Spitsbergen	77°50'22" 15°38'00"	1.8.65	15.3.66	227	Caltexgruppen
Bellsund 1 Fridtjovsbreen	77°47' 14°46'	23.8.67 29.6.68 7.7.69 10.7.74 16.7.75 22.8.80	2.9.67 21.8.68 16.8.69 18.9.74 20.9.75 5.9.80	299★	Norsk Polar Navigasjon
Hopen 1	76°26'55" 25°01'45"	11.8.71	29.9.71	50	Finagruppen
Raddedalen Edgeøya	77°54'30" 22°41'30"	2.4.72	10.7.72	100	Caltexgruppen
Plurdalen Edgeøya	77°44'33" 21°50'00"	29.6.72	12.10.72	106	Finagruppen
Kvadehuken 1 Spitsbergen	78°57'03" 11°23'33"	21.4.73	10.8.73	112	Norsk Polar Navigasjon
Hopen 2	76°41'15" 25°28'00"	20.6.73	20.10.73	123	Finagruppen
Kvadehuken 2 Spitsbergen	78°55'32" 11°33'11"	13.8.73 22.3.74	19.11.73 16.6.74	186	Norsk Polar Navigasjon
Sarstangen Spitsbergen	78°43'36" 11°28'40"	15.8.74	1.12.74	109	Norsk Polar Navigasjon
Haketangen Spitsbergen	76°52'30" 17°05'30"	11.9.76 13.6.77	20.9.76 19.9.77	109	Norsk Polar Navigasjon
Colesbukta Spitsbergen	78°07' 15°02'	13.11.74	1.12.75	373	Trust Arktikugol

★ Boringen ikke endelig avsluttet

2.2.2.4 Kostnader for leteboring

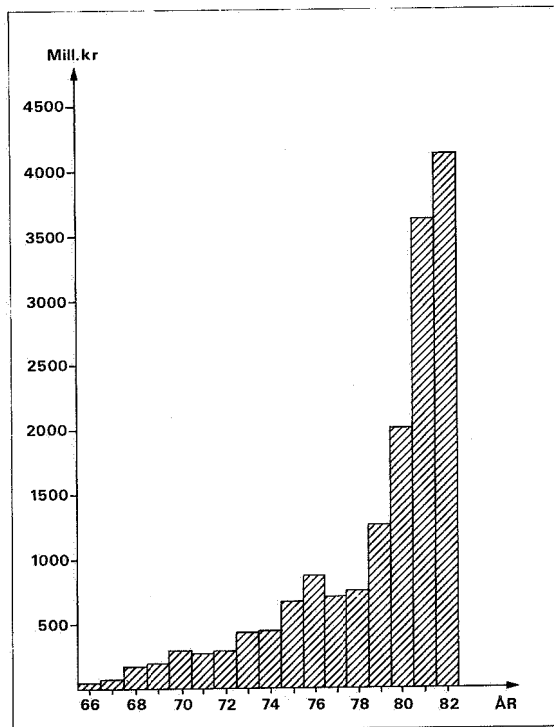
De totale kostnader for leteboring vil i 1982 overstige 4 mrd kroner. Tilsvarende tall for 1981 var 3,6 mrd kroner. I kostnadstallene inngår totalkostnaden for alle undersøkelses- og avgrensingsbrønner som er påbegynt i løpet av året. Det foreligger ikke endelige kostnadsdata for påbegynte borer i siste del av 1982. Kostnadsanslaget for 1982 er derfor et foreløpig anslag.

Målt i operasjonsdager for flyttbare borefartøy er aktiviteten i 1982 økt med ca 6 % i forhold til 1981. Den totale boreaktivitet har verdimeslig vist stabil utvikling fra 1981 til 1982, når en tar hensyn til den generelle prisstigning. Antallet borehull har økt fra 39 i 1981 til 49 i 1982. Gjennomsnittlig brønnekostnad viser en liten nedgang i 1982 i forhold til 1981.

Borefartøyratene har vært relativt stabile på et høyt nivå gjennom 1982.

Fig 2.2.2.f viser kostnaden for leteboring i perioden 1966-82, dvs den periode leteboring har pågått på norsk kontinentalsokkel. Av figuren fremgår det at leteboringsaktiviteten på norsk kontinentalsokkel har utgjort et marked i sterk vekst, spesielt perioden 1979-82. I løpende priser utgjør totalkostnaden for leteboring 16,6 mrd kroner i perioden 1966-82.

FIG 2.2.2.f
Årlige leteboringsutgifter i perioden 1966-82
(løpende kroneverdi)
Annual expenditure 1966-82 on exploration drilling (current value)



2.2.3 Funn og felt under vurdering

2.2.3.1 Funn i 1982

Det er gjort en rekke nye funn i løpet av 1982. Særlig oppmuntrende har resultatene fra borer i tidligere tilbakeleverte områder vært. Det er i løpet av året gjort funn i fire av de fem blokkene hvor man har boret. Det er bare i blokk 8/3 i Egersundbassenget at man ikke har funnet hydrokarboner. Det største funnet (gass) har trolig Esso gjort i sandsteinslag av jura trias alder i blokk 16/7 like øst for Sleipner-feltet. Blokkene i denne tildelingsrunden (6. tildelingsrunde) har alle vært tildelt tidligere, men er blitt levert tilbake til staten i henhold til bestemmelsene, uten at det var gjort funn av hydrokarboner.

Det mest lovende funn i 1982 har Saga gjort i blokk 34/4 i den nordlige del av Nordsjøen, hvor det er påvist olje i sandsteinslag av trias alder. Det er tidligere påvist olje i eldre bergarter i samme strukturkompleks. Dette funnet strekker seg inn i naboblokken 34/7 i sør. 34/7 er ikke tildelt enda.

Et annet lovende funn er gjort av Statoil i gassførende sandsteinslag av jura alder i blokk 30/2 på et strukturkompleks som ligger på grensen mellom blokk 30/2 og 30/3. Dette reservoaret har ekstremt høyt trykk.

Videre er det i løpet av året påvist nye olje- og gassreserver i en ny struktur på Oseberg-feltet, gass i en ny struktur sør for Sleipner, nye funn i 30/4 - 30/7-området og blokk 35/8, positive bekreftelser på reservene i Tommeliten og blokk 2/1, og noe mer varierende resultater med hensyn til oljepotensialet på Troll-feltet. Når det gjelder områdene nord for 62°N, er det påvist gass i to nye blokker i tillegg til gassreservene i 7120/8. På Haltenbanken er det ikke gjort nye funn i 1982.

Ved årsskiftet 1981/82 var 13 lete- og avgrensingsborehull under boring, hvorav 6 hadde nådd ned til reservoarnivå. Det er totalt påbegynt 49 nye lete- og avgrensingsborehull i 1982. Dessuten er ett hull fordypet til reservoarnivå (30/3-1). 41 av disse hullene har nådd reservoarnivå ved årsskiftet.

Totalt ble det boret på 31 nye prospekter i 1982. Det ble gjort funn i 14. Dette gir en funnfrekvens på 45 %, som er høyt i leteboringsammenheng.

Tester

I alt 27 hull ble testet i 1982. De beste gasstestene oppnådde man i høytrykksreservoarene i blokk 30/2 og 29/6, mens oljeproduksjonen på 34/4-4 var høy.

2.2.3.2 Boring av nye strukturer

Blokk 1/3

Blokken ble opprinnelig tildelt Norske Shell i 1965 under utvinningstillatelse 011. Den tilbakeleverte del av blokken ble tildelt i på nytt 6. tildelingsrunde med Elf Aquitaine som operatør.

1/3-3 er det første borehullet i den nytildelte del av blokken, og det er påvist ca 20 m netto hydrokarbonførende reservoarsandstein av jura alder. Reservoaret, som ligger på et relativt stort dyp, er trolig for

lite til å være av økonomisk interesse. Operatøren planlegger å teste hullet.

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 12,5 % 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.

Det er boret to nye hull i blokken i løpet av året. 2/1-4 er en avgrensingsbrønn på en forholdsvis stor og komplisert struktur, der det ble påvist olje i sandstein av jura alder. Borehullet penetrerte 97 m brutto oljeførende sandstein. Høyeste produksjon ble målt til 180 Sm³ olje pr dag gjennom 6 mm dyseåpning. Resultatet er lavt sammenliknet med de beste testresultatene i området. Ifølge en tidligere vurdering vil de påviste utvinnbare reserver etter resultater av denne brønnen øke til 18 x 10⁶Sm³ olje og 2 x 10⁹Sm³ gass. Det er noe usikkert hvorvidt olje-/vannkontakten ble påvist. En dypere liggende olje-/vannkontakt vil føre til ytterligere økning av reserveanslaget.

2/1-5 sør i blokken er under boring ved årsskiftet men har ennå ikke nådd til prospektive lag.

Blokk 2/2

Blokken ble opprinnelig tildelt under utvinningstillatelse 006 i 1965 med Amoco som operatør, men ble levert tilbake i sin helhet i 1974 uten at det ble boret i blokken. Blokken ble nytildelt i 6. tildelingsrunde i august 1981 med Saga som operatør.

2/2-1 ble boret på en struktur sørøst i blokken, og det ble påvist olje i sandsteinslag av jura alder. Jura-reservoaret er av svært varierende kvalitet, og netto sandtykkelse er liten. Det ble som best produsert 210 Sm³ olje og 9 700 Sm³ gass gjennom 11 mm dyseåpning. Dette er lavt sammenliknet med andre jura-reservoarer i området. Det ble også påtruffet gass i sandstein av oligocen alder. Dette reservoaret ble ikke produksjonstestet.

2/2-2 ble boret på en struktur nordvest i blokken, og hovedprospektet, sandstein av øvre jura alder, var vannførende. Det ble imidlertid påvist gass i oligocen sandstein. Dette reservoaret er bare ca 20 m tykt men har god porøsitet og permeabilitet. Reservoaret ble testet og produserte 285 000 Sm³ gass pr dag gjennom en 9,5 mm dyseåpning. Dette resultatet anses som godt. 2/3-1 i naboblokken testet samme sandformasjon i 1969 med tilsvarende resultat.

Blokk 2/6

Blokken ble tildelt Petronord-gruppen i 1. tildelingsrunde i 1965 under utvinningstillatelse 008, med Elf som operatør.

2/6-3 blir boret på en forkastningsblokk i en meget kompleks struktur som ligger på østsiden av Ekofisk-

bassenget og er avgrenset av Mandalhøyden mot nordøst.

Borehullet har ennå ikke nådd ned til det dyptliggende prospektet av antatt jura alder. 2/6-2 har tidligere påvist spor av hydrokarboner i kalksteinsbergarter av jura alder lenger vest i en lavere forkastningsblokk på samme strukturkompleks.

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.

Under utvinningstillatelse 070 er det boret to undersøkelseshull, 7/11-5 og 7/11-6.

7/11-5 påviste olje i sandstein av jura alder. Reservoarkvaliteten er varierende og reservoaret består av i alt 24 meter netto sand. Produksjonen fra reservoaret ble gjennom testing målt til 480 Sm³ olje og 143 000 Sm³ gass pr dag gjennom 13,5 mm dyseåpning.

7/11-6 var vannførende.

Phillips har påbegynt en undersøkelsebrønn, 7/11-7, som skal avviksbores fra Cod-plattformen. Borehullet skal utforske et jurassisk prospekt som ligger under det snart uttømte paleocene Cod-feltet.

Blokk 8/3

Blokken ble opprinnelig tildelt Esso i 1. tildelingsrunde under utvinningstillatelse 003. Det første borehullet på norsk sokkel, 8/3-1, ble boret på denne blokken. Hullet var imidlertid tørt, og blokken ble tilbakelevert. Hele blokken er siden nytildelt i 6. tildelingsrunde, med Statoil som operatør, og 8/3-2 er det første hullet etter nytildelingen.

Borehullet 8/3-2 ble boret ned til bergarter av trias alder og prospektet, sandsteiner av jura alder, viste seg å være vannførende.

Blokk 15/2

Blokken er tildelt i 3. tildelingsrunde med Norsk Hydro som operatør. Utvinningstillatelse 048 omfatter blokkene 15/2 og 15/5 som er grenseblokker mot engelsk sektor. Tillatelsen er nå gjenstand for delvis tilbakelevering, men grunnet blokkenes noe spesielle form er tilbakeleveringen etter gjeldende regler vanskelig. I tilbakeleveringsplanen inngår hele blokk 15/2.

15/2-1 som ble boret ved årsskiftet 1981-82 påviste spor av hydrokarboner i jura sandstein. Reservoaret var imidlertid tett, og borehullet ble forlatt som tørt, uten at det ble utført noen produksjonstest.

Blokk 15/3

Blokken ble tildelt i 3. tildelingsrunde med Elf som operatør.

15/3-4 er boret som et undersøkelseshull på en forholdsvis enkel stratigrafisk struktur. Det ble påvist

hydrokarboner i fire forskjellige sandlag av midtre jura alder. Det tykkeste reservoaret hadde netto 18 m gassførende sandstein. Reservoaret ble produksjonstestet til 245 000 Sm³ gass og 615 Sm³ olje pr dag gjennom en 16 mm dyseåpning. CO₂ - innholdet ble målt til 7,4 %. Reserveberegninger av denne strukturen viser 12 x 10⁶Sm³ olje og 5 x 10⁹Sm³ gass utvinnbare reserver.

Blokk 16/1

Blokken ble tildelt Esso i 1965 i 1. tildelingsrunde. 16/1-3 ble boret ned til grunnfjell og kun spor av olje ble registrert i en tynn sandstein av jura alder. Dette var det tredje tørre hullet i blokken.

Blokk 24/12

Blokken ble tildelt i 3. tildelingsrunde med Statoil som operatør.

24/12-2 ble boret ned til 5 068 m under havoverflaten uten at hydrokarboner ble påtruffet. Dette er det andre tørre hullet i blokken. Rettighetshaverne så ikke mulighet for ytterligere strukturer av økonomisk interesse og leverte tilbake hele tillatelsen (blokk 24/11 og 24/12).

Blokk 25/2

Blokken ble tildelt i 3. tildelingsrunde med Elf som operatør.

25/2-7 ble boret på en forkastningsstruktur helt øst i blokken. Det ble kun funnet spor av residual olje i bergarter av jura alder, og brønnen er plugget som tørr.

Blokk 30/2

Blokk 30/2 ble tildelt i 4. tildelingsrunde med Statoil som operatør.

30/2-1 er boret på et komplisert strukturkompleks som ligger på grensen mellom blokkene 30/2 og 30/3. Det er tidligere boret et hull på denne strukturen, 30/3-1, men her ble det bare påvist mindre mengder gass helt i toppen av reservoaret. I 30/2-1 ble det påvist gass gjennom hele det 120 m tykke jura-reservoaret, hvorav 60 m anses som produktivt.

Tre forskjellige soner i reservoaret ble testet. Høyeste produksjon ble målt til 1,03 mill Sm³ gass og 415 Sm³ kondensat pr dag gjennom en 19 mm dyseåpning. Testresultatene er sammenlignbare med de beste gasstester som er registrert på norsk sokkel.

Blokk 30/3

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

30/3-1 ble påbegynt og midlertidig forlatt i 1979. Boring ble gjenopptatt i 1982. Det ble påvist en forholdsvis tykk sekvens av potensielle reservoarbergarter, men kun en tynn sone i toppen av reservoaret inneholdt gass. Ingen tester ble utført.

Blokkene 29/6, 29/9, 30/4 og 30/7

Blokkene 29/6 og 30/4 ble tildelt i 1976 med BP som operatør. Blokkene 29/9 og 30/7 ble tildelt i 1974 med Norsk Hydro som operatør. Det er påvist gass/kondensat i sandstein av midtre jura alder i et komplisert strukturkompleks som består av en serie forkastningsblokker. Strukturen strekker seg inn i blokkene 29/6, 29/9, 30/4 og 30/7.

Reservoarbergartene ligger på forskjellige dyp i de enkelte forkastningsblokkene, varierende mellom 3 800 og 4 300 m. Det er påvist ca 100 m gasskolonne under høyt trykk i det beste hullet på feltet. 29/6-1 er boret på en tidligere utestet forkastningsblokk, og reservoarbergartene ble påtruffet på et dyp av vel 4 200 m. Loggene tydet på en gasskolonne på vel 100 m med gjennomgående høy vannmetning og lav porøsitet og permeabilitet. Reservoaret ble testet i tre soner, og to av testene produserte vann. Den øverste produksjonstesten ble målt til 283 000 Sm³ gass og 220 Sm³ kondensat pr dag gjennom en 13 mm dyseåpning.

30/7-8 ble påbegynt i 1980, men midlertidig forlatt pga tekniske problemer. Boringen ble gjenopptatt i september 1981 og testet i januar 1982. Det ble påvist en 52 m brutto gasskolonne. Bare halvparten av dette er trolig produktivt reservoar. Under testing ble det produsert 612 500 Sm³ gass og 445 Sm³ kondensat pr dag gjennom en 13 mm dyseåpning.

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 er ved årsskiftet fortsatt under boring og har ikke nådd ned til prospektet som er jurassiske sandsteiner.

Blokk 34/4

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

34/4-3 er boret på en separat struktur omtrent midt i blokken. Det ble kun funnet spor av hydrokarboner i bergarter av jura alder, og brønnen er plugget som tørr.

34/4-4 er boret langt sør i blokken, på en stor og forholdsvis flat struktur som strekker seg inn i blokk 34/7. Hullet er ennå ikke testet, men det er påvist ca 170 m oljekolonne over olje-/vannkontakten.

Oljen er påtruffet i bergarter av trias alder, og foreløpige undersøkelser tyder på en 105 m netto oljeførende sandstein med god porøsitet og permeabilitet.

Det er for tidlig å si noe om størrelsen på funnet, idet det ved beretningsperiodens utløp ennå ikke er testet, men foreløpig må funnet karakteriseres som meget interessant. 34/4-1 har tidligere påvist og testet olje fra eldre reservoarbergarter (midtre trias) på samme struktur.

Blokk 35/3

Blokken ble tildelt i 1975 med Saga som operatør. Det er boret 4 hull i denne blokken, hvorav det 3. hullet 35/3-3 måtte oppgis på grunt dyp pga tekniske problemer, og ble erstattet av 35/3-4. Dette hullet er boret strukturelt høyere enn 35/3-2 i den østlige delen av blokken. Det ble, som i 35/3-2, påvist gass i sandsteinslag av undre kritt alder. Reservoaret er delt i to av en skifersone. Den nederste sonen viste seg ikke å være produktiv.

Geologien i denne blokken er svært komplisert på reservoarnivå. En rekke tynne sandlag av forskjellig alder utgjør reservoarbergartene, som sannsynligvis dekker store deler av blokken.

Undersøkeshullet 35/3-5 ble påbegynt sørøst i blokken i slutten av 1981. Det ble ikke funnet hydrokarboner i undre kritt sandstein i denne brønnen. Dette indikerer en begrensning i utbredelsen av gassreservoaret mot sørøst.

Blokk 35/8

Blokken ble tildelt i 1979 med Gulf som operatør.

35/8-1 ble boret i den vestlige delen av blokken, på en mindre struktur som så vidt strekker seg over i naboblokken 35/7. Det ble påvist lett olje/kondensat i midtre jura sandstein.

35/8-2 ble boret på en annen struktur i det sørvestlige hjørnet av blokken. Det ble påvist hydrokarboner av samme type som i 35/8-1 i midtre jura sandstein (Brent-formasjonen). Total hydrokarbon-kolonne i brønnen var 60 m, hvorav 48 m regnes som netto gassførende reservoarsand. Gjennomsnittlig porøsitet var ca 17% med vannmetning på ca 25%. Brønnen ble testet og produserte 487 000 Sm³ gass og 330 Sm³ kondensat pr dag gjennom en 17,5 mm dyseåpning. Dette er mindre enn tilsvarende test i 35/8-1, noe som trolig skyldes dårligere reservoaregenskaper.

Det gjenstår en uboret struktur i blokken.

Haltenbanken

Det er boret fem nye hull i løpet av året. Totalt er nå seks hull boret til total dybde på Haltenbanken, og det er gjort funn i bare ett (6507/11-1). Ett hull ble avbrutt grunt og ett er under boring ved årsskiftet.

Blokk 6407/1

Blokken ble tildelt i april 1982 med Statoil som operatør. Det oppsto problemer med setting av 508 mm foringsrør på 6407/1-1, og brønnen måtte oppgis og plugges på 871 m dyp.

6407/1-2, som bores på samme lokalitet, skal erstatte dette hullet. 6407/1-2 er under boring.

Blokk 6407/2

Blokken ble tildelt i april 1982 med Saga som operatør. Det første hullet i denne blokken påviste mindre mengder gass i øvre kritt i et intervall som ikke har gode reservoar-egenskaper.

Blokk 6507/10

Blokken er tildelt i 1982 med BP som operatør. BP har boret sitt første hull i blokk 6507/10, hvor det ble påvist 115 m god midtre jurassisk sand. Sanden var vannførende.

Blokk 6507/11

Blokken ble tildelt i 1981 med Saga som operatør.

6507/11-2 ble boret på en struktur i den nordlige del av blokken, hvor det ble påtruffet spor av gass i sandsteiner av jura alder. Disse registreringene er så ubetydelige at hullet er å betrakte som vannførende, og ingen testing er utført.

Borehullet ligger ca 13 km N-NØ for det første hullet i blokken, hvor man påviste gass i sandsteinslag av jura alder.

Troms I

Det er boret fire nye hull i perioden. Totalt er det nå boret ni hull i Troms I, hvorav det er gjort funn i seks.

Blokk 7117/9

Blokken er tildelt i 1981 med Norsk Hydro som operatør. Det første hullet på Senjaryggen er boret i løpet av året. Resultatene fra denne boringen ga uventede resultater om geologien i området. Kritt-avsetningene er mye tykkere enn først antatt i dette hullet. Man nådde derfor ikke ned i juragalagene som var det primære mål. Borehullet ble avsluttet på 3 177 m i undre kritt, uten at det ble funnet spor av hydrokarboner.

Blokk 7120/7

Blokken er tildelt i april 1982 med Statoil som operatør. Det første hullet i blokken påviste gass i sandsteinslag av jura alder. Det er registrert en gasskolonne på 65,5 m over gass-/vannkontakten i en finkornig reservoarsandstein.

Høyeste produksjon ble målt til 490 000 Sm³ gass og 19 Sm³ kondensat gjennom 19 mm dyseåpning. Testresultatet er godt. Hittil har bare 7120/8-1 produsert bedre på Tromsøflaket.

Blokk 7120/9

Blokken er tildelt i april 1982 med Norsk Hydro som operatør. Norsk Hydro har påvist gass i det første hullet på blokken. Hullet er boret på en struktur nord i blokken. Høyeste produksjon ble målt til 300 000 Sm³ og 9,5 Sm³ kondensat pr dag gjennom 20,3 mm dyseåpning. Total gasskolonne over gass-/vannkontakten i borehullet er ca 65 m, hvorav 60 m regnes som produktiv. Testresultatet er noe lavere enn det som er oppnådd i nabohullene i blokk 7120/8 og 7120/7. Gass-/vannkontakten i reservoaret, som er jurassisk sandstein, ligger ca 200 m grunnere enn i det tilsvarende reservoaret i blokk 7120/8.

2.2.3.3 Felt under vurdering

Tommeliten

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

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

Utvinnbare reserver er foreløpig anslått å være 9 mill Sm³ olje og 24 mrd Sm³ gass. Det er imidlertid sannsynlig at reservegrunnlaget for Tommeliten-feltet vil bli oppjustert på grunnlag av resultatene fra brønn 1/9-6 som ble boret i 1982. Operatøren har foretatt en oppjustering av anslaget hydrokarbonporevolum i Gamma-strukturen på ca 100% etter 1/9-6.

Operatøren har anbefalt i alt fem hovedalternativer for utbygging av feltet. Endelig drivverdigheits-erklæring er beregnet ferdig til sommeren 1983. Dersom feltet blir erklært drivverdig, tar operatøren sikte på å levere en ilandføringssekknad i løpet av høsten 1983.

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. Hensikten var å bore samtlige produksjonsbrønner fra denne rammen og overføre olje og gass via rørledninger til Valhall-komplekset. Planene indikerte videre at det ville være behov for en enkel brønnhodeplattform over brønnhoderammen.

Amoco er nå i gang med å utrede muligheten for produksjon fra undervannskompletterte brønner. En slik løsning vil kunne redusere utbyggingskostnadene for Hod-feltet. Dette alternativet er ennå ikke tilstrekkelig utredet. Dersom undervannskompletterte brønner, uten en brønnhodeplattform, blir aktuelle, kan produksjonen starte allerede i 1984 ved at en kompletterer 2/11-6 og produserer fra denne brønnen. Produksjonen vil gå i rørledning til Valhall. Amoco regner med å trenge 1-2 års produksjons-erfaring fra denne brønnen 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.

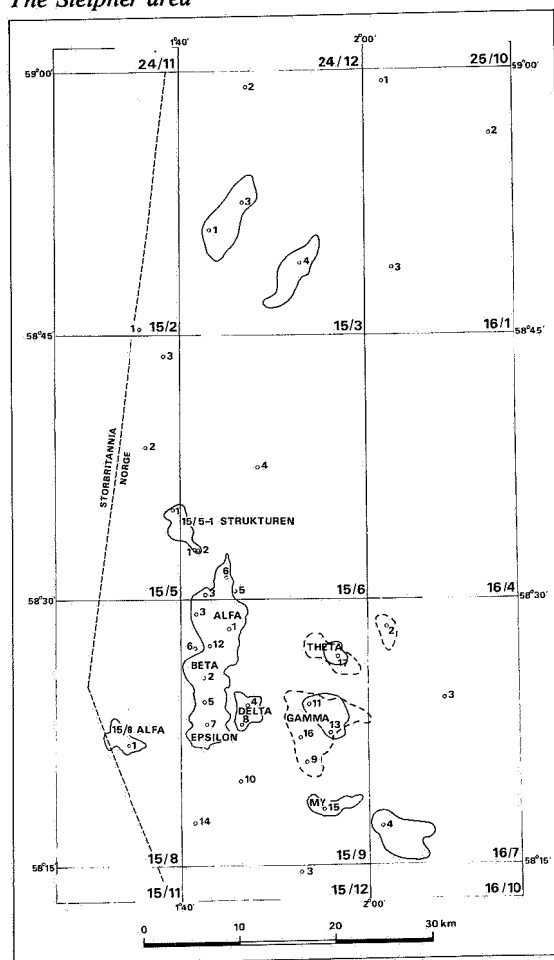
Tildelinger, utvinningstillatelser, operatøransvar og antall hull boret ved utgangen av 1982 er som følger:

Blokk	15/5	1/6	15/8	15/9	Totalt
Tildelingsår	1977	1969		1970	
Operatøransvar	Norsk Hydro	Esso		Statoil	
Utvinningsstill.	048	029		046	
Totalt antall hull	3	6	1	17	27
Boring 1982	0	1	0	6	7

(Inklusive 15/9-12 som ble boret i 1981 og testet i 1982).

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

FIG 2.2.3
Sleipner-området
The Sleipner area



Blokk 15/6

Borehull 15/6-6 er et avgrensningshull på nordøstflanken av Alfa-strukturen, og det ble påvist gass i midtre jura sandstein.

15/9-14 ble boret som et undersøkeshull på Kappa-strukturen, sørvest i blokken. Alle prospektive lag var vannførende.

Blokk 15/9

15/9-12 ble boret som avgrensningshull mellom Alfa og Beta-strukturene. Det ble påvist 149 m brutto gassførende midtre jura sandstein.

15/9-13 og 15/9-16 er avgrensningshull på nordøst- og øst-flanken av Gamma-strukturen. Det ble påvist henholdsvis 45 m og 56 m brutto gassførende sandstein av paleocen alder (Heimdal-formasjonen). Borehull 15/9-13 påviste i tillegg brutto 27 m gassførende jurassisk sandstein, mens juranivået var erodert i 15/9-16.

Nye funn i Sleipner-området**15/9-My**

15/9-15 er et undersøkelseshull på My-strukturen sørvest i blokken. Det ble påvist gass i et reservoar av antatt jura alder. Totalt gasskolonne i brønnen er ca 100 m, mens netto gassførende reservoarsandstein er 58 m med gjennomsnittlig porøsitet på 24 %.

15/9-Theta

15/9-17 er påbegynt og bores på Theta-strukturen, som tidligere ikke er undersøkt.

Blokk 16/7

Blokken ble opprinnelig tildelt Esso under utvinningstillatelse 001. Det ble boret et tørt hull. Blokken

ble senere levert tilbake i sin helhet og nytildelt i 6. tildelingsrunde til en gruppe bestående av Statoil, Esso og Norsk Hydro, med Esso som operatør. 16/7-2 ble boret på en struktur nordøst i blokken. Det ble påvist gass i paleocen sand, Heimdal-formasjonen. Det betydelige paleocene gassfunnet i 15/9-Gamma ble gjort i samme formasjon, men i 16/7-2 var den totale gasskolonnen kun 13 m. Funnet er for lite til å være av økonomisk betydning og ble ikke testet. Trias og perm prospektene var vannførende.

16/7-3 ble boret på en separat struktur midt i blokken, og avsluttet i bergarter av permisk alder. Det ble ikke funnet spor av hydrokarboner. 16/7-4 er boret på en egen struktur sørvest i blokken. Det er påvist en gasskolonne på 118 m i sandstein av trias alder. Funnet ligger ca 6 km øst for 15/9-My i samme strukturkompleks, hvor det også ble påvist gass i triassisk sandstein. Det er trolig ingen direkte kommunikasjon mellom disse reservoarene. Funnene er svært interessante fordi det hittil er meget få funn i triassiske bergarter på norsk sokkel. Strukturen er vanskelig å kartlegge, og det er derfor for tidlig å ha noen sikker mening om størrelsen. Foreløpig regner en med at funnet kan være på størrelse av Heimdal-feltet. Eventuell utbygging må trolig sees i sammenheng med utbyggingen av Sleipner-området.

Produksjonstester i Sleipner-området

Hull nr	Type brønn	Struktur	Prod.rate	Pr dag	Dyse-åpning m m	CO ₂ -innhold
15/6-6	Avgr.	Alfa	835 000 Sm ³	278 Sm ³	22,2	5 %
15/9-12	Avgr.	Alfa/Beta	807 000 Sm ³	236 Sm ³	25,4	7-9 %
15/9-13	Avgr.	Gamma	704 000 Sm ³	308 Sm ³	25,4	0,1 %
15/9-13	Avgr.	(Paleocen)	786 000 Sm ³	336 Sm ³	25,4	1 %
15/9-14	Und.	Kappa	Tørr			
15/9-15	Und.	My	510 000 Sm ³	200 Sm ³	22,2	< 1 %
16/7-4	Und.		475 000 Sm ³	250 Sm ³	16,7	< 1 %

Reserveanslag

Reserveanslaget er basert på beregninger utført i 1982.

Utvinnbare reserver i Sleipner-feltet som omfatter strukturene Alfa, Beta, Epsilon og Delta (se fig 2.2.3.2.a) er beregnet til 124x10⁹Sm³ gass og 17x10⁶Sm³ olje. 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. Reserveanslaget for My-strukturen, 16/7-4-strukturen, og jura-reservene i Gamma-strukturen er foreløpig ikke beregnet.

Utbygging av Sleipner-området

Rettighetshaverne regner med å legge fram en drivverdighetserklæring i løpet av 1983, og antar at produksjonsstart tidligst kan finne sted fra 1990. Statoil har gjennomført omfattende feltutviklingsstudier med sikte på en teknisk/økonomisk evaluering av en del alternative utbyggingsløsninger på Sleipner-feltet.

Den utbyggingsløsningen som synes mest aktuell i øyeblikket, tar utgangspunkt i en integrert plattform på Gamma-strukturen, to integrerte plattformer på hovedfeltet med utstyr for fjerning av CO₂ på plattformen. I tillegg vil det være behov for en enkel utbyggingsenhet på den nordre delen av hovedfeltet.

Valg av transportalternativer for gass og kondensat avhenger av utfallet av salgsforhandlingene som pågår for tiden.

Balder

Blokk 25/11 ble tildelt i 1965 (utvinningstillatelse 001), med Esso som operatør, som også fikk 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 paleocen alder. I blokk 25/8 er det også påvist mindre mengder olje i tilsvarende sandsteinslag.

Det er ennå ikke tatt noen endelig beslutning om utbygging av feltet. I 1981 ble det boret seks hull i Balder-området, og 25/10-4, som ble påbegynt i 1980, ble avsluttet i 1981. Det er ikke boret nye hull i 1982. Høsten 1980 beregnet Oljedirektoratet de utvinnbare oljereservene til $50 \times 10 \text{ Sm}^3$, men informasjon fra brønner som ble boret i 1981 medførte at oljereservene ble redusert til $35 \times 10 \text{ Sm}^3$. I samme tidsrom har operatøren redusert de utvinnbare reservene fra 56 til $25 \times 10 \text{ Sm}^3$.

Ilandføringssøknad ble levert i desember 1980, men på grunn av usikkerheten over reservene og dårlig økonomi i prosjektet, ble ilandføringssøknaden trukket tilbake. Operatøren har feltet under vurdering, men noen endelig beslutning er ikke tatt.

Oseberg (30/6 - 30/9)**Blokk 30/6**

Blokk 30/6 ble tildelt i 1979 med Statoil som operatør. Våren 1982 overtok Norsk Hydro operatøransvaret. Fem strukturer er hittil boret i blokken, Alfa, Alfa-Nord, Gamma, Beta og Epsilon. På hovedstrukturen (Alfa) er tre brønner gassførende, en har påvist olje, en går gjennom gass-/oljekontakten og en er tørr.

Nye brønner

30/6-6, som ble boret på østflanken av Alfa-strukturen, traff reservoargartene under olje-/vannkontakten og var således tørr.

30/6-7 ble boret på en nordlig forlengelse av Alfa-strukturen. Det er ikke tidligere boret på denne delen av strukturen. Det knyttet seg visse usikkerheter til om denne delen av Alfa-strukturen er adskilt fra resten, eller om det er direkte forbindelse med den sørlige hoveddelen av strukturen. De foreløpige vurderinger av resultatene fra 30/6-7 tyder på at delene ikke er i direkte kontakt med hverandre. Ytterligere detaljevaluering er imidlertid nødvendig for å klargjøre dette forhold.

Det ble påvist olje i sandsteinslag i midtre jura alder (Brent-formasjonen), og total hydrokarbonkolonne i brønnen er ca 100 m. Reservoaret ligger under gass-/oljekontakten for den øvrige del av feltet.

Fire produksjonstester ble utført. Beste produksjon ble målt til ca $1\,000 \text{ Sm}^3$ olje/dag og ca $120\,000 \text{ Sm}^3$ gass/dag gjennom 12,7 mm dyseåpning. Oljens egenvekt er ca 0,855 g/cm.

Testresultatene fra dette hullet er bedre enn de som er oppnådd ved testing av oljesonen på Alfa-strukturen tidligere.

30/6-8 ble boret på en separat struktur sørøst i blokken (Epsilon). Dette hullet var tørr.

30/6-9 er det første hullet på en struktur som er felles for blokkene 30/6 og 30/9 (Gamma-strukturen). Det er påvist ca 40 m gass over 120 m olje/kondensat. Olje-/vannkontakten er ikke etablert. Reservoaret er fylt med olje til skiferkontakt i 30/6-9.

Testing av hullet pågår. Det er utført to av i alt fem tester. Test nr 2 i oljesonen produserte ca 550 Sm^3 olje og ca $65\,000 \text{ Sm}^3$ gass pr dag gjennom 13 mm dyseåpning.

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, og brønnen er pluggert tilbake et stykke. Brønnen skal avviksbores for å komme lenger opp på strukturen, med sikte på å bestemme gass-/oljekontakten mer nøyaktig.

30/6-11 blir boret nordvest i blokken på Delta-strukturen. Denne brønnen har ikke nådd ned til prospektive lag ved årsskiftet.

Blokk 30/9

På grunn av at hovedstrukturen (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, langt sør på Alfa-strukturen er under boring og har nådd ned i reservoaret, men er ikke testet ved årets utgang.

Reserveanslag

Det har lenge eksistert en del usikkerhet omkring nivået for gass-/olje- og vann-/oljekontaktene på Alfa-strukturen, da de første brønnene ikke gjennomboret disse. Kontaktene er nå nokså godt definert, noe som også gir et sikrere reserveanslag. Oljedirektoratet har foreløpig anslått de utvinnbare reserver i Alfa-strukturen, inkludert Alfa-nord, til $117 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ olje og $60 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ gass.

Direktoratet har ennå ikke utført noen reserveberegning for Gamma-strukturen, men en økning av reservene i størrelsesorden 25 % kan påregnes. Fra et reservoarteknisk synspunkt ligger forholdene til rette for å kunne produsere en stor del av de tilstedeværende oljereserver. Dette vil være avhengig av den produksjonsstrategi som velges.

De reservoarmessige egenskaper og geologiske forhold er svært gode, slik at både operatøren og Oljedirektoratet nå vurderer hva som kan gjøres for å øke utvinningsgraden utover det en oppnår ved konvensjonell vanninjeksjon. Det tenkes her bl a på bruk av storstilt gassinjeksjon eller kjemikalier i forbindelse med vanninjeksjon.

Produksjonsmuligheter

Feltet ventes erklært drivverdig våren 1983. Plaseringen av plattformen og type plattform er ved årsskiftet ikke bestemt. Norsk Hydros hovedkonsept

baserer seg på en kombinert hovedplattform med integrert bore-, behandlings- og boligenhet med to tilkoblede bore- og boligplattformen.

Plasseringen av hovedplattformen vurderes midt på Alfa-strukturen i blokk 30/6 med de to øvrige plattformene plassert henholdsvis sør på Alfa-strukturen i blokk 30/9 og nord på Alfa-strukturen i blokk 30/6.

Det blir for tiden vurdert alternative plattformkonstellasjoner. Endelig avgjørelse vil bli tatt sommeren 1983, før feltutviklingsplaner presenteres for Olje- og energidepartementet høsten 1983.

Operatøren vurderer for tiden ulike transportalternativ for gass. Prosessutstyret vil derfor avhenge av om man skal produsere tørr eller rik gass. Produksjonsstart er ventet i 1990-91.

Troll-feltet

Troll-feltet strekker seg over fire blokker: 31/2, 31/3, 31/5 og 31/6. Av disse er bare 31/2 tildelt. Blokken ble tildelt i 1979 med Shell som operatør. Reservoaret, som er av øvre jura alder, er preget av en rekke forkastningsblokker. De hydrokarbonførende bergarter inneholder både gass og olje. Oljesonen i de borede hull er tynn (fra 12 til 28 m) i forhold til gassonen og den underliggende vannsonen.

Oljedirektoratet anslår de påviste utvinnbare reserver til å være: $480 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass og $120 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje. Disse ligger hovedsakelig i 31/2, men strekker seg også inn i 31/3 og 5. De forventede utvinnbare reserver i de uborede deler av feltet er i størrelsesorden $1100 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass og $45 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje, men disse er beheftet med usikkerhet. Disse ligger hovedsakelig i 31/6, men strekker seg også inn i 31/3 og 5.

Det er i alt boret ni hull på strukturen, hvorav tre i 1982. Informasjon fra de nye hullene har vist at reservoaret er mer komplekst enn tidligere antatt.

31/2-7 ble boret på den nordvestlige del av hovedstrukturen, på samme forkastningsblokk som 31/2-5. Det ble påvist 21 m gass over 28 m olje. Oljesonen ble testet, og det ble målt en jevn produksjon på ca $1\ 100 \text{Sm}^3$ olje pr dag gjennom to dyseåpninger, hver på 51 mm, over en fire dagers periode. Oljen er relativt tung med en egenvekt på $0,89 \text{g/cm}^3$.

31/2-9 er boret litt lenger nord på strukturen på et annet forkastningssegment. Toppen av reservoaret lå noe dypere enn ellers i feltet. Det ble påvist 19 m gass over 16 m olje. Brønnen ble ikke testet.

31/2-10 er boret på den vestlige del av Troll-feltet, øst for 31/2-5 (21 m tykk oljesone), dvs nærmere forkastningen som skiller den vestlige del fra resten av Troll-feltet. Det ble ikke funnet hydrokarboner i dette hullet fordi toppen av reservoarbergarten (øvre jura sand) ble påtruffet lavere enn olje-/vannkontakten påvist i de andre hullene i området.

31/2-8 ble boret på en separat forkastningsblokk nord i blokken. Den hadde kun residuale oljeindikasjoner i jura sand.

Feltets geografiske plassering er midt i Norskerenna med et vandyp på vel 300 m. En utbygging vil så-

ledes kreve ny teknologi på en rekke områder. Et spesielt problem synes å være overføringen av petroleum fra havbunnen til produksjonsplattformene. På grunn av det store vandypet er de teknologiske utfordringer på Troll-feltet svært store. Det medfører at en er nødt til å velge ut et fåtall plattformkonsept som en utvikler videre. Den utvelgelsen en må foreta av konsepter, vil derfor låse den fleksibilitet en har til å velge produksjonsstrategi, idet de valgte konsepter i høy grad kan binde opp forholdet mellom olje- og gassproduksjon. Før beslutning om utbygging kan tas, må flere reservoartekniske og utbyggingsmessige forhold vurderes.

Det foregår et aktivt utredningsarbeid hos operatøren for å finne fram til tekniske og økonomiske løsninger for produksjon fra feltet. Operatøren tar sikte på å levere drivverdighetserklæringen for feltet i første halvdel 1983. Erklæringen vil antagelig være basert på en løsning hvor en produserer olje og gass samtidig fra en fast plattform.

Det er planlagt flere nye hull i den vestre delen av blokken i 1983. Det er muligheter for at ett av disse vil bli avviksboret.

Gullfaks - fase II

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

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

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

34/10-14 er boret på en separat forkastningsblokk på østsiden av hovedforkastningen, nord for 34/10-9. Brønnen påviste en oljekolonne på ca 60 m over olje-/vannkontakten i bergarter av øvre jura alder. Olje-/vannkontakten i denne blokken er på samme dyp som i resten av strukturen. Brønnen ble testet og produserte 700Sm^3 olje og $50\ 700 \text{Sm}^3$ gass pr dag gjennom en dyseåpning på 15,5 mm. Oljen har en egenvekt på $0,875 \text{g/cm}^3$.

Undersøkelingsbrønnen 34/10-15 ble boret på en separat forkastningsblokk på sørflanken av Gullfaks-feltet, øst for hovedforkastningen. Reservoarsonen var vannførende. Den samme grunne gasslommen som bevirket at 34/10-10 måtte plugges og forlates grunt, ble påtruffet på ca 425 meters dyp i dette hullet.

34/10-16 som er en avgrensingsbrønn på Alfa-strukturen, ble påbegynt 14.12.82.

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.

En eventuell utbygging av området må fremmes for myndighetene som egen sak. På basis av dagens kunnskap er det naturlig å regne med to plattformer for å drenere området. For tiden synes det mest hensiktsmessig å basere utbyggingen på to enkle produksjonsplattformer med utnyttelse av behandlingsutstyret som er installert i utbyggingens første fase. Produksjonen kan da starte opp når plattform A fra første fase får ledig kapasitet, iflg Statoil rundt 1995.

Askeladden (Blokk 7120/8)

Blokken ble tildelt i 1981 med Statoil som operatør.

Det første hullet på Askeladden-strukturen, som dekker en stor del av blokken, kunne vise testresultater opp mot det beste som er oppnådd i Nordsjøen. Beste test i 7120/8-1 produserte 1,04 mill Sm³ gass og 475 Sm³ kondensat gjennom en dyseåpning på 25 mm

7120/8-2 er boret på en sørlig forkastningsblokk på samme struktur og ligger ca 8 km lenger sør. Det ble påvist gass i sandsteinslag av jura alder, og total gass kolonne i borehullet er 85 m. Høyeste produksjon ble målt til 490 000 Sm³ gass og 15 Sm³ kondensat pr dag gjennom 25 mm dyseåpning.

En større øst-vest forkastning skiller nordlige og sørlige del av Askeladden-strukturen fra hverandre. Det synes ikke å være noen direkte forbindelse mellom de to delene på reservoarnivå, idet gass-/vannkontakten ligger 20 m høyere i 7120/8-2 enn i 7120/8-1.

Påviste utvinnbare reserver på Askeladden økte etter resultatet fra boringen av 7120/8-2. En senere revidering av feltet har redusert reservene noe, slik at en nå opererer med et reserveanslag på 75 x 10⁹Sm³ utvinnbare gassreserver.

2.2.3.4

I beretningsperioden er ingen felt erklært drivverdige.

2.3 FELT UNDER PLANLEGGING, UTBYGGING OG I PRODUKSJON

Produksjonsboring og brønnvedlikehold

Det er i løpet av året gitt 23 boretilatelser for produksjons-/injeksjonsbrønner. Videre er det utført brønnvedlikehold på 24 brønner. Produksjonen fra Valhall og Statfjord B begynte i 1982 og etter hvert også samtidig boring og produksjon på begge steder.

Boringen av brønnene på Nordøst-Frigg er gjort ferdig. Klargjøringen av disse brønnene for produksjon vil, når arbeidet er ferdig, representere en ny type kompletteringskonsept på norsk sokkel, jf. 2.3.5.2.

TAB 2.3
Produksjons- og injeksjonsbrønner
Development and injection wells

Felt	Brønn-		
	1982	Totalt	vedlikehold
Valhall	3	4	-
Ekofisk	-	46	13
Eldfisk	1	36	3
Albuskjell	-	23	1
Tor	-	14	1
Edda	-	10	-
Cod	-	8	-
Vest-Ekofisk	-	12	4
Frigg	-	48 *	-
NØ-Frigg	6	7	-
Statfjord	13	28	1
Totalt	23	236 *	23

* hvorav 24 på norsk side

Ekofisk:	På feltet er det 39 produksjonsbrønner, 13 på A-plattformen, 18 på B-plattformen og 8 på C-plattformen. I tillegg er det 5 injeksjonsbrønner.
Vest-Ekofisk:	Det er 10 produksjonsbrønner på 2/4-D
Cod:	Det er 6 produksjonsbrønner på 7/11-A
Tor:	Det er 13 produksjonsbrønner på 2/4-E
Albuskjell:	Det er 19 produksjonsbrønner på feltet, 9 på 1/6-A og 10 på 2/4-F.
Eldfisk:	Det er 33 produksjonsbrønner på feltet, 23 på 2/7-A og 13 på 2/7-B.
Edda:	Det er 7 produksjonsbrønner på 2/7-C
Statfjord A:	Det er boret 23 brønner fra plattformen, 12 i nordre og 11 i søndre skaft. 14 brønner er i produksjon, 4 injiserer gass, 3 injiserer vann og 2 brønner er ikke boret ferdig.
Statfjord B:	Det er boret 4 brønner på plattformen, 3 brønner i søndre og 1 i nordre skaft. De 4 brønnene er i produksjon.
Nordøst-Frigg:	Det er boret 6 brønner som planlegges komplettert i 1983.
Valhall:	Det er boret 3 brønner på plattformen.

2.3.1 Valhall

Utvinningstillatelse 006

Rettingheshavere

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

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

Valhall-feltet ligger hovedsaklig i blokk 2/8. Den sørlige delen av feltet strekker seg inn i blokk 2/11, utvinningstillatelse 033. I denne utvinningstillatelsen har hver av de ovennevnte selskaper en andel på 25 %. Amoco/Noco søkte om ilandføringstillatelse for petroleum fra Valhall og Hod (blokk 2/11) høsten 1976. 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 viser disse installasjonene. Stigerørsplattformen er tilknyttet Ekofisktanken.

En kongelig resolusjon som overfører operatøransvaret for Amoco/Noco-gruppens stigerørsplatt-

form 2/4-G på Ekofisk-feltet til Phillips Petroleum Company Norway, ble vedtatt 17.12.82. Resolusjonen trådte i kraft straks.

Produksjonsanlegg

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

Da produksjonen fra Valhall har vært lavere enn ventet, var det i 1982 ikke nok gass til å teste gassutstyret i anlegget. All gass ble brukt eller brent på feltet. Amoco beregner gass-salg oppstart til 15.4.83.

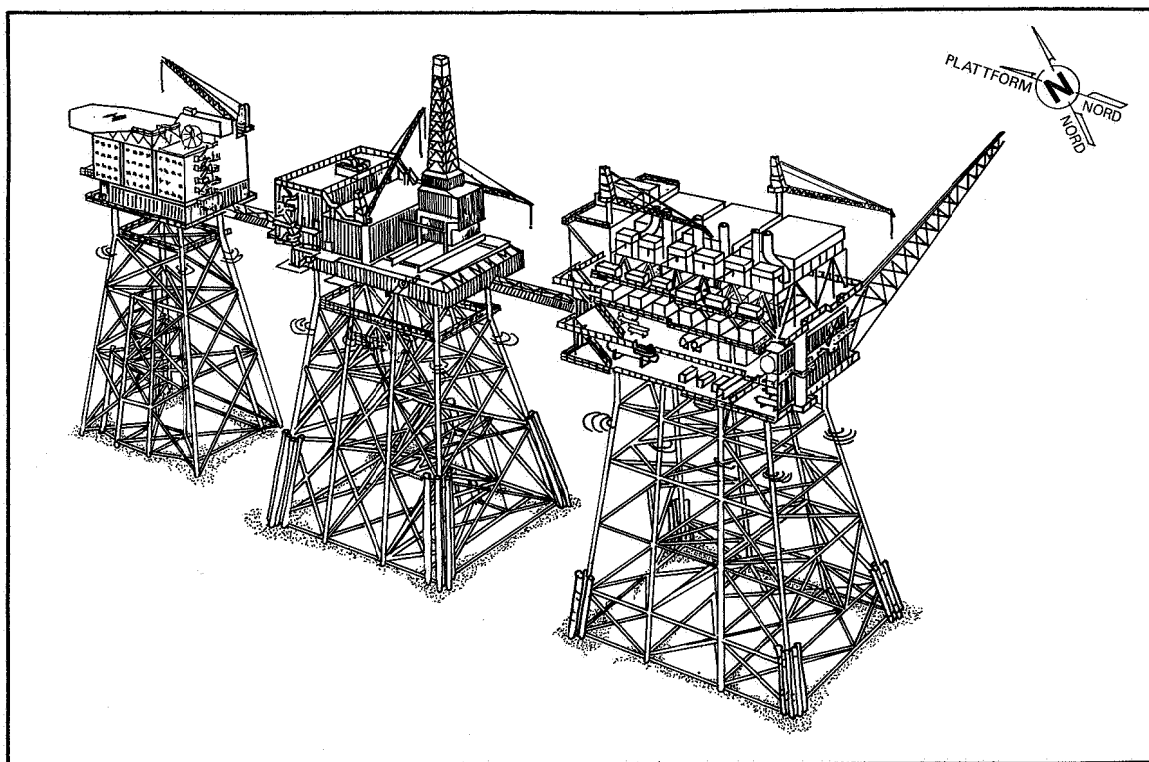
Utnyttelse av forekomstene

Valhall er geologisk og reservoarmessig lik feltene i Ekofisk-området.

Oljedirektoratet regner med at anslagsvis 29×10^6 Sm³ olje, 4×10^6 3 NGL og 26×10^9 Sm³ gass vil kunne bli drenert fra Valhall A-posisjonen ved trykkavlast-

FIG 2.3.1

Installasjoner på Valhall
Installations on Valhall



ning. Utnyttelse av ressursene i Valhall-feltet sett under ett avhenger av to viktige faktorer:

- tidspunkt for utbygging av de delene av feltet som ikke kan bli dekket av Valhall A og
- utvinningsstrategi både for Valhall A og resten av feltet.

Produksjonen fra Valhall A startet 1.10.82, ca ett år senere enn det tidspunktet operatøren opprinnelig hadde regnet med. I løpet av 1982 er tre produksjonsbrønner koplet til prosessanlegget. Operatøren regnet med at den gjennomsnittlige brønnrate ville ligge på 1600 Sm³ olje pr dag. Denne produktiviteten har det ikke vært mulig å oppnå. Resultatet er blitt en gjennomsnittsrate på ca 930 Sm³ olje pr dag.

Målesystem

Målesystemene for olje og gass på Valhall er godkjent. Driftskontroll av målesystemene er etablert.

Kostnader

Totale kostnader antas å bli ca 6,5 mrd kroner i løpende kroneverdi og 6,9 mrd kroner i fast 1982-kroneverdi. (Ved omregning mellom løpende og fast kroneverdi har en nyttet den totale engrosprisindeks. Dette er gjort for å muliggjøre sammenlikning mellom ulike feltutbygginger).

2.3.2 Ekofisk-området

Utvinningsstillatelse 018

Rettighetshavere

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

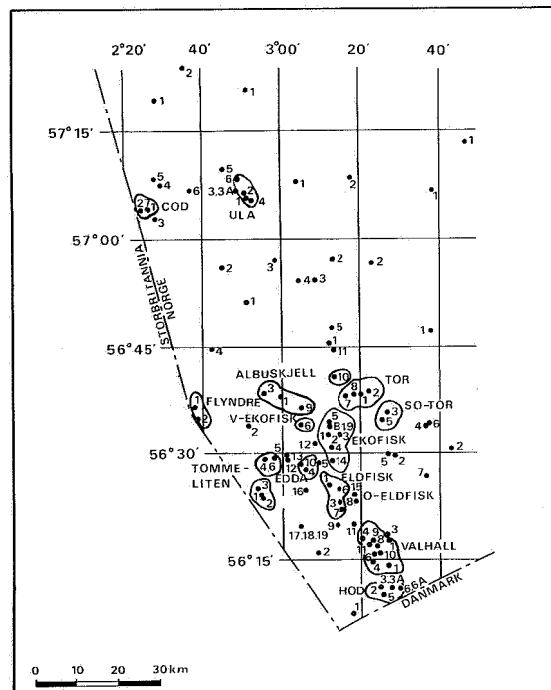
Ovennevnte selskap ('Phillipsgruppen') har rettighetene til feltene Ekofisk, Vest-Ekofisk, Cod, Eldfisk og Edda (fig 2.3.2.a). De to førstnevnte feltene ligger i blokk 2/4. Cod ligger i blokk 7/11 og Eldfisk og Edda i blokk 2/7.

Albuskjell er fordelt mellom utvinningsstillatelsene 018 og 011 og Tor mellom 018 og 006. Albuskjell ligger i blokk 1/6 og 2/4 og Tor-feltet i blokk 2/4 og 2/5. For Tor ble det foretatt en refordeling i 1982, som er gjort gjeldende fra 1.1.83. Fordelingen er nå 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

FIG 2.3.2.a
Ekofisk-området
The Ekofisk area



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 oppdaget og allerede i 1970 ble feltet erklært drivverdig. I perioden 1969-72 ble de andre feltene i området oppdaget. Phillips er operatør for alle sju feltene.

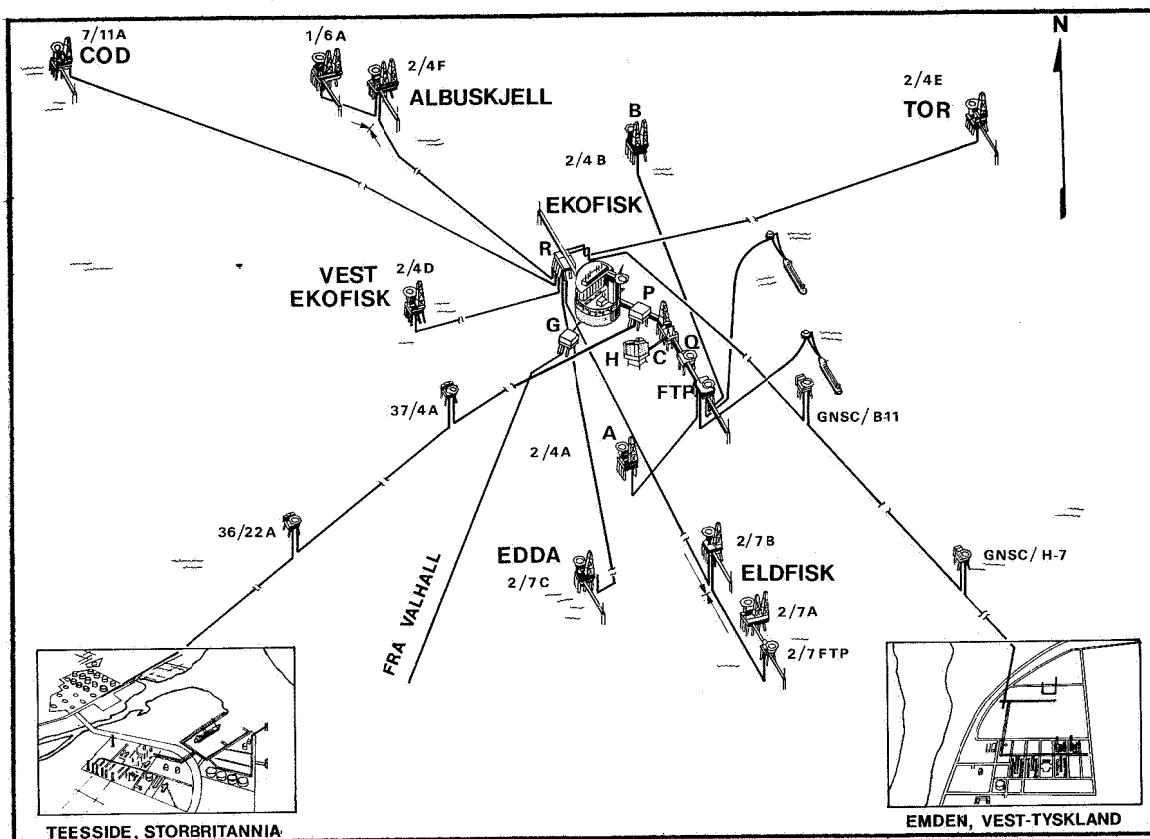
Feltene er utbygget i fire faser:

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

Fase 2: Utbygging av plattformene på Ekofisk.

Fase 3: Utbygging og tilknytning av feltene Vest-Ekofisk, Cod og Tor til Ekofisk-senteret, samt legging av en oljerørledning til Teesside og en gassrørledning til Emden. Ledningene ble satt i drift i henholdsvis oktober 1975 og september 1977.

FIG 2.3.2 b
Anlegg for felt i Ekofisk-området
Installations in the Ekofisk area.



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

Muligheten for en femte fase er nå under vurdering. Denne vil eventuelt bestå av et større vanninjeksjonsprosjekt.

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, England og Emden, Vest-Tyskland.

Oljerørledningen til Teesside er 354 km lang og har en diameter på 864 mm. Den gjennomsnittlige strømningsrate har i 1982 vært 49 880 Sm³ olje pr døgn. Gassrørledningen til Emden er 442 km lang og har en diameter på 915 mm. I løpet av 1982 har det gjennomsnittlig blitt transportert 37,8 x 10⁶ Sm³ gass pr døgn.

Produksjonsanlegg

Alle sju feltene i Ekofisk-området er nå ferdig utbygget og i produksjon. Av større konstruksjonsarbeid ble gassløftingsystemet på 2/4-B mekanisk ferdigstilt i november 1982. Ellers har det vesentligste konstruksjonsarbeidet ligget på vedlikeholdssiden med utskifting av boligkvarter. Nye boligkvarter er

ferdige på Tor og Eldfisk A, mens Eldfisk B og Vest-Ekofisk-kvarterene er under bygging. Videre er kontrakt gitt også for Albuskjell A og Albuskjell F.

Det var ikke planlagt vedlikeholdsnedstengninger i 1982. Imidlertid ble hele Ekofisk-området nedstengt fra 27.5. til 31.5.82 grunnet to branner som oppsto, først ved sørfakkelen og så ved nordfakkelen på Ekofisk-komplekset. Fra 13.10. til 18.10.82 var det nedstengning av hele Ekofisk-området grunnet streik.

I desember 1982 tok Phillips i bruk gassløft-kompressor på Ekofisk 2/4 B-plattformen. Denne er en viktig del av prøveprosjektet med vanninjisering. Når det injiserte vannet når produksjonsbrønnene, blir det ikke alltid stort nok trykk til å presse blandingen av olje og vann til overflaten. Ved å presse gass inn i produksjonsstrengen gjennom sideventiler kan en løfte vannet og oljen med oppløst gass opp til overflaten. Kompressoren har en kapasitet på 0,2 til 0,5 millioner Sm³ pr dag og komprimerer gassen til 190 bar. Den bruker gassdrivstoff som nå overføres ved en undervannsledning fra 2/4 -FTP-plattformen. Dersom det blir vedtatt et fullskala vanninjeksjonsprosjekt, kan kompressoren imbygges og nyttes i forbindelse med dette.

Utnyttelse av forekomstene

De opprinnelige tilstedeværende petroleumsmengder på Ekofisk-feltet er anslått til $841 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje og $189 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass. De utvinnbare reservene er anslått til $163 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje og $111 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass. Ved injeksjon av vann i reservoaret har en ved Oljedirektoratet anslått at de utvinnbare oljereserven vil øke med $35 \times 10^6 \text{Sm}^3$, de utvinnbare gassmengdene vil derimot reduseres med $6 \times 10^9 \text{Sm}^3$.

Både operatøren, Phillips, og de andre rettighetshaverne har i 1982 utført studier av effekten av vanninjeksjon i Ekofisk-feltet. Den tekniske planlegging av en egen plattform for vanninjeksjon, tenkt plassert ved 2/4-Bravo, har pågått for fullt. Forprosjektet med vanninjeksjon i en av brønnene på 2/4-Bravo, og evalueringen av dette, har pågått kontinuerlig. Ved utgangen av 1982 er det injisert ca $1,7 \text{ mill m}^3$ vann. Vannet nådde den nærmeste produksjonsbrønnen i mai, etter mer enn ett års injeksjon. Forprosjektet har vist både at reservoaret (Tor-formasjonen) er egnet for vanninjeksjon med høye rater og at vannet fortrenger oljen på en effektiv måte. En full evaluering av forprosjektet har ennå ikke vært mulig. Rettighetshavernes nåværende plan er å ta en beslutning angående vanninjeksjonsprosjektet i løpet av 1. kvartal i 1983. I tilfelle positiv beslutning vil installasjon av injeksjonsplattformen trolig skje i 1986, og vanninjeksjonen kan starte i 1987.

På Cod er det planlagt, ved hjelp av en ny brønn, å undersøke muligheten for utvinning fra et dypere geologisk lag av jura alder. Muligheten er her til stede for at reservene i Cod kan økes betraktelig.

Brenning av gass i Ekofisk-området

Mengden av gass som er blitt brent fremgår av fig 2.3.2.c. I fase I 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. 1982 har således vist at brenneraten er stabil på omtrent 0,4 % av total gassproduksjon. Fig 2.3.2.d viser brenning av gass i prosent av total gassproduksjon.

Målesystem

Løpende inspeksjoner av målesystemene i Ekofisk-området er utført.

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

Inspeksjon av målesystemene for olje og våtgass i Teesside er foretatt med tanke på å etablere en rutinemessig inspeksjonsordning.

FIG 2.3.2.c

Brenning av gass i Ekofisk-området

Average quantity of gas flared in the Ekofisk area.

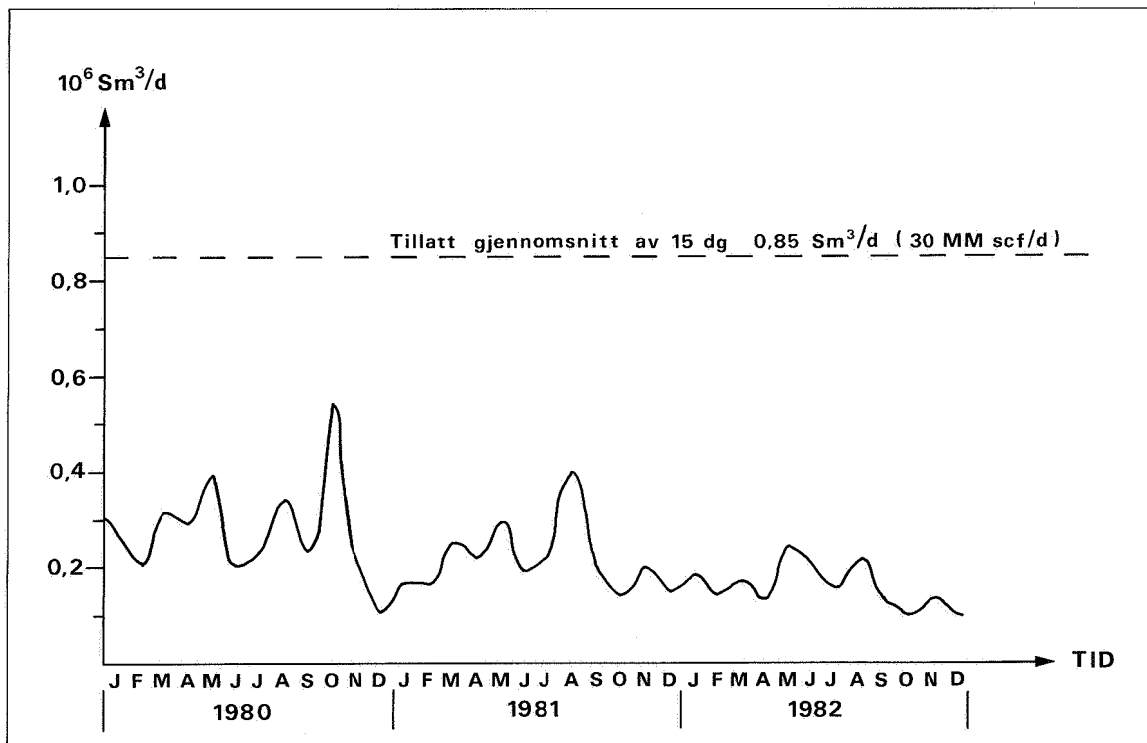
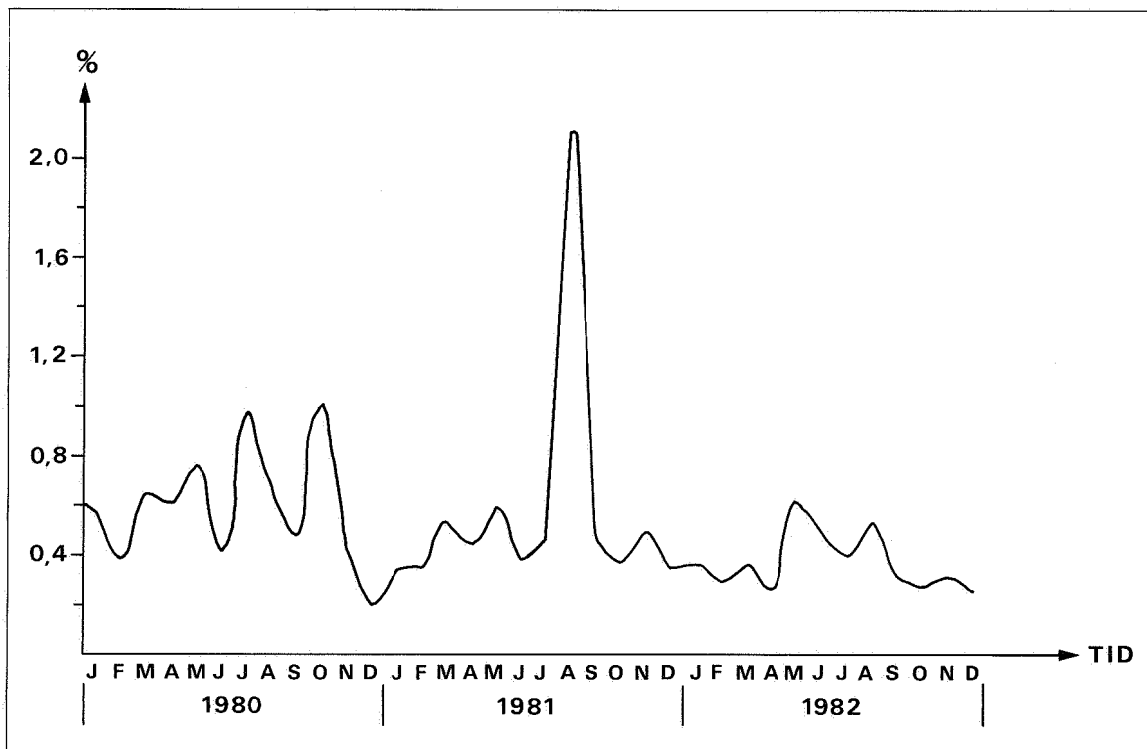


FIG 2.3.2.d

Brenning av gass i prosent av total gassproduksjon i Ekofisk-området.

Percentage average flared gas out of total production in the Ekofisk area.



Kostnader

Totalt kostnader for Ekofisk-området inkl Tor/Albuskjell/ Norpipe antas å bli ca 33,7 mrd kroner i løpende kroneverdi og 52,3 mrd kroner i fast 1982-kroneverdi. (For omregning, jf Valhall).

Sikkerhet og arbeidsmiljø

2/4-Bravo

Det ble senhøstes rapportert at to store båtfendere var løsnet og falt i sjøen. Disse hadde ved nærmere undersøkelse gjort en del skade på undervannsstrukturen på forskjellige nivåer. Analyser av strukturen ble foretatt umiddelbart for å fastslå hvilken betydning disse skadene hadde for strukturens sikkerhet. En reparasjonsplan er nå under utarbeidelse.

Ekofisk-tanken

En del mekaniske skader og uhell har forekommet på gasturbiner og kompressorer. Disse skader har ikke ført til produksjonsavbrudd. Mekanisk vedlikehold og ikke-destruktiv prøving (NDT) går som planlagt.

På grunn av fremtidig gass fra andre felt, som kan medføre et større temperaturfall, er kompressorhus på samtlige rørledningskompressorer skiftet ut med stål som tåler lavere temperatur. Samtlige kjølere i systemet er også fornyet. De nye kjølerne er av titan-legering.

2/4-FTP

På produksjons-separatorene er det oppstått noe korrosjon. Denne korrosjonen har ingen betydning for sikkerheten/driften, da trykket på disse av driftsmessige årsaker er betydelig redusert.

Brann i sveiseverkstedet på Tor 2/4-E

Den 11.3.82 oppsto en brann i sveiseverkstedet på Tor-plattformen. Som en følge av flere sammenfallende forhold, ble gass fra en oljeutskillingstank spredt gjennom dekkdreneringssystemet og strømmet inn i sveiseverkstedet gjennom gulvsluket. Her ble gassen antent og førte til en kortvarig, men intens brann. Av ni personer som oppholdt seg i verkstedet, ble sju transportert til sykehus med brannskader.

Operatøren iverksatte etter brannen en rekke tiltak for å hindre lignende ulykker på sine installasjoner. Saken etterforskes av politiet på vanlig måte.

Brann på Ekofisk-komplekset

Rett over midnatt den 27.5.82 oppsto det brann på sjøen under søndre flammearn på Ekofisk-komplekset. To brannbåter deltok i slokkingen og brannen ble slokka etter ca en time. Kort tid etter ble produksjonen startet igjen, og en ny brann oppsto på sjøen ca kl 0730 ved det nordre flammearnet. Ved den siste brannen brant det intenst, med kraftig røykutvikling. Den brennende oljen drev nedover

mot stigerørplattformen 2/4-G, og det så en stund alvorlig ut for denne plattformen. Brannen ble brakt under kontroll etter ca 1/2 time.

Det oppsto ingen personskader under brannen. Av mekaniske skader viste det seg i hovedsak å være kabler som var ødelagt. Kontroll av strukturen viste at den hadde tålt den intense varmebelastningen.

Årsaken til brannen synes å være at store mengder olje kom inn i trykkavlastnings-systemet og ut på sjøen der den ble antent. Lekkaskjelden viste seg å være 2/4-FTP, uten at det har vært mulig å fastslå nøyaktig hvor oljen kom inn i trykkavlastnings-systemet.

Politiet etterforsker rutinemessig brannene, og denne etterforskningen er ennå ikke ferdig.

2.3.3 Ula

Utvinningsstillatelse 019

Rettighetshavere:

BP Petroleum Development of Norway A/S	57,5 %
K/S Pelican A/S	5,0 %
Norsk Conoco A/S	25,0 %
Den norske stats oljeselskap a.s	12,5 %

FIG 2.3.3

Planlagte installasjoner på Ula
Planned installations on Ula

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

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

Utbygging

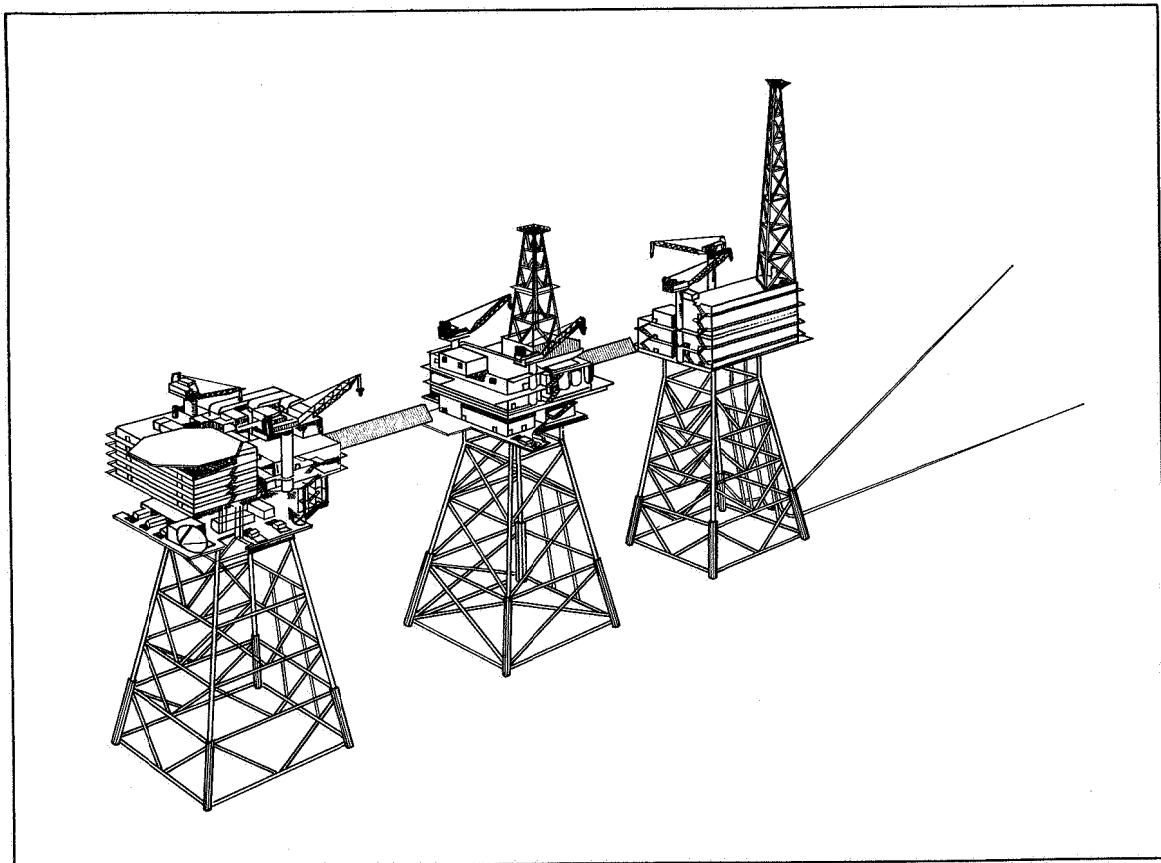
Oljedirektoratets anslag for utvinnbare reserver er $32 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje og $2 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass.

Konseptet som ligger til grunn for utbygging består av tre konvensjonelle stålplattformer for henholdsvis produksjon, boring og boligkvarter, jf fig 2.3.3.

Det er planlagt ni produksjonsbrønner og seks vanninjeksjonsbrønner. Borestart er anslått til annet halvår 1986 og produksjonsoppstart til første halvår 1987.

Transport

Det ble ved årsskiftet vurdert to ilandføringsalternativer for olje: Lasting av olje fra lastebøye på feltet eller rørledning til Ekofisk Senter, hvor olje føres i rørledningen til Teesside.



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

Kostnader

Totale kostnader antas å bli ca 9,8 mrd kroner i løpende kroneverdi og 7,5 mrd kroner i fast 1982-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. & Co	3,471 %
A/S Uglands Rederi	0,169 %

Utvinningsstillatelse 036 ble tildelt i 1971 og omfatter blokk 25/4, som ligger ca 215 km nordvest for Stavanger. For den delen av tillatelsen 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 på grunn av lave gasspriser.

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

Utbygging

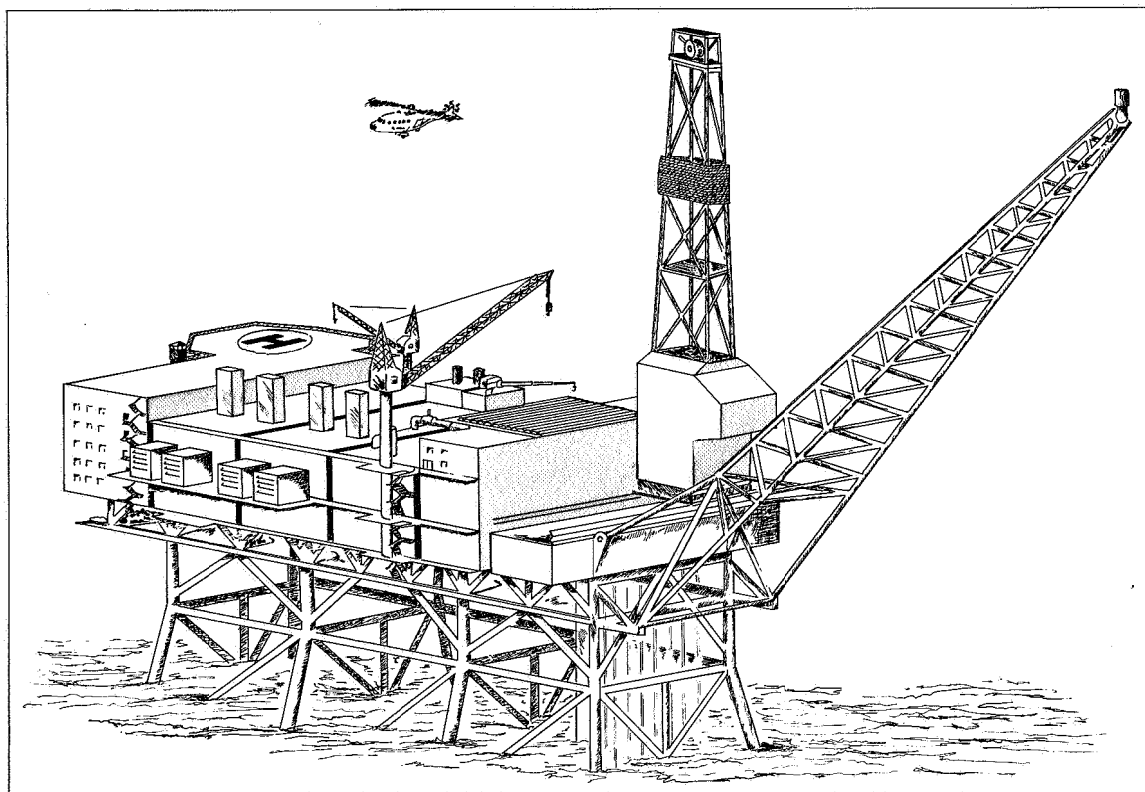
Reservoaret ligger ca 2 100 m under havflaten i sand av paleocen alder. De totale utvinnbare reservene er anslått til $35,6 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ rikgass, hvorav $33,8 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ tørrgass og $3,1 \times 10^9$ tonn kondensat. Det er besluttet å bygge ut Heimdal-feltet med en integrert stålplattform med bore-, produksjon- og boligfunksjon (fig 2.3.4). Installasjonsarbeidene på feltet vil starte sommeren 1984, mens produksjonen er ventet å ta til i midten av 1986.

Transport

For transport av gassen vil Heimdal-feltet bli koplet til Statpipe-systemet nær Sleipner-feltet. 6.8.82 leverte rettighetshaverne ilandførings søknaden for kon-

FIG 2.3.4

Planlagt installasjon på Heimdal
Planned installation on Heimdal



densatet. Kondensatet vil bli ført i rørledning fra Heimdal-feltet til Brae-plattformen i engelsk sektor, og videre til Cruden Bay gjennom Brae-Forties-systemet.

Målesystem

Designkontroll av målestasjonene for gass og kondensat er påbegynt. For kondensatmåling er designkontrollen utført i samarbeid med det britiske Department of Energy.

Kostnader

Totale kostnader antas å bli ca 8,3 mrd kroner i løpende kroneverdi og 7,1 mrd kroner i fast 1982-kroneverdi.

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

2.3.5.1 Frigg

Rettighetshavere

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

Elf Aquitaine Norge A/S	25,19 %
Norsk Hydro A/S	19,99 %
Total Marine A/S	12,60 %
Den norske stats oljeselskap a.s	3,04 %
Britisk del (39,18 %)	
Elf Aquitaine UK Ltd	25,97 %
Total Oil Marine Ltd	12,98 %
BP Ltd	0,23 %

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

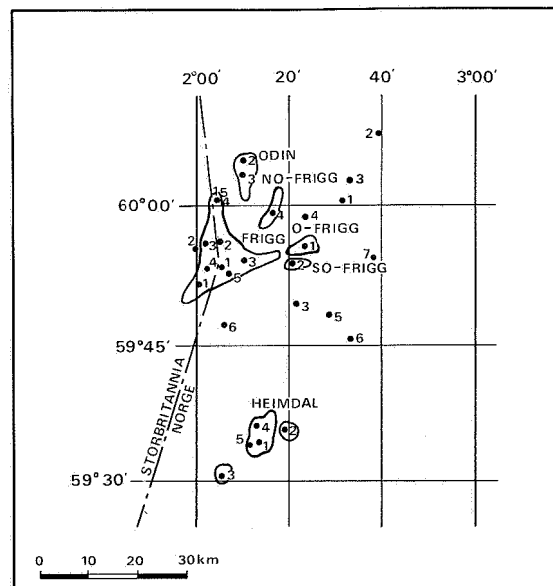
Frigg-feltet ligger i blokk 25/1 på norsk sokkel og i blokk 10/1 og 9/5 på britisk sokkel (fig 2.3.5.a). Feltet er unitisert. 60,82 % av gassreservene anses etter avtale å tilhøre de norske rettighetshaverne, og de resterende 39,18% tilhører de britiske rettighetshaverne. Avtalen om fordeling av reservene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

Produksjonsanlegg

Frigg-feltet ble oppdaget våren 1971 og ble erklært drivverdig 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

FIG 2.3.5.a
Frigg-området
The Frigg area



ne startet sommeren 1978. Figur 2.3.5.b viser installasjonene på Frigg-feltet.

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

Gass fra NØ-Frigg og Odin vil bli behandlet og målt på Frigg. Nye moduler for behandling av gass og kondensat blir derfor konstruert og installert på TCP2.

Transport

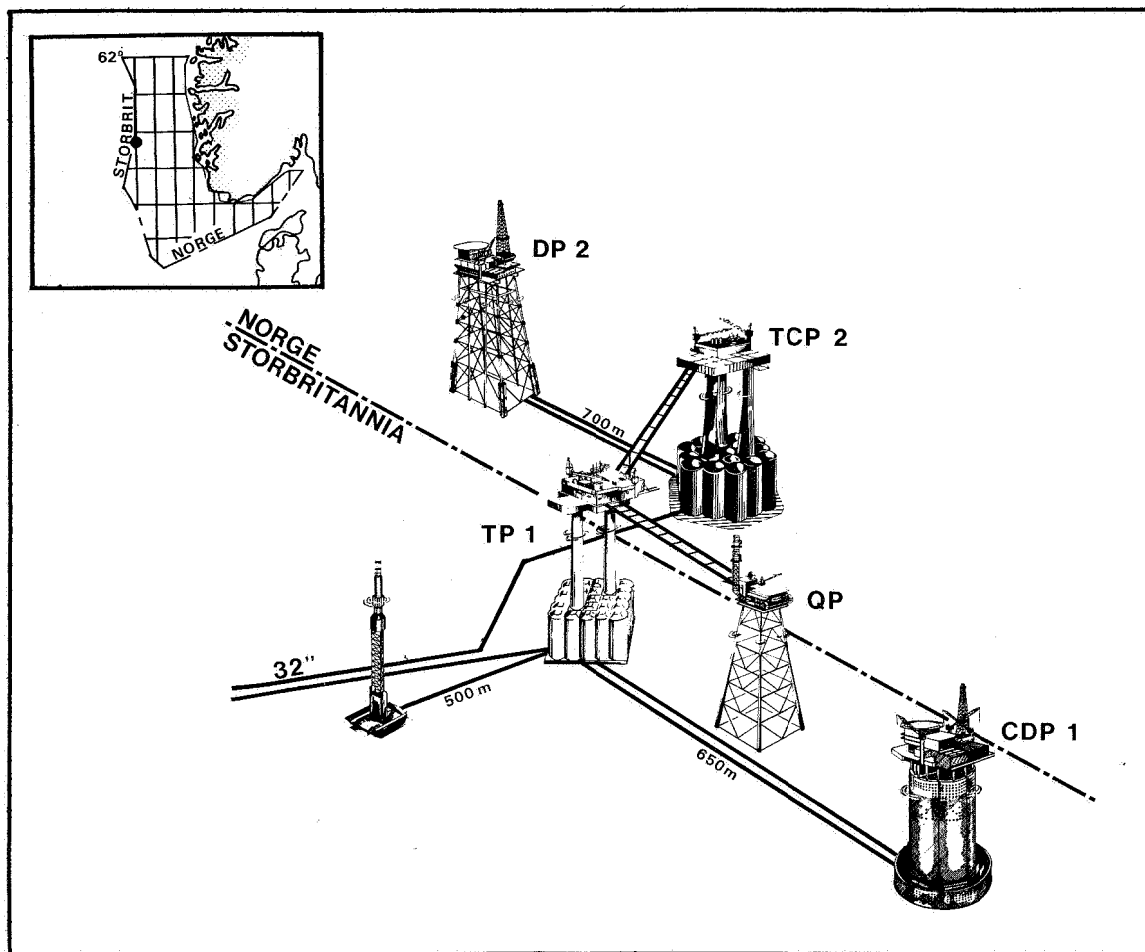
Gassen transporteres til St Fergus i Skottland gjennom to 813 mm rørledninger. For å øke kapasiteten til transportsystemet installeres det for tiden to turbokompressorer á 38 000 HK på pumpeplattformen MCP-01 som ligger midtveis mellom Frigg og Skottland. Kapasitetsøkningen er nødvendig for å kunne transportere gassen fra Odin-feltet. Av samme grunn forberedes også en utvidelse av terminalen i St Fergus, fra fem til seks prosesslinjer.

Utnyttelse av forekomstene

Produksjonsutsiktene for Frigg-feltet bygger fremdeles på modellen fra 1977, der også satellittfeltene er inkludert. Revisjon av modellen pågår imidlertid, og arbeidet ventes ferdig i begynnelsen av 1983.

Olje-/vannkontakten og gass-/oljekontakten i Frigg-feltet kontrolleres flere ganger i året. Bevegelsen i væskekontaktene har vært noe ujevn også i 1982. Dette kan tyde på at feltet er noe mer komplisert enn

FIG. 2.3.5.b
Installasjoner på Frigg
Installations on Frigg.



tidligere antatt, med skiferlag som delvis hindrer at oljen og vannet beveger seg i reservoaret. 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 fremover. Nye målinger vil bli foretatt i 1983.

Trykkutviklingen er i god overensstemmelse med modellen, bortsett fra de siste målingene, som har vist høyere trykk enn forventet i både Frigg- og Cod-sanden. Dette kan muligens skyldes de ekstremt lave sommerleveransene, økt vandring eller større tilstedeværende gass-reserver (ikke høyere bergartsvolum).

Seismiske undersøkelser er blitt foretatt for å studere en eventuell migrering av gass fra satelittfeltene NØ-Frigg og Øst-Frigg til hovedfeltet. Ingen konklusjon kunne trekkes angående Øst-Frigg. For NØ-Frigg var der en tydelig endring, men antydning av mengder var ikke mulig. Nye undersøkelser er planlagt sommeren 1983.

Målesystem

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

Designkontroll og uttesting hos fabrikant av nye computere for målesystemene på Frigg er utført i samarbeid med Department of Energy.

Kostnader

Totale kostnader antas å bli ca 22,7 mrd kroner i løpende kroneverdi og 33,4 mrd kroner i fast 1982-kroneverdi. Norsk andel av dette utgjør henholdsvis 13,8 mrd kroner og 20,3 mrd kroner. (Ved omregning, jf Valhall).

For TCP2 utvidelsesarbeidene antas kostnadene å bli ca 1,0 mrd kroner i løpende kroneverdi og 0,9 mrd kroner i fast 1982-kroneverdi.

Sikkerhet og arbeidsmiljø

Ved inspeksjon ble det også i år oppdaget sprekker i trykkbeholderne på plattformen TCP2. Som nevnt i årsberetningen for 1981, ble det også oppdaget sprekker i 1979, -80 og -81.

Problemet med sprekkene i trykkbeholderne er nå løst. Etter trykkprøving og strekkklappundersøkelse har man gitt operatøren tillatelse til å operere noen av trykkbeholderne med fullt arbeidstrykk, mens andre fremdeles opereres med et redusert trykk.

På Frigg-feltets DP2 er det oppdaget sprekker mellom primærstruktur og lederørssamme, ca 8 m under havoverflaten. Sprekkene blir nøye overvåket, og forskjellige analyser av strukturen er foretatt for å bestemme betydning og utvikling av sprekkene. En reparasjonsplan er under utarbeidelse.

FIG 2.3.5.c

Planlagt installasjon på NØ-Frigg
Planned installation on NE-Frigg

Hydratplugg i rørledningen mellom TP1 og TCP2

En hydratplugg i rørledningen mellom TP1 og TCP2 forårsaket forskyvning av hele rørsystemet. Undersøkelser viste at rørsystemet etter trykkprøving og nitid sprekkundersøkelse kunne startes opp igjen.

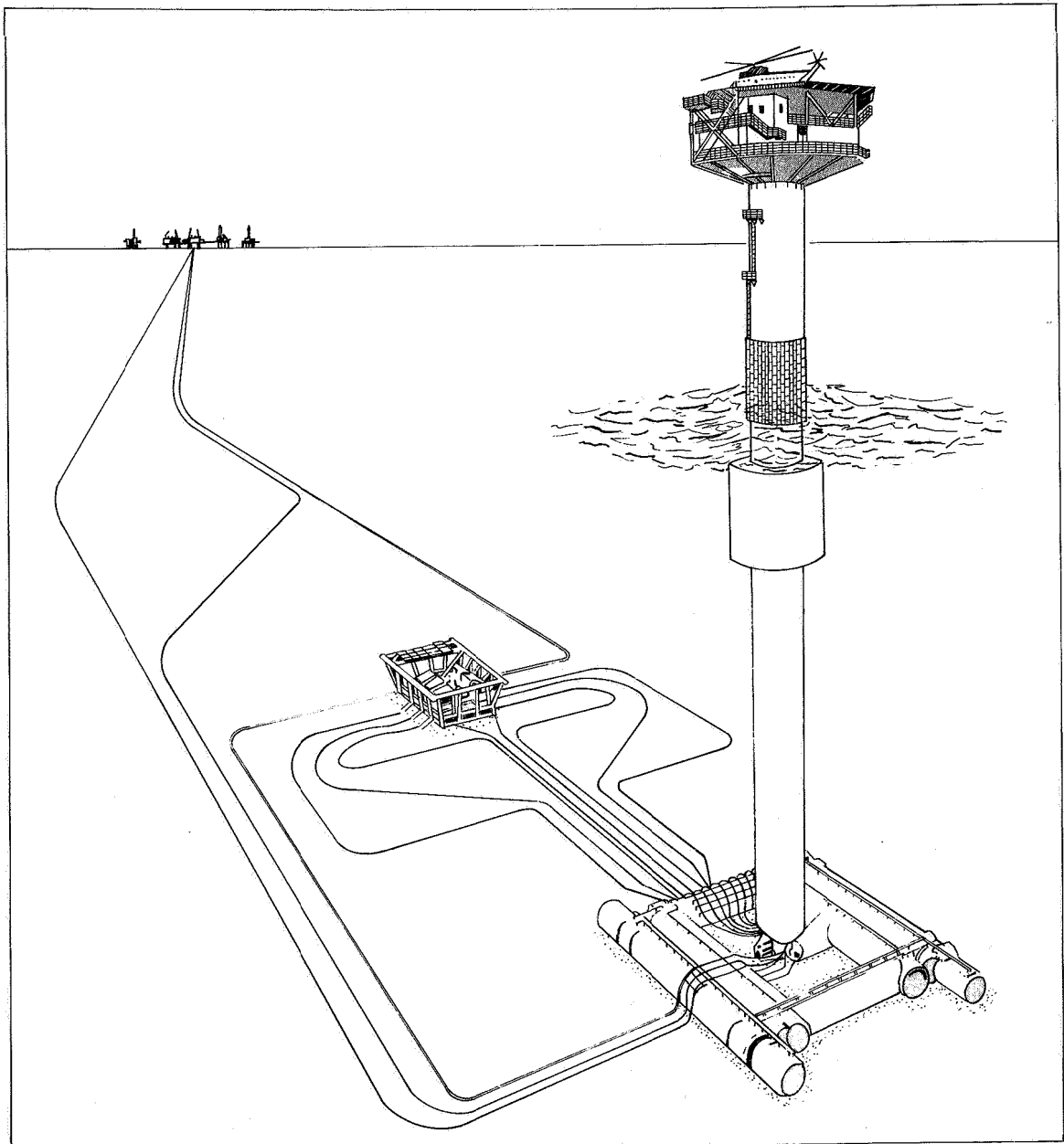
2.3.5.2 NØ-Frigg

Utvinningstillatelse 024 (blokk 25/1)

Rettighetshavere

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

Utvinningstillatelse 030 (Blokk 30/10)



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

NØ-Frigg feltet ligger i blokkene 25/1 og 30/10, 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 utbyggingsplan ble vedtatt i 1980. Feltet er utbygget med seks brønner ferdigstilt på havbunnen, fig. 2.3.5.c. Disse er boret gjennom en rammekonstruksjon plassert på havbunnen. Denne er foruten brønnhodene og ventiltrærne også utstyrt med en manifold som skal samle gassen fra de seks brønnene. Gassen overføres til Frigg-feltet for prosessering gjennom en 406 mm rørledning. Hvert av de seks ventiltrærne vil være styrt via separate service- og kontroll-ledninger fra kontrollstasjonen (en artikulert kolonne) plassert 150 meter fra brønnhodene. Kontrollstasjonen skal fjernstyres fra Frigg-feltet. Kolonnen til kontrollseksjonen er bygget og vil i begynnelsen av 1983 bli koplet til dekk/utstyrsenheten som er under bygging. Betongfundamentet som kolonnen skal være hengslet til på havbunnen er også ferdig fabrikkert. Utsleepingen av kontrollstasjonen planlegges utført våren 1983. Totalt sett var konstruksjonsarbeidet 63 % fullført ved årsskiftet.

Salg av gass fra NØ-Frigg kom i gang 1.10.81, dvs før noen av produksjonsbrønnene var boret. Dette er mulig ved at Frigg-feltet leverer gass på vegne av NØ-Frigg til NØ-Frigg kommer 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.

Operatøren sikter mot produksjonsstart 1.1.84.

Målesystemer

Designkontroll av målesystem og uttesting av målerør hos fabrikant er utført i samarbeid med det britiske Department of Energy.

Kostnader

Totalt antas å bli ca 2,2 mrd kroner i løpende kroneverdi og 2,1 mrd kroner i fast 1982-kroneverdi. (Ved omregning, jf Valhall).

Sikkerhet og arbeidsmiljø

Boring av produksjonsbrønnene på NØ-Frigg er ferdig. Klargjøringen av disse brønnene for produksjon innebærer et fullstendig nytt kompletterings-

konsept på norsk sokkel. Konseptet er det første som benytter en bunnramme (template) med seks undervannsventiltrær. Gassen fra brønnene skal samles og transporteres gjennom undervannsrørledning til Frigg. Ventiltrær og samlerørsventiler (manifold-valves) fjernstyres fra NØ-Frigg kontrollstasjon og fra Frigg.

På to av brønnhodene er det oppdaget alvorlige skader. Dette vil resultere i omfattende og kostbare reparasjonsarbeider.

2.3.4.3 Odin

Utvinningsstillatelse 030

Rettighetshaver

Esso Exploration & Production Norway Inc 100 %

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

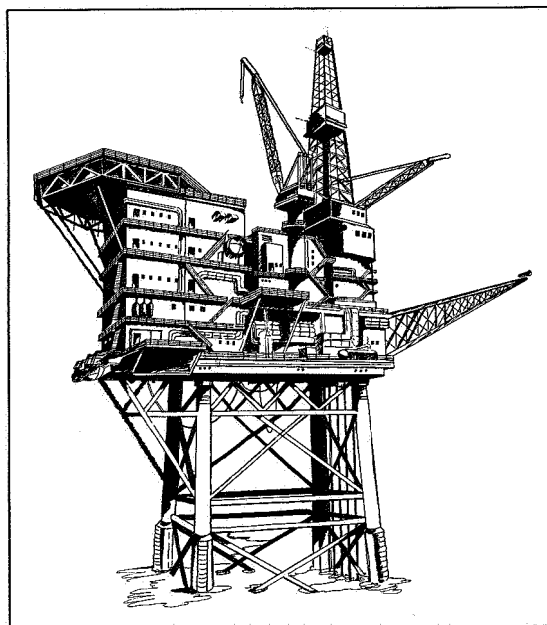
Odin-feltet ligger i blokk 30/10 og Esso er operatør for utbyggingen.

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, fig. 2.3.5.d. Borefartøyet Treasure Supporter skal ombygges og benyttes som hjelpeplattform under utbyggingen og under produksjonsboring.

Produksjonsplattformen vil kun i begrenset grad være utstyrt med behandlingsutstyr da gassen skal sendes ubehandlet til Frigg-feltet via en 508 mm rør-

FIG 2.3.5.d
Planlagt installasjon på Odin
Planned installation on Odin



ledning. Denne rørledningen ble ferdig lagt i mars 1982 og knyttet til TCP-plattformen på Frigg.

Plattformen vil være dimensjonert for tolv brønner.

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

Prosjektet har gått over fra prosjekteringsfase til fabrikkasjonsfase i løpet av 1982. De største kontraktene vedrørende stålunderstell og moduler ble inngått ved årsskiftet 1981/82.

Esso planlegger produksjonsstart i oktober 1984.

Målesystem

Designkontroll av målesystem og uttesting av målerør hos fabrikant er utført i samarbeid med det britiske Department of Energy.

Kostnader

Totale kostnader antas å bli ca 3,0 mrd kroner i løpende kroneverdi og 2,7 mrd kroner i fast 1982-kroneverdi. (For omregning, jf Valhall).

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.

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 /d. Plattformen skal plasseres på den sørvestre del av strukturen hvor havdypet er ca 135 m. Plattformens understell blir en Condeep og det skal benyttes en T-formet dekkssamme av stål. I tilknytning til denne plattformen skal det installeres en lastebøye.

Plattform B blir en bore- og boligplattform med betongunderstell, utstyrt med begrenset prosessstyr. Denne plattformen skal plasseres på den nordvestre del av Delta Øst-strukturen hvor havdypet også er ca 135 m.

Fase I vil også omfatte en reserve lastebøye.

Gassen fra feltet skal transporteres gjennom Statpipesystemet med tilknytning via Statfjord C-plattformen.

Byggingen av betongstrukturen til A-plattformen vil starte i 1983, og de fleste konstruksjons- og oppkopplingskontraktene vil være tildelt i løpet av 1983.

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.

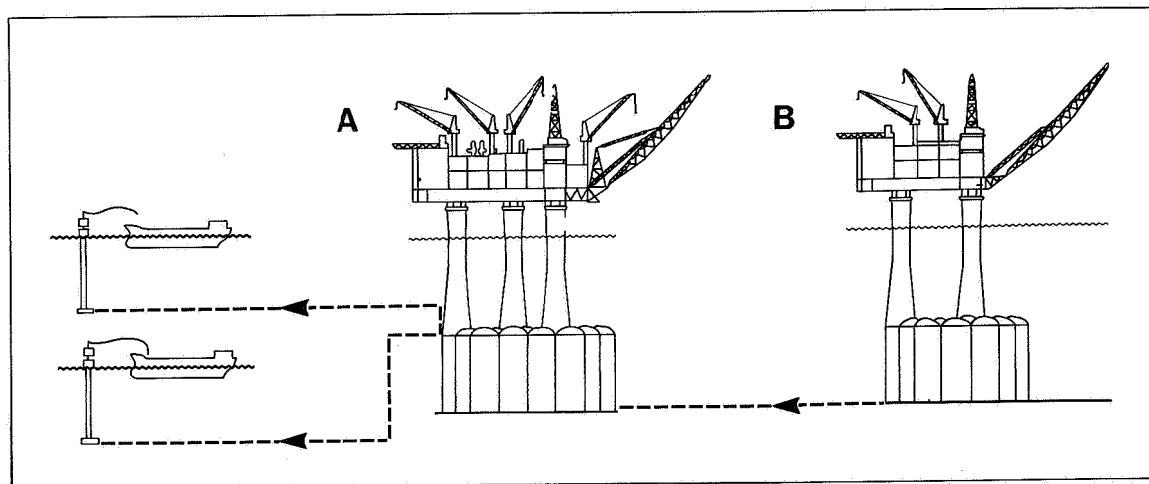
Utnyttelse av forekomstene

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 Statfjordområdet.

Delta-strukturen er et relativt gruntliggende felt, oppdelt av nord-sør-gående forkastninger i flere skråstilte og roterte segmenter av lag av jura alder.

FIG. 2.3.6

Planlagte installasjoner på Gullfaks, fase 1.
Planned installations on Gullfaks, phase 1.



Segmentene, eller blokkene, har varierende grad av helling, fra 7° til 20°, men 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 desidert mest kompliserte felt som hittil har vært behandlet i utbyggingsammenheng på norsk kontinentalsokkel.

På grunn av feltets kompleksitet er Oljedirektoratets reserveanslag forbundet med stor usikkerhet. En har imidlertid funnet det rimelig å anta en størrelsesorden av de utvinnbare reserver på $93 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje og $6 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass for Fase I (vest for hovedforkastningen) og $102 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje og $12 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass for Fase II (øst for hovedforkastningen).

Det er påvist olje med lite oppløst gass i tre juraførmasjoner: 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 som regel en vannsone med varierende volum, som dog ikke er stor nok til å kunne opprettholde trykket i reservoaret etter hvert som oljen tas ut. Det vil derfor bli nødvendig å injisere vann allerede fra produksjonsstart. Også gassinjeksjon har vært vurdert som utvinningsmåte. Denne gir imidlertid vesentlig dårligere resultat enn vanninjeksjon, ikke minst fordi feltet inneholder så lite gass at det er å betrakte nærmest som et rent oljefelt.

Målesystem

Designkontroll for målestasjon for olje og gass er påbegynt.

Kostnader

Totale kostnader antas å bli ca 39,7 mrd kroner i løpende kroneverdi og 28,9 mrd kroner i fast 1982-kroneverdi. (Ved omregning følges operatørens indekser).

2.3.7 Statfjord-området

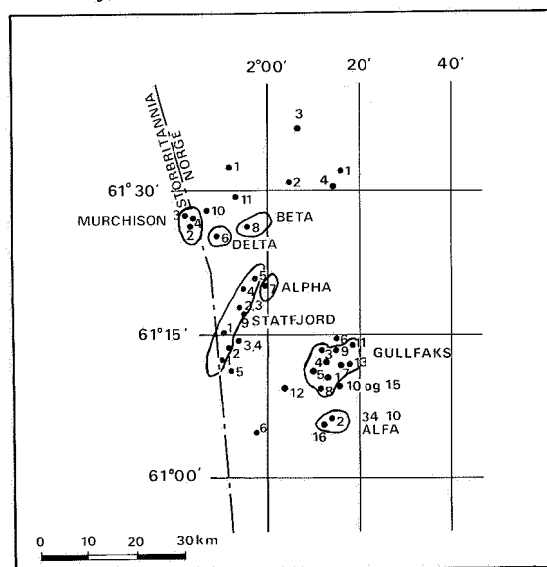
Statfjord-området omfatter Statfjord-feltet, feltene 33/9-Alfa, 33/9-Beta, 33/9-Delta.

Rettighetshavere:

Norsk del (84,09322 %) (Utvinningsstillatelse 037)

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 %

FIG 2.3.7.a
Statfjord-området
The Statfjord area



Amerada Hess Norwegian Exploration A/S

0,87597 %

Texas Eastern Norway Inc

0,87597 %

Britisk del (15,90678 %)

Conoco North Sea Inc

5,30226 %

Britoil Ltd

5,30226 %

Gulf Oil Corporation

2,65113 %

Gulf UK Offshore Investments Ltd

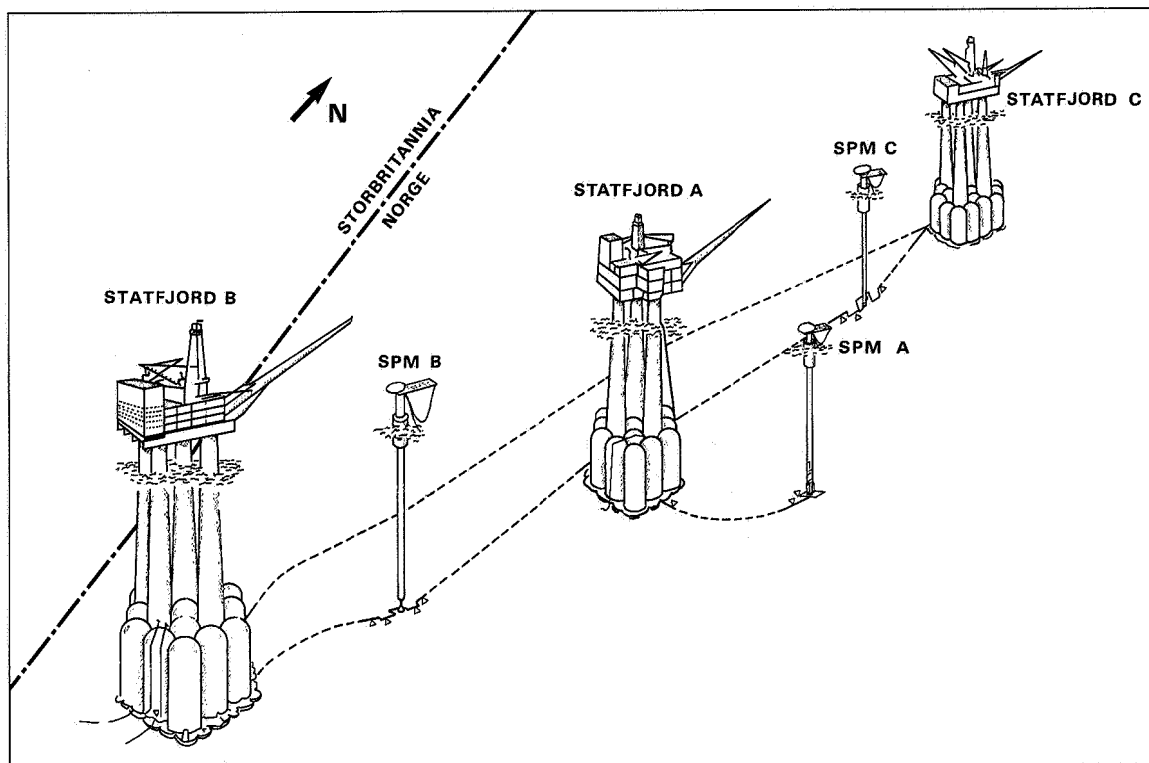
2,65113 %

Den 10.8.73 fikk rettighetshaverne i Statfjord-feltet tildelt utvinningstillatelse 037. Denne omfatter blokkene 33/9 og 33/12. 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 rettighetshaver opprinnelig anslått til $1033 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje og $180 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass. Senere beregninger utført av direktoratet 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 $48 \times 10^9 \text{Sm}^3$ tørr gass og 15 mill tonn NGL. Fordelingen av reservene i feltet som ble

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



godkjent av myndighetene i 1979, er 15,9068 % på britisk side og 84,0932 % på norsk side. Reservene kan bli gjenstand for refordeling med noen års mellomrom, neste gang pr 1.1.86. En av de to rettighets-havergrupper 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 Sm³/døgn. Plattformen kom i produksjon den 24.11.79 og vil ifølge operatørens siste boreprogram få 22 produksjonsbrønner og 15 injeksjonsbrønner. Den hittil høyeste produksjon pr dag ble oppnådd 17.8.82 med 49 206 Sm³ olje som oversteg den beregnede kapasitet.

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 Sm³ /døgn. Produksjonen ble startet 5.11.82 og den første gassen ble injisert den 11.12.82. Den hittil høyeste daglige oljeproduksjon fra denne plattformen er 20 000 Sm³ som ble oppnådd den 28.12.82. Denne datoen hadde en også den høyeste samlede produksjon fra A og B som er 64 000 Sm³.

Boreprogrammet, som består av 31 brønner totalt, omfatter følgende fordeling: 19 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 august 1984, med planlagt produksjonsstart fastsatt til februar 1986.

Utnyttelse av forekomstene

Boring av produksjons- og injeksjonsbrønner i 1982 har ikke gitt store overraskelser mht reserver eller reservoaroppførsel. Produktiviteten til brønnene er fortsatt høy. Gassinjeksjonsanlegget er kommet i normal drift, og i løpet av 1982 er rundt 92 % av den produserte gassen blitt ført tilbake til Statfjord-reservoaret.

Injeksjon av vann startet i februar 1982, og ved årskiftet 1982/83 injiseres vann i Brent-reservoaret fra tre brønner på Statfjord A-plattformen.

Tre av brønnene i Statfjord-feltet produserer opp til 10 % vann. Vannproduksjonen har holdt seg stabil på dette nivået hele året, uten at det har vært nødvendig å begrense oljeproduksjonen. Fra lignende felt i Nordsjøen er det kjent at vannproduksjon kan bli et betydelig problem som gjør at oljeproduksjonen reduseres.

Gassinjeksjon i Statfjord-reservoaret vil ha en positiv virkning på oljeutviklingen. Det er imidlertid begrenset hvor mye gass det er plass til i dette reservoaret. Direktoratet har derfor lagt vekt på at Brent-reservoaret utvikles på en slik måte at gass kan bli injisert også her, om det skulle bli nødvendig.

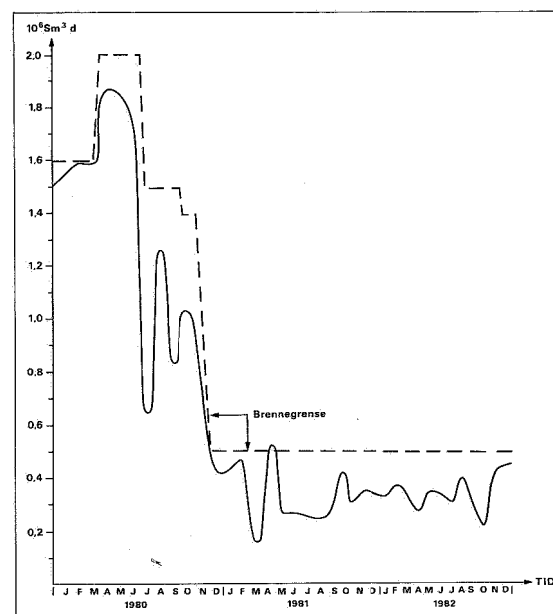
Virkingen av å injisere gass i Statfjord-feltet er ennå usikker. Hvis det viser seg at gass effektivt fortrenger olje, kan det fra et ressursmessig synspunkt være hensiktsmessig å fortsette gassinjeksjon også etter at gassrørledningen er operativ.

Brenning av gass i Statfjord-området

Mengden av gass brent på Statfjord A (fig 2.3.7.c) er ca $0,3 \times 10^6 \text{Sm}^3/\text{d}$ for 1982. Ved produksjonsstart i november 1979 var injeksjonssystemet for assosiert gass ikke mekanisk fullført, og all gass ble brent. Da injeksjonen kom i gang i juni 1980, hadde operatøren visse operasjonelle problemer med injeksjonskompressorene, noe som medførte en høy brennrate i annet halvår av 1980. Fra 1981 kan en si at produksjon og injeksjon er kommet inn i en relativ stabil driftsfase, slik at brenning av gass ligger godt under nåværende brennegrense. I 1982 ble omtrent 5,5 % av den produserte gassen brent, fig 2.3.7.d. Denne brennmengde kan for fremtiden reduseres ytterligere dersom operatøren oppnår en høyere regularitet i injeksjonssystemet.

Ved produksjonsstart på Statfjord B i november 1982 var injeksjonssystemet mekanisk fullført, og allerede i midten av desember ble den første gassen reinjisert i reservoaret. 1982 kan en karakterisere

FIG. 2.3.7.c
Brenning av gass på Statfjord A
Gas flared on Statfjord A



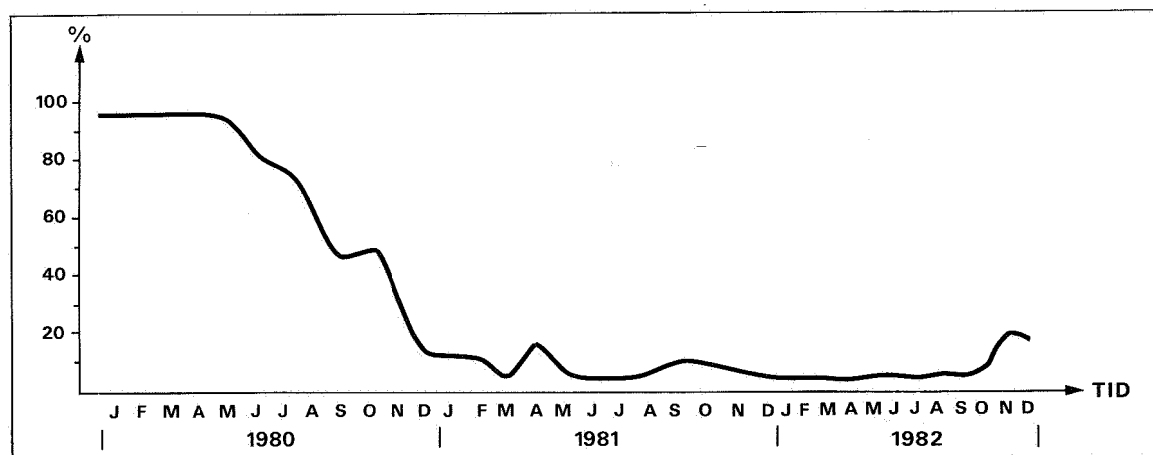
som en oppstartingsfase hvor det gjennomsnittlig er brent omtrent $1,3 \times 10^6$ gass pr dag, tilsvarende 72 % av total gassproduksjon.

Målesystem

En fast inspeksjonsordning for Statfjord A ble etablert i slutten av 1981 og for Statfjord B i slutten av 1982. Målesystemene er nå gjenstand for faste, månedlige inspeksjoner. Målesystemet for olje fra Statfjord C er testet hos fabrikant og vil bli gjenstand for videre kontroll i oppstartsperioden. Kontroll av bygging av gassmålesystemene for Statfjord A, B og C er påbegynt. Kontroll og inspeksjon er utført i samarbeid med det britiske Department of Energy.

FIG 2.3.7.d

Brenning av gass i prosent av total gassproduksjon på Statfjord A
Percentage average flared gas out of total gas production on Statfjord A.



Kostnader

Totale kostnader antas å bli ca 48,5 mrd kroner i løpende kroneverdi og 53,5 mrd kroner i fast 1982-kroneverdi. Norsk andel av dette utgjør henholdsvis 40,8 mrd kroner og 45 mrd kroner. (For omregning, jf Valhall).

Sikkerhet og arbeidsmiljø

Statfjord A - vannlekkasje i utstyrsskaff

Den 24.9.82 strømmet vann inn i utstyrsskaffet på Statfjord A, grunnet brudd i en 76 mm gjenget forbindelse i ballastsystemet.

Vannet steg til 21 meters nivå før det lyktes å utjevne trykket i systemet, og senere under arbeidet med lokalisering av skaden helt til 42 meters nivå. Det var aldri fare for personskade. De materielle skader ble også små, men uheldet medførte full produksjonsstopp i seks døgn og fikk således meget store økonomiske konsekvenser.

Dette uheldet demonstrerer tydelig hvor sårbare store, integrerte plattformer er, og hvor vanskelig det er å gardere seg mot alle mulige uhell. Ballastsystemet er gjenstand for periodisk kontroll, og var nøye undersøkt 20 måneder før lekkasjen oppsto. Operatøren foretar nå en ny, grundig vurdering av tenkelige skader pga lekkasjen i skaffet, hva som kan gjøres for å forebygge skader, og hvilke tiltak som kan treffes for å redusere konsekvensene av lekkasjen. Disse undersøkelser følges opp av Oljedirektoratet.

Statfjord A - lastebøye

På Statfjord A's lastebøye (ALP) ble det i 1980 oppdaget sprekker innvendig i oppdriftstanken. Sprekkene, som er av typen laminære utrivningsfeil, oppstod under fabrikasjon. Siden 1980 er flere sprekker av denne type blitt oppdaget, men man regner nå med å ha kartlagt de fleste. Det er laget et eget inspeksjonsprogram for overvåking av disse sprekke. I tillegg er det foretatt sprekkeutviklingsanalyser. Reparasjonsarbeider offshore blir ikke anbefalt, da det lett kan oppstå nye feil av samme type.

Gasstransport, Statpipe-systemet

Rørledningsselskapet Statpipe er dannet med følgende rettighetshavere:

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 Statpipe.

Transportsystemet vil omfatte:

- en rikgassrørledning fra Statfjord til Kårstø
- separasjons- og fraksjoneringsanlegg på Kårstø, samt lager og lasteanlegg
- rørledning fra Heimdal og rørledning fra Kårstø til en stigerørsplattform sørøst for Sleipner, og rørledning til en stigerørsplattform på Ekofisk med hovedutstyr

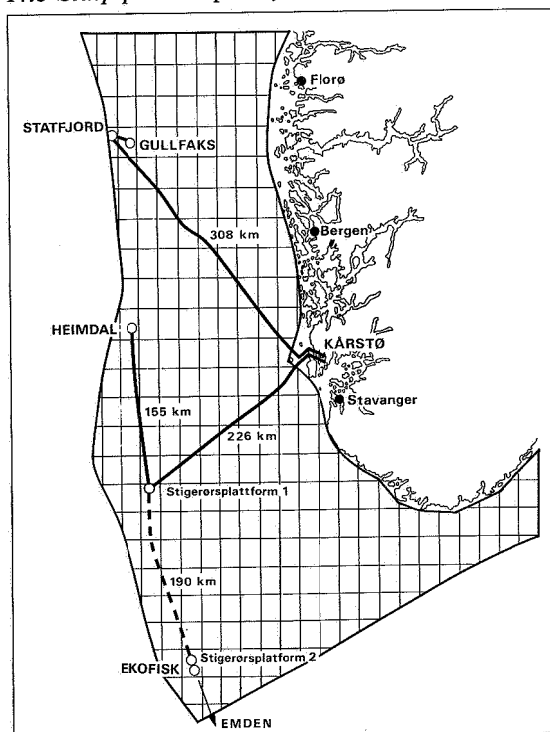
Det er inngått rammeavtale med Norpipe A/S og Phillips-gruppen om bruk av Ekofisk Senter og rørledning til Emden, og med terminalsekskapet i Emden. Rettighetshaverne i utvinningstillatelse 050 (blokk 34/10) har også anbefalt at den produserte gassmengde fra Gullfaks bør ildføres gjennom Statpipe-systemet.

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

Transportkapasiteten fra Statfjord til Kårstø er $9 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ pr år og fra Kårstø til stigerørsplattformen sør for Heimdal ca $7 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ pr år. Rørledningene mellom Heimdal og stigerørsplattform og mellom de to stigerørsplattformer er beregnet til maksimalt å transportere henholdsvis 14 og 20×10^9 pr år. Dette overskrider kapasitetsbehovet for Statfjord, Gullfaks og Heimdal og er gjort for at en senere skal kunne tilknytte andre felt.

Dersom en ønsker å øke transportkapasiteten i Statpipesystemet, må en bygge en ny kompressorplattform ved siden av stigerørsplattformen som skal plasseres sør for Heimdal.

FIG 2.3.7.e
Statpipe - transportsystemet
The Statpipe transportsystem



Kostnader

Totale kostnader antas å bli ca 20,3 mrd kroner i løpende kroneverdi og 17,1 mrd kroner i fast 1982-kroneverdi. (Ved omregning følges operatørens indekser).

2.3.8 Murchison**Rettighetshavere:**

Britisk del (83,75 %)	
Conoco North Sea, Inc	27,916 %
Britoil Ltd	27,916 %
Gulf Oil Corporation	13,958 %
Gulf Offshore Investment Ltd.	13,958 %
Norsk del (16,25 %)	
(Utvinningstillatelse 037)	
Mobil Development Norway A/S	2,438 %
Den norske stats oljeselskap a.s	8,125 %
Norske Conoco A/S	1,625 %
Esso Exploration and Production Norway A/S	1,625 %
A/S Norske Shell	1,625 %
Saga Petroleum a.s.	0,305 %
Amoco Norway Oil Co A/S	0,169 %
Amerada Hess Norwegian Exploration A/S	0,169 %
Texas Eastern Norway Inc	0,169 %

Ovennevnte rettighetshavere er de samme som for Statfjord-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. Norsk andel i blokken er foreløpig fastsatt til 16,25 % av utvinnbare reserver, og britisk andel til 83,75 %. I hele 1982 har det foregått refordelingsforhandlinger, og resultatet av dette, med nye prosentsetser, forventes presentert våren 1983.

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. Feltet er utbygget med en integrert plattform av stål med produksjonskapasitet på 26 200 Sm³/dag (fig 2.3.8).

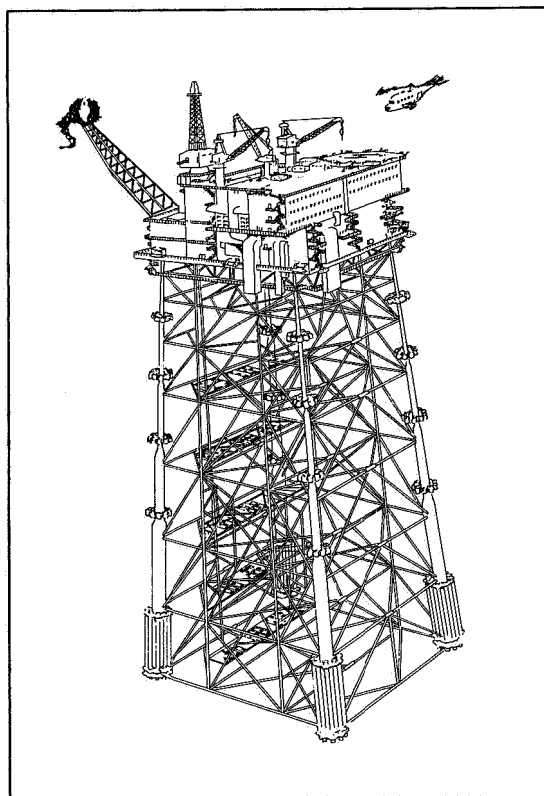
28.9.80 1980 startet oljeproduksjonen fra to undervannskompletterte brønner med en rate på 1 590 Sm³/dag.

Boring av brønner har gått svært raskt på Murchison. Feltet har derfor produsert med maksimal behandlingsskapasitet 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 en brønn i 1981, mens ytterligere en brønn startet injeksjon i 1982. Dette gjøres for å ta vare på mest mulig av gassen som blir produsert fram til transportmulighet finnes.

Regjeringen ga ved kgl res av 24.9.82 samtykke til ilandføring av den norske Murchison-gass via

FIG 2.3.8
Installasjon på Murchison
Installation on Murchison



FLAGS (far north liquified and associated gas gathering system) via St Fergus i Skottland. Samtykket av ilandføring er gitt under forutsetning av at det ikke forhindrer videre arbeid med å få i stand en avtale om bytte av norsk Murchison-gass med en del av britisk Statfjord-gass. Tidspunktet for gassleveranser for Murchison er satt til sommeren 1983 og fram til da vil betydelige mengder gass bli brent på feltet.

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

Målesystem

Kontroll og utprøving av målesystemene før start og godkjenning av drift og vedlikeholdsprosedyrer er foretatt i samarbeid med det britiske Department of Energy. Driftskontroll blir nå foretatt årlig i samarbeid med Department of Energy.

Kostnader

Totale kostnader antas å bli ca 8,5 mrd kroner i løpende kroneverdi og 9,2 mrd kroner i fast 1982-kroneverdi. Norsk andel av dette utgjør henholdsvis 1,4 mrd kroner og 1,5 mrd kroner. (Ved omregning, jf Valhall).

2.4 Reserveberegninger

I tabell 2.4.a og 2.4.b er gitt en oversikt over påviste tilstedeværende og utvinnbare petroleumreserver for:

- felt besluttet utbygget pr 31.12.82, felt under utbygging og felt i produksjon.
- felt som ikke er besluttet utnyttet pr 31.12.82, omfatter felt som vurderes å være uavhengige av etablerte anlegg og felt med markerte bindinger til igangsatt aktivitet.

Tabell 2.4.c viser en oversikt over foreløpig beregnede NGL-mengder i felt.

I forhold til forrige årsmelding er det skjedd endringer av reserveanslagene. Disse kommenteres som følger:

Ekofisk:	Ny reserveberegning
Eldfisk:	Produksjonshistorien viser at gass/oljeforholdet utvikler seg anderledes enn prognosert. Dette medfører større oljeproduksjon, men mindre gassproduksjon.
NØ-Frigg:	Utvinnbare reserver er endret som følge av ny prognose.
Gullfaks Fase II:	Feltet vil bli vurdert på nytt høsten 83/våren 84.
Tor:	Endringer i opprinnelig tilstedeværende olje skyldes en feilberegning av tilstedeværende NGL. Dette har ingen betydning for utvinnbare reserver. Mindre justeringer av utvinnbare reserver skyldes nye prognoser.
Ula:	En ny brønn, 7/12-6, medførte en ubetydelig reduksjon i reservoarvolumet. Beregning av nye reservoarparametre har deretter medført en økning av reservene fra forrige anslag.
Valhall A:	Ny reserveberegning utført på deler av feltet. Resten av Valhall er under vurdering og vil medføre ytterligere justeringer (våren 1983).

Askeladden:	En ny brønn, 7120/8-2, økte anslaget over det man betegner som påviste reserver. En ny vurdering av dette har redusert tallet i forhold til perspektivanalysen.
Brage:	Ny reserveberegning.
Oseberg:	Gamma-strukturen er under vurdering og vil gi tilleggsreserver på Oseberg.
Sleipner:	Ny reserveberegning.
2/1:	Påviste reserver øket som følge av brønn 2/1-4.
7120/7og7120/9:	Nye funn i 1982.
7120/12:	Reservene er endret etter ny geofysisk/geologisk vurdering.

De totalt påviste utvinnbare reservene er pr 31.12.82 $1403 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje og $1552 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass dvs $2,7 \times 10^9$ t.o.e. Av disse er det totalt utvunnet ca $185 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje og $112 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass.

Dessuten er det påvist reserver i strukturer som ikke er oppført i tabellene, dels fordi funnene er for små til å være økonomisk drivverdige, dels fordi de er altfor usikre mht reserveanslag på nåværende tidspunkt. Reservene omfatter Agat (35/3), Bream, Brisling, Flyndre, SØ-Frigg, 2/3, Oseberg Gamma, 2/2, 7/11, 15/9-My og 16/7-4.

Størrelsesordenen av disse reserver ligger på ca 70 mill t.o.e. Dessuten kommer Oseberg Gamma og 34/4, som kan gi en vesentlig økning av de påviste reserver.

I tillegg til de påviste utvinnbare reservene regner en ca 1,3 milliarder t.o.e. som lavrisiko reserver. Av disse er ca 1,1 milliarder t.o.e. antatt å være gass i blokkene 31/3, 31/5 og 31/6. Forventede totale utvinnbare ressurser i Nordsjøen (syd for Stad) anslås å være ca $4,7 \times 10^9$ t.o.e. I tillegg er det foreløpig påvist $0,158 \times 10^9$ t.o.e. ($158 \times 10^9 \text{Sm}^3$ utvinnbar gass) nord for Stad.

FIG. 2.4 viser en oversikt over ressurspotensialet sør for Stad pr 31.12.82. En gjør oppmerksom på at i årsberetningen for 1981 forekom en summeringsfeil angående påviste reserver på tilsvarende figur.

TAB 2.4.a

Påviste tilstedeværende og utvinnbare petroleumsmengder i felt som er besluttet utnyttet pr. 31.12.82.
Proven in place and recoverable hydrocarbons in fields declared commercial as of 31 December 1982.

Felt	Opprinnelig tilstedeværende petroleumsmengder		Opprinnelig utvinnbare petroleumsmengder		Utvunnet petroleumsmengder		Resterende utvinnbare petroleumsmengder	
	Olje 10 ⁶ Sm ³	Gas 10 ⁹ Sm ³	Olje 10 ⁶ Sm ³	Gass 10 ⁹ Sm ³	Olje 10 ⁶ Sm ³	Gass 10 ⁹ Sm ³	Olje 10 ⁶ Sm ³	Gass 10 ⁹ Sm ³
Albuskjell 1)	35	38	11	16	5	7	6	9
Cod 1)	8	9	2	5	2	3	<1	2
Edda 1)	14	3	3	2	3	1	<1	2
Ekofisk 1)	841	189	163	111	110	31	53	80
Eldfisk 1)	235	77	48	31	18	5	30	26
Frigg 2)		158	1	127	<1	44	1	83
NØ Frigg		10		8		1		7
Gullfaks								
— Fase I	221	20	93	6			93	6
Heimdal	3	48	3	31			3	31
Murchison 3)	19	1	9	<1	2		7	<1
Odin		30		22				22
Statfjord 1) 4)	682	119	367	40	22		345	40
Tor 1)	116	25	19	11	13	5	6	6
Ula 1)	79	4	32	2			32	2
Valhall A 1)	236	58	33	26	<1		33	26
V Ekofisk 1)	60	31	12	22	10	15	2	7
Totalt	2 549	820	796	460	185	112	611	348

1) NGL er inkludert i oljen

2) Dette er norsk andel: 60,82%

3) Dette er norsk andel: 16,25%

4) Dette er norsk andel: 84,09%

TAB 2.4.b

Påviste tilstedeværende og utvinnbare petroleumsmengder i felt som ikke er besluttet utnyttet pr. 31.12.82.
Proven in place and recoverable hydrocarbons in fields not declared commercial as of 31 December 1982.

Felt	Tilstedeværende		Utvinnbare	
	Olje 10 ⁶ Sm ³	Gass 10 ⁹ Sm ³	Olje 10 ⁶ Sm ³	Gass 10 ⁹ Sm ³
Askeladden		107		75
Balder	131		35	
Brage (31/4)	111	11	29	6
Ø Frigg		6		5
Gullfaks Fase II	254	23	102	12
Hild (30/4, 30/7)		73		51
Hod	44	11	9	7
Oseberg 1)	234	75	117	60
Sleipner 2)	51	166	17	124
Sleipner satl:				
15/9-Gamma	30	75	10	55
15/5-1	2	6	1	4
15/8-Alfa		15		10
15/3-1.3		49	2	29
15/3-4	24	7	12	5
Tommeliten Alfa	26	19	5	11
Tommeliten Gamma	19	18	4	13
SØ Tor	21	6	4	3
Troll e)	830	690	120	480
Valhall B	126	31	25	19
2/1	60	7	18	2
24/9	11		3	
25/2-4	23	25	4	12
30/3-Beta	60	20	24	8
33/9-Alfa	37	4	18	2
33/9-Beta	78	3	39	2
34/10-Alfa	17	6	8	4
35/8		15	1	10
6507/11		19		13
7120/7		33		23
7120/9		51		36
7120/12		16		12
Totalt	2 189	1 587	607	1 092

- 1) Utgjør Alfa-strukturen i blokkene 30/6 og 30/9
 2) Omfatter Alfa, Beta, Epsilon og Delta
 3) En del av reservene finnes i 31/2's naboblokker

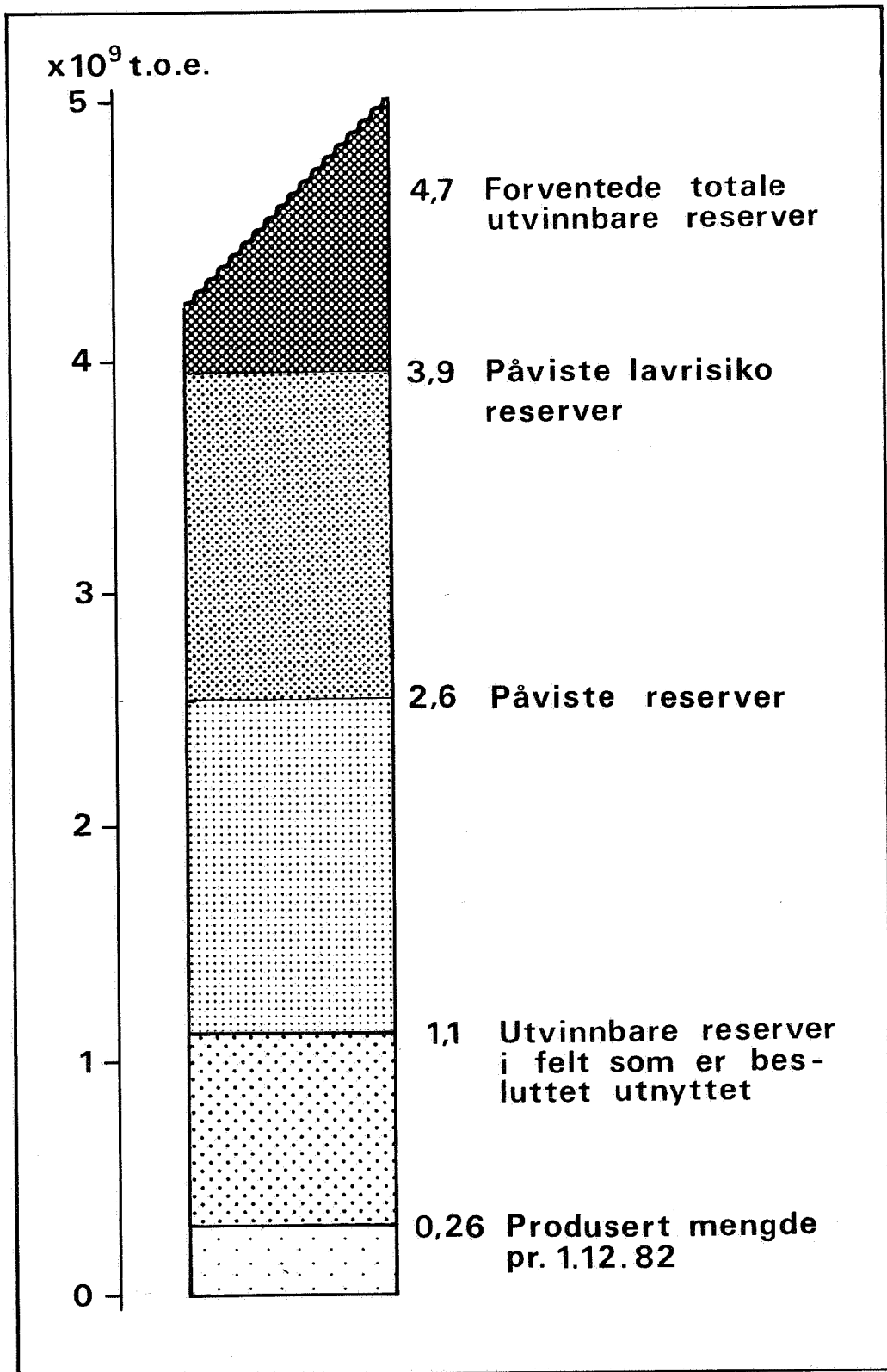
TAB 2.4.c

Opprinnelig utvinnbar NGL og solgt NGL pr. 1.12.82 (mill. tonn)

Proven recoverable NGL and sold NGL as of 1 December 1982 (mill. tons)

Felt	Opprinnelig utvinnbar NGL	Solgt NGL	Resterende NGL
Albuskjell	2,0	0,39	0,6
Cod	0,2	0,17	0,1
Edda	0,2	0,10	0,1
Ekofisk	6,0	1,90	4,0
Eidfisk	1,9	0,47	1,4
Gullfaks F1	1,1		1,1
Murchison	0,4	0,04	0,3
Statfjord	13,0		13,0
Tor	1,0	0,45	0,6
Ula	0,5		0,5
Valhall A	2,0		2,0
V Ekofisk	1,0	0,49	0,5
Sum	28,3	4,01	24,2

FIG 2.4
Forventede totale utvinnbare reserver sør for Stad
Proven and probable recoverable reserves south of Stad



3. Sikkerhetskontroll

Årets inspeksjonsprogrammer av strukturer og rørledninger er gjennomført som planlagt, og det er oppdaget enkelte skader/defekter av relativt alvorlig karakter. Felles for disse er at de har sin direkte årsak i feil som er gjort under design eller fabrikasjonsfasen. Følgelig kunne dyre offshore reparasjonsarbeider ha vært unngått dersom de hadde blitt avdekket før installasjon på feltet.

De fleste elementer fra tidligere års kontrollpraksis finner en igjen i dag, men disse vil etter hvert bli satt i bedre system. Større vekt blir lagt på systemkontroll i pakt med utviklingen av næringens internkontrollsystemer, hvor tidligere kontrollpraksis inngår som stikk-kontroll. Tilpassingen til det økende aktivitetsnivå på sokkelen vil foregå gjennom utvikling av mer hensiktsmessige kontrollprosedyrer ved hjelp av EDB, ved bruk av konsulenter, samt meget moderat vekst i vår egen bemanning.

Mange av installasjonene på sokkelen begynner allerede å bære preg av tidens tann, og dette stiller nye krav til operatørene og kontrollen av disse. Noen hovedproblemstillinger er sprekkdannelse og korrosjon på utstyr som inneholder hydrokarboner under trykk, samt korrosjon på sikringssystemer og elektriske anlegg. Konsekvensen er i hovedsak en økende grad av inspeksjons- og vedlikeholdsaktivitet, og kontroll av dette.

Kraftanleggene blir stadig større og mer kompliserte, og mye elektrisk utstyr er allerede i dag belastet nokså nær det maksimalt akseptable. Vi har i løpet av året fått meldinger om fem uhell i elektriske tavler hvor personer er blitt skadet. Det har også forekommet to branner i slike tavler. Selv om en stiller store krav til elektromontører, arbeids- og sikkerhetsrutiner ved arbeid på eller i nærheten av anlegg under spenning, forekommer det ulykker med personskader. Vi har arbeidet aktivt med å få fabrikanterne av elektriske paneler og brukere av anleggene til å være mer aktive i design og byggefasene av anleggene for å få anleggene så personsikre som overhode mulig.

Det arbeidet som er utført med hensyn til de tidligere problemene med sikkerhetsventiler (DHSV), har nå munnet ut i en heving av kvaliteten både på selve ventilene, låsene, setteprosedyrer og vedlikehold.

Det har satt fortgang i Phillips Petroleum Company Norway utvikling av EDB som verktøy for sta-

tistikk og kontroll av vedlikehold/inspeksjon av DHSV og annet sikkerhetsrelatert utstyr.

Når det gjelder sikringssystemer, er et av de mest aktuelle fagområder vurdering av databaserte systemer til styring, sikring og selvtesting av prosess- og hjelpeutstyr. Spesielt når dette utstyret brukes i forbindelse med sikrings- og nødsystemer, kreves det meget høy kvalitet og pålitelighet. Tidligere benyttet man feilsikre (fail safe) systemer, men denne metoden kan ikke anvendes på moderne programmerbare systemer, verken på 'software' eller 'hardware' siden.

Videre baseres ofte opplegget på en stadig økende integrering av tidlige uavhengige systemer til en hovedsentral med desentraliserte under-systemer.

Resultatet av dette er at feil i systemet kan få større sikkerhetsmessige konsekvenser, og man må utvikle nye metoder for å vurdere og dokumentere kvalitet og pålitelighet.

Et annet bredt fagområde omfatter oppfølging av forskning, teorier og kriterier som legges til grunn for gasspredning, brann og eksplosjoner, samt risiko- og konsekvensanalyser i denne sammenheng. Dette er områder hvor det satses store beløp for å utvikle sikrere metoder for å fastlegge risiko og konsekvenser ved antenning av ukontrollerte hydrokarbon-utslipp, og derved å komme fram til bedre plattform-konsepter.

En har videre arbeidet med å få gjennomført internkontroll-prinsippet også innen det boretekniske området. Operatører og redere arbeider nå dels med å utvikle, og dels med å dokumentere sitt internkontrollsystem i forbindelse med borevirksomheten.

Oljedirektoratets krav er rettet mot operatør på norsk sokkel, samt utenlandske redere på norsk sokkel. Dertil er operatører på norsk sokkel pålagt å godkjenne reders internkontrollsystem for sine boretekniske installasjoner. Dersom operatør finner reders internkontrollsystem mangelfullt, må operatør sørge for at dette blir rettet opp, eventuelt gjennom kompenserende tiltak fra operatørs side. Operatør har ansvaret for å drive den kontroll som er nødvendig for å sikre at internkontroll fungerer på tilfredsstillende måte.

Boreforskriftene av 23.9.81 revideres nå i lys av de mer presise krav som Oljedirektoratet har stilt til operatørs/underentreprenørs/reders internkontroll-

system. Dertil vil en vurdere eventuelle behov for revisjon av kgl res av 9.7.76.

I forbindelse med den boretekniske kontroll, har Oljedirektoratet videre arbeidet med akseptkriterier for:

- 1 Samtidige aktiviteter (boring og produksjon)
- 2 Leteboring fra faste installasjoner
- 3 Produksjonsboring for mobile plattformer.

HELÅRSBORING

Spørsmålet om helårsboring

Olje- og energidepartementet mener at det bør være et overordnet planleggingsmål å komme over på helårsboring også nord for Stad. Etter to fullførte sesonger har Olje- og energidepartementet funnet det nødvendig å vurdere nærmere spørsmålet om overgang til helårsboring på de enkelte områder. Kommunal- og arbeidsdepartementet har vurdert de sikkerhetsmessige spørsmål knyttet til overgang til helårsboring, mens Miljøverndepartementet har gjort tilsvarende vurderinger av oljevernberedskapen og av mulige forurensningsmessige konsekvenser.

Etter initiativ fra Kommunal- og arbeidsdepartementet ble det i 1981 nedsatt en arbeidsgruppe for nærmere vurdering av de sikkerhetsmessige forutsetninger for overgang til helårsboring. Gruppen har deltakelse fra Sjøfartsdirektoratet, Saga, Norsk Hydro, Statoil og ledes av Oljedirektoratet. Norges Skipsforskningsinstitutt har fungert som sekretariat. Første delutredning forelå i oktober 1981 med vekt på vurdering av havmiljø, operasjons- og driftsmessige forhold. Arbeidet ble videreført i 1982 med vekt på nærmere vurdering av bl a boreplattformers konstruksjon og utstyr, tilbringer/forsyningstjeneste og beredskap i tilknytning til boring i vinterhalvåret i de nordligste farvann.

Utredningen sammenstiller og vurderer oceanografiske og meteorologiske havmiljøforhold sett i forhold til eksisterende borefartøys utstyr og betjening, og erfaringsmateriale for operasjon av borefartøyer under arktiske forhold i Canada.

Som hovedkonklusjon er det ikke funnet forhold ved operasjon av teknisk utstyr som direkte skulle gjøre leteboring på helårsbasis i nordlige farvann vesentlig vanskeligere enn de som er erfart i Nordsjøen, forutsatt at de nødvendige forholdsregler tas for utstyr, operasjon og drift.

Rapporten har vært til uttalelse hos berørte kontrollmyndigheter, Norsk Offshoreforening, Norsk Hydro, Saga og Statoil. Det foreligger bred enighet om rapportenes hovedkonklusjoner. Oljedirektoratet og Sjøfartsdirektoratet forutsetter imidlertid at operatørene iverksetter den nødvendige planlegging av sikkerhets- og beredskapsmessige tiltak for å motvirke de spesielle forhold som knytter seg til operasjon i lavere temperaturer, og muligheten for høyere værharde forhold enn i Nordsjøen.

Det vurderes som sannsynlig at boreplattformer under helårsboring vil bli utsatt for ising som gjør det

nødvendig med avisingsutstyr og avskjerming og oppvarming av områder for å redusere eksponering for vind og kulde. Med de nødvendige modifikasjoner vil enkelte disponible borefartøystyper og plattformformer under bygging tilfredsstillende kunne motvirke isingsproblemene. Det vil fra Sjøfartsdirektoratets side også bli krevet dokumentasjon for at plattformenes konstruksjon og materialegenskaper er tilfredsstillende for de temperaturer borefartøyene kan ventes å operere i. Sjøsprøyt, ising og atmosfærisk ising kan føre til sikkerhetsmessige og/eller regularitetsmessige problemer for henholdsvis forsynings- og tilbringertjenesten. De arktiske lavtrykkene, såkalte instabilitetslavtrykkene som i dag ikke lar seg varsle, er spesielt fremtredende i Nord-Norge.

Under de værforhold som kan forventes vinterstid nord for Stad, vil det være nødvendig å ta hensyn til at helikopter- og forsyningstjenesten til tider vil kunne ha mindre regularitet enn i Nordsjøen. Dette vil ha betydning for planlegging av beredskapsmessige forhold og behovet for lagerbeholdning ombord. Økt krav til minimum lagerbeholdning vil likevel ikke nødvendiggjøre vesentlige designforandringer av nyere plattformer.

Luftfartsverket finner at for Haltenbanken vil tilfredsstillende regularitet kunne opprettholdes også i vinterhalvåret med Kristiansund som base. Når det gjelder regulariteten på flyvninger til Tromsøflaket, er isingsproblemer på helikopter som er i bruk, en begrensende faktor med Tromsø lufthavn som base. De flysikkerhetsmessige forhold og spørsmålet om endring av basevalg for å opprettholde tilfredsstillende regularitet har vært vurdert av Luftfartsverket/Samferdselsdepartementet. Stortinget har vedtatt at helikopterbasen for flyginger til Tromsøflaket blir lagt til Andenes.

Opprettholdelse av tilstrekkelig helikopterregularitet er av vesentlig betydning ikke bare for kontinuitet i utskiftningen av personell, men også av beredskapsmessig betydning. Når det gjelder den offentlige redningstjeneste, vurderer Justisdepartementet denne som tilfredsstillende med sikte på operasjoner i vinterhalvåret.

Med utgangspunkt i at boresesongene 1980, -81 og -82 har gitt positive, men begrensede erfaringer fra leteaktiviteter i nordligere farvann samt det utredningsarbeid som gjøres for planlegging av overgang til helårsboring, finner Statoil og Norsk Hydro at en overgang til helårsboring bør gå gradvis. Statoil tilrår at sesongen gradvis bør utvides over 2-3 år for å foreta operasjonell og utstyrmessig justering på bakgrunn av vunne erfaringer. Kommunal- og arbeidsdepartementet finner det sikkerhetsmessig forsvarlig med en gradvis opptrapping av aktiviteten i nord ved utvidet boresesong.

— Kommunal- og arbeidsdepartementet antar at de sikkerhetsmessige hovedforutsetninger er så langt klarlagt at det vil kunne være mulig med helårsboring på Tromsøflaket. Kommunal- og arbeidsdepartementet finner det nødvendig at overgang

til helårsboring på Tromsøflaket bør skje gradvis, antakelig over 2-3 år og i lys av erfaringer som gjøres.

— Kommunal- og arbeidsdepartementet opprettholder sin vurdering av de sikkerhetsmessige forutsetninger som foreligger for helårsdrift på Haltenbanken.

— Kommunal- og arbeidsdepartementet mener at boresesongens lengde ved eventuell oppstart i 1983 på Trænabanken må vurderes i lys av de erfaringer som trekkes ved mulig utvidet boresesong på Tromsøflaket i 1982.

Kommunal- og arbeidsdepartementet forutsetter at omfanget av borevirksomheten nord for Stad tilpasses innenfor rammen av en plan for den totale borevirksomhet på kontinentalsokkelen.

SKADER UNDER BOREOPERASJONENE

Kravet om mekanisering av boreoperasjoner ble innført høsten 1981. Dette går på montering av mekanisk utstyr for håndtering av borestrengen. Grunnlagsmaterialet er enda for lite til å kunne trekke noen endelig konklusjon angående skadefrekvensen etter at de nye forskriftene ble tatt i bruk. Man kan imidlertid registrere at økt mekanisering av boreoperasjonen har gitt miljømessige forbedringer.

SYSTEMREVISJON

Siden det er rettighetshavers ansvar å oppfylle myndighetenes lover og forskrifter gjennom et tilfredsstillende internkontrollsystem, har direktoratets kontroll i design og byggefase vært utført for å forvisse seg om akseptabel kvalitet av dette system. Dette er blitt gjort ved at en har foretatt såkalte systemrevisjoner.

Det er nå tre år siden de første retningslinjene for rettighetshavers internkontrollsystem utkom. Både oljeselskapene og direktoratet er derfor fortsatt inne i en lærefase for hvordan systemet skal fungere, hvilke krav som skal stilles og hvordan det bør kontrolleres.

Det er viktig at kvaliteten av rettighetshavers internkontrollsystem måles. Direktoratet gjør dette ved å foreta systemrevisjoner etter et noenlunde fast opplegg. Som regel har en tatt utgangspunkt i toppen av kontrollpyramiden og gått nedover innenfor visse felter. Direktoratets erfaring med slike systemrevisjoner er at dette er en effektiv måte å måle kvaliteten av et kontrollsystem på og noe som en vil satse mer på i framtida for alle faser.

Forskrifter og retningslinjer

Siden 1979 har det blitt nedlagt betydelig arbeid i Oljedirektoratet med utarbeidelse av regler for undervannsrørledninger og stigerør. Det ble da nedsatt en komité bestående av representanter fra oljeselskaper, universitetsmiljø, klassifikasjonsselskaper og myndigheter. Arbeidet nærmer seg nå fullføring og reglene vil bli utgitt våren 1983.

Revisjon av 'Forskrifter for beregning og dimensjonering av faste bærende konstruksjoner på den norske kontinentalsokkel' er igangsatt. Disse utkom i 1977 første gang. Det er særlig tre forhold som har nødvendiggjort revisjonen:

- En ønsker forskrifter som er i pakt med praktiseringen av internkontrollfilosofien.
- En ønsker å forbedre forskriftene ut fra den erfaring som er høstet siden de ble laget.
- En ønsker forskrifter som også kan benyttes for nye plattformkonsepter.

Arbeidet med revisjonen forventes også å måtte pågå i hele 1983. Rent praktisk blir arbeidet utført i en hovedkomité bestående av representanter fra forskningsmiljø, oljeselskapene, Kommunal- og Arbeidsdepartementet og Oljedirektoratet. Nye utkast til kapitler blir utarbeidet i spesielle fagarbeidsgrupper.

De tidligere 'Retningslinjer for inspeksjon av primær- og sekundærstrukturer for produksjons- og avskjningsanlegg samt undervanns rørledningssystemer' ble fastsatt av Oljedirektoratet 1.4.1978. Disse retningslinjene er i det inneværende år revidert ut fra innvunnet erfaring med praktisering av retningslinjene. Endringer er videre foretatt ut fra den teknologiske utvikling. Det har vært et siktemål å gjøre retningslinjene enklere og bedre praktisk anvendelige.

De reviderte retningslinjene inneholder en nærmere spesifisering og utdyping av den inspeksjon som man har funnet nødvendig for å sikre at kravene i forskriftene blir oppfylt. Retningslinjeformen er fortsatt benyttet av hensyn til fleksibilitet og anvendelighet.

Endring av forskrifter for overføring av personell til og fra produksjonsanlegg mv

Etter henstilling fra Oljedirektoratet, har operatørselskap og andre interesserte instanser sendt svarbrev, hvor de tar opp forhold som bør endres eller ivaretas ved en revisjon av forskriften. Brevene er under behandling i Oljedirektoratet og endringsforslaget vil bli sendt ut på høring i 1983.

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

For å kontrollere at plattformene i Nordsjøen oppfører seg slik som forutsatt da de ble konstruert, kan Oljedirektoratet kreve at operatøren foretar målinger på plattformene.

Til nå har Oljedirektoratet krevd slik instrumentering på tre plattformer med stålunderstell (Ekofisk 2/4H, Valhall QP og Frigg DP2), tre condeep-plattformer (Frigg TCP2, Staffjord A og B) og en leddlagt lastebøye (Staffjord A - ALP).

De plattformdata (P-data) som måles er avhengig av type plattform, men vil kunne bestå i poretrykksmåling i grunnen under plattformen, setningsmålere, videre forskyvninger og tøyninger i ulike nivåer på plattformen. I tillegg måler man miljødata (E-data),

bl a bølger, strøm og vind. Ved så å sammenligne miljøpåkjenningene med den målte oppførselen av plattformen får man en kontroll på om designgrunnlaget i hovedsak er riktig.

I løpet av 1982 er analysene av Frigg TCP2 avsluttet, og konklusjonen er at plattformen i hovedsak oppfører seg som forutsatt under design.

Organiseringen av E- og P-data prosjektene har i henhold til gjeldende forskrifter vært at operatør har stått for innsamlingen av dataene og Oljedirektoratet for analysene. Fra 1.7.82 har operatør imidlertid også fått ansvaret for analysene.

STRUKTURER

Det har på de eldste installasjoner etter hvert bygget seg opp en del marin begroing. Betydningen av dette er noe uklart og det er derfor naturlig at en søker å øke kunnskapene om dette i fremtiden.

På grunn av skader påført strukturer av fartøyer mv, har Oljedirektoratet pålagt operatørselskapene å vurdere hvilke tiltak som kan iverksettes for å minske omfanget av disse skadene.

RØRLEDNINGER OG STIGERØR

I løpet av høsten ble ca 13 km eksponert rørledning av transportledningen Ekofisk-Teesside tildekket med ca 100 000 tonn grus. Forøvrig har inspeksjonene vist en økende grad av tilbakefylling.

Betongdeksler som beskytter mekaniske koblinger skaper en del problemer på grunn av en tendens til utgravning av sjøbunnmasse rundt dem. Det har også vært en tendens til frie spenn ved enden av områder ved betongdeksler. Dekslene blir nå om nødvendig understøttet med sandsekker.

Hva angår Ekofisk-Emden rørledningen har skaden på innløpsstigerøret på pumpeplattformen B11 vært gjenstand for undersøkelser og analyser. Etter en grundig vurdering av det foreliggende undersøkelsesmateriellet, har tyske og norske myndigheter pålagt utskifting av stigerøret senest innen utgangen av 1984. Denne avgjørelse må også sees i sammenheng med den fremtidige betydning rørledningen vil få ved tilknytting til Statpipe transportsystemet.

GASSLEDNINGER

Kravet til nødavstengningsventiler på sjøbunnen i en gitt avstand fra plattformene er blitt meget aktuelt, spesielt i forbindelse med gassledninger. Tidligere undersøkelser har gitt som konklusjon at de tilgjengelige ventiler ikke vil kunne oppfylle de krav som stilles. Ny undersøkelse må foretas angående brukbare ventiler til formålet.

KORROSJON

Den rutinemessige undervannsinspeksjon har avdekket at groptæringer har oppstått i den varmpåvirkede sone nær knutepunktene på flere stålkonstruksjoner. Arbeid er igangsatt for å finne årsaken til angrepene. Videre vil man forsøke å komme frem til forbedrede metoder og utstyr når det gjelder inspek-

sjon av eksisterende strukturer, samt forbedringer av korrosjonsbeskyttelsen for nye strukturer.

Innvendig korrosjon i produksjonsrør og rørledninger er fortsatt et problem. Arbeid pågår i dag både i selskapene og i Oljedirektoratet, for å bedre inspeksjonsmulighetene.

INSPEKSJONSUTSTYR

I det inneværende år er det ikke gjort særlige fremskritt når det gjelder forbedring av utstyr og metoder for innvendig inspeksjon av rørledninger og stigerør. Resultatene fra eksisterende innvendig ikke destruktiv prøve (NDT) utstyr for lokalisering av korrosjon, sprekkdannelse, forandring av rørdiameter mv er usikre og gir ikke et fullgodt grunnlag for vurdering av rørledningen/stigerørets tilstand. Med tanke på de nye rørledningsprosjekter og den betydning de vil få for norsk økonomi, vil utviklingen av et pålitelig inspeksjonsverktøy gis høy prioritet.

KRANULYKKER

I 1982 har Oljedirektoratet mottatt meldinger om ulykker forbundet med offshorekraner. Ulykkene medførte ikke personskader, men forårsaket tildels store materielle skader.

Kranbom falt i sjøen

Under returlasting av containere fra plattform til forsyningskip registrerte kranfører lyden av fallende gjenstander i trommelhuset bak førerhuset. En container var da nettopp plassert på båtdekket og frigjort fra krankroken. Mens kranfører foretok den nødvendige sjekk falt kranbommen med stor hastighet, rev av bomfestene og wire på hovedvinsj. Mens bommen falt trakk den med seg bomløftwiren og frigjorde denne fra trommelen. Under fallet oppsto det store skader på to livbåtstasjoner, samt ødeleggelser av gangveier og rekkverk. En av livbåtene ble fullstendig ødelagt.

Forsyningsbåten befant seg utenfor det umiddelbare fareområdet og ble ikke skadet idet kranbom og wire falt i sjøen.

Den utløsende faktor for ulykken var brudd på trommelaksel for bomløftvinsj. Bruddet forårsaket at trommelen forskjøv seg og mistet inngrepet med hydraulisk motor. Kranen var utrustet med sikkerhetsbremsesystem som skal hindre at kranbommen faller ukontrollert, men i dette tilfellet fungerte ikke bremsesystemet.

Oljedirektoratet forsikret seg om at sikkerhetsmessige tiltak straks ble igangsatt for å hindre at tilsvarende ulykker inntreffer i fremtiden.

Selskapet nedsatte en ekspertgruppe som hadde til oppgave å analysere denne kranstype og årsaksforholdet, samt sørge for at eventuelle nødvendige korreksjoner ble igangsatt.

Samtlige av selskapets kraner ble undersøkt og det ble funnet sprekker i det aktuelle området for flere av

kranene både for hurtigløft-, tungløft- og bomløft-trommel.

Tilsvarende undersøkelser ble foretatt av de andre operatørselskapene, likeledes også på norske og utenlandske borefartøyer.

Analysearbeidet samt leveringstid på vitale elementer krevde at det ble igangsatt både midlertidige reperasjoner og mer langsiktige planer mht gjennomgang av krandesign, materialvalg og fabrikasjon.

Last og wire falt på sjøen

En tilsvarende ulykke inntraff med samme krantype da akselbrudd i hydraulikkmotor for hurtigløftvinsj årsaket at trommelen mistet inngrepet med drivemotor og tillot lasten å falle fritt.

Ulykken skjedde under lossing av foringsrør fra en forsyningsbåt. Lasten inklusive wiren som ble slitt av trommelen, falt i sjøen uten at det oppsto skade på båt eller struktur.

Tiltak

Med bakgrunn i disse ulykker, samt tidligere beslektede ulykker med andre krantyper kontaktet Oljedirektoratet produsent og Det Norske Veritas for å foreta en gjennomgang av konstruksjonskriteriene og de krav som stilles til framstilling, bruk og vedlikehold av offshorekraner.

Oljedirektoratet har ikke funnet det nødvendig å endre kranforskriftene som følge av ovennevnte ulykker.

Imidlertid kan det fastslås at kvaliteten mht oppfølging av konstruksjon, fabrikasjon og operasjon må bedres, samt at omfanget og hyppigheten av ettersyn under drift må revideres.

BEREDSKAPSPLANER

Arbeidet med oppdatering av operatørens beredskapsplaner er en kontinuerlig prosess som også har foregått i 1982. Samtlige operatørers planverk er nå brakt opp til akseptabel standard.

STANDARD BEREDSKAPSPLANER FOR FLYTTBARE BOREFARTØY

Arbeidet med en standardisering av beredskapsplanverkene for flyttbare borefartøy, har fortsatt i 1982. En del operatørselskaper har allerede utformet sine planverk i henhold til de retningslinjer som tidligere er skissert av arbeidsgruppen for standardiseringen. Standard beredskapsplaner vil ventelig bli benyttet for samtlige flyttbare borefartøy i løpet av 1983.

ØVELSER

Operatørselskapene har gjennom året iverksatt en rekke øvelser for å prøve samt øve beredskapen. Oljedirektoratet har deltatt i disse øvelsene i den utstrekning dette har vært mulig med hensyn til øvrig arbeide. Deltakelsen har vært i form av representasjon ved operatørselskapenes beredskapssentraler eller i spillestabene. Under øvelse 'SOSEX 82' ble Oljedirektoratets beredskapsapparat aktivisert slik at denne øvelsen fikk større deltakelse i direktoratet.

DYKKING

Dykkeaktiviteten på norsk sokkel har i 1982 ligget omtrent på samme nivå som året før. Antall monobare dykkesystem, spesielt enmanns-ubåter, har økt i antall.

Oljeselskapenes kontroll med egne dykkeoperasjoner er blitt vesentlig bedre. Flere operatører har nå ansatte med godt kjennskap til dykking.

I forbindelse med utbyggingsoppgaver dypere enn 300 meter, pågår det i industrien arbeid med å utvikle utstyr og metoder som vil gjøre det mulig for dykkere å arbeide effektivt på disse dyp. Oljedirektoratet mottar tilgjengelige rapporter, og er ofte til stede ved prøveprosjekter og utførelse av tester. Denne informasjon gjør det mulig å stå best mulig rustet til å vurdere operasjonene til større dyp i tiden som kommer.

For å ta hensyn til utviklingen og ikke binde industrien og myndighetene opp i for spesifikke krav, har Oljedirektoratet i sin pågående revisjon av dykeforskriftene lagt vekt på å utarbeide funksjonskrav. Funksjonskrav konsentrerer seg om målet, ikke midlene, og gir derved rom for ulike måter å oppnå den nødvendige sikkerhet på.

I de senere år har industrien selv gjort mye for å øke sikkerheten ved bemannede undervannsoperasjoner. Oljedirektoratet deltar i flere komiteer som arbeider med retningslinjer og standarder innen dette felt. Dette har ført til at vi har kunnet justere detaljgraden i forskriftene våre i henhold til utviklingen i industrien.

Oljedirektoratet har ønsket å klarlegge i hvilken grad det er mulig å fastsette kriterier for tilstandsbedømmelse av akrylvinduene som brukes i dykkesystemer. Det har vært gjennomført et forprosjekt som konkluderer med at dette er mulig. Hovedprosjektet kan forhåpentligvis igangsettes i løpet av 1983.

Det er ikke fastsatt krav til dykkerens pusteutstyr ved dykking i Nordsjøen. I framtiden, ved stadig dypere dykking, anses det imidlertid nødvendig med spesifiserte minimumskrav til slikt utstyr. Oljedirektoratet har tidligere tatt dette opp til drøfting på et møte med internasjonal deltakelse i Bergen i 1981. Basert på dette, er engelske og norske myndigheter i ferd med å fullføre et felles utkast til test- og godkjennelseskriterier for dykkerens pusteutstyr. Det antas at et utkast til testprosedyrer og minimumskrav til pusteutstyr skal kunne framlegges i første halvdel av 1983.

Kravet om at det skal være mulig å evakuere samtlige dykkere under trykk, har ført til forskjellige utgaver av evakueringsenheter.

Oljedirektoratet har i lengre tid sett behov for å få gjennomført en funksjonstest på de hyperbare redningsenheter som benyttes på norsk kontinentalsokkel. En slik test ble utført og den som bekreftet at kontrollen med atmosfæren i redningsenheten ikke var på et akseptabelt nivå. Det blir nå forlangt at samtlige redningsenheter som benyttes, skal være tes-

tet i henhold til prosjedyrer akseptert av Oljedirektoratet. For å få bedre grunnlag for vurdering av evakueringsenheten, har vi fått utført en analyse. Analysen vil gi mer kunnskap om de forhold som kan være til stede i en evakueringssituasjon med ulike typer installasjoner/skip som plattform for undervannsoperasjoner.

PERSONELLKVALIFIKASJONER

Oljedirektoratet forutsetter at rettighetshavere i god tid vurderer behovet for kvalifisert personell og nødvendige tiltak for bemanning av installasjonene. Dette gjelder i forbindelse med planlegging av feltutbygging og for felt som allerede er i drift.

Personellets store betydning for sikkerheten, krever de rette kvalifikasjoner på alle stillingsnivå.

Direktoratet har bedt rettighetshaverne beskrive sine bemanningsbehov, jobb/innhold og kvalifikasjonskrav for stillinger på de enkelte installasjoner. Denne beskrivelsen vil omfatte såvel ansatte som kontraktørpersonell, og vil forhåpentligvis bli en forenklet direktoratets kontrollarbeid når det gjelder personellkvalifikasjoner.

ULYKKER I FORBINDELSE MED ROTERENDE UTSTYR

Oljedirektoratet har mottatt flere meldinger om personskader inntruffet i forbindelse med vifter og annet roterende utstyr. Selv om utstyret er forsynt med verneinnretninger, behøver det ikke å gi en tilstrekkelig grad av sikkerhet mot skader.

Operatørselskapene er pålagt å kartlegge roterende utstyrs verneinnretninger og vurdere hvorvidt disse er tilfredsstillende. Når det er nødvendig må operatørselskapet utarbeide forslag til bedre løsning med arbeidsprogram for utskifting av utilfredsstillende vern.

KOLLISJONSFARE MELLOM FAST PLATTFORM OG FLOTELL

På konsulentbasis er det utarbeidet risikovurderinger av kollisjonsfaren mellom faste og mobile plattformform, som er oppankret i kort avstand fra den faste. Delvis på grunnlag av denne utredning har fire operatørselskaper utarbeidet en egen risikovurdering for de felt hvor de er opertør. Utredningene gjennomgås for tiden i Oljedirektoratet.

FELLES INSPEKSJON AV DET BRITISKE DEPARTMENT OF ENERGY OG OLJEDIREKTORATET

I september ble det foretatt en felles inspeksjon på Frigg både på engelsk og norsk side av en inspektør fra det britiske Department of Energy og to inspektører fra Oljedirektoratet. Det viste seg å være nyttig erfaring for det praktiske inspeksjonsarbeid, og i tillegg fikk en et visst sammenligningsgrunnlag mellom engelsk og norsk regelverk.

SIKKERHETSMELDINGER

I forbindelse med ulykker, hendelser mv på faste og mobile installasjoner i Nordsjøen, har Oljedirektoratet gitt ut sikkerhetsmeldinger. Selskapene har på forhånd ofte blitt anmodet om å gi sine kommentarer og anbefalinger om det aktuelle forhold.

Disse meldingene har til oppgave å informere dem som arbeider på installasjonene, om forhold i arbeidsmiljøet som kan være en fare for deres sikkerhet og å gi råd om forebyggende tiltak. Dette inngår som en viktig del i arbeidet med å hindre både legemlige og materielle skader.

Sikkerhetsmeldingene trykkes i store opplag og distribueres til selskapene. Det forutsettes at meldingene gjøres kjent for alle ansatte og at de behandles i selskapenes verneorganisasjoner.

KONTROLL MED UTENLANDSKE FARTØYER

Under en rutineinspeksjon for å kartlegge de yrkeshygieniske forhold ved sveising og radiografiarbeid under legging av rørledning i Nordsjøen fra en utenlandsk lekter, ble det konstatert at evakueringsmulighetene fra lekteren i tilfelle av en livstruende situasjon var uakseptabel. Det var 217 mann ombord, og kun 1 livredningskapsel med 14 manns kapasitet.

I sin redegjørelse for hvilke vurderinger selskapet la til grunn for sin aksept av fartøyet tjenester, ble det vist til konkrete krav som ble fremsatt overfor kontraktøren om oppgradering av beredskapsplaner og sikkerhetsprosedyrer, samt utrustning av lekteren med overlevelsesdrakter og demonstrasjon av evakueringsystemet.

Etter Oljedirektoratets oppfatning er dette elementer av alle de systematiske tiltak som er nødvendig for at selskapet kan være forvisset om at aktiviteten kan utføres i samsvar med fastsatte lover og forskrifter.

Når selskapet i sin redegjørelse derimot i tillegg viste til at uklar lovgivning skulle gi selskapet hjemmel til å renonsere på sikkerhetskravene, indikerer dette en holdning som ikke er i samsvar med rettighetshavers ansvar og plikter. Oljedirektoratet fant det derfor påkrevd å gi følgende redegjørelse:

Rettighetshavers ansvar for virksomheten i forbindelse med produksjon mv er fastsatt i kgl res av 9.7.76, jf §§ 4 og 5.

Her presiseres det grunnleggende prinsipp at den som utøver virksomheten har ansvar for at arbeidet foregår i samsvar med de til enhver tid gjeldende sikkerhetskrav. Dette ansvaret omfatter også plikt til selskapets interne kontroll (jf Retningslinjer for rettighetshavers internkontroll av 15.5.81). Prinsippet om internkontroll omfatter alle systematiske tiltak som er nødvendige for å sikre at virksomheten er planlagt, organisert, utført og vedlikeholdt i samsvar med krav fastsatt i og i medhold av lover og forskrifter.

Internkontrollen skal dekke alle deler av organisasjonen og alle faser av aktiviteten. Dette skal sikre at kravet til kvalitet på varer, tjenester, organisasjon

etc er slik at det oppfyller selskapets krav til sikkerhet, som forutsettes å være innenfor myndighetenes minimumskrav.

Direktoratet presiserte at det tilsyn som offentlige kontrollmyndigheter som f eks Oljedirektoratet utøver, prinsipielt er uten betydning for, og ikke reduserer selskapets ansvar for å drive virksomheten på en sikkerhetsmessig forsvarlig måte. Myndighetenes kontroll må på alle områder oppfattes som et virkemiddel til å få innsikt i om selskapet driver sin virksomhet innenfor det rammeverk som er etablert og som består av bl a gjeldende lovgivning, forskrifter, vedtak, tillatelser, avtaler mv.

Med bakgrunn i beskrivelsen av selskapets interkontrollsystem hadde direktoratet i denne sak forventet at bruk av fartøyets tjenester måtte bli avvist ut fra selskapets egne krav til kvalitet i innleide tjenester, eller kompensierende tiltak iverksatt. Når lekten likevel ble benyttet uten modifikasjoner er det Oljedirektoratets oppfatning at selskapet i denne sak har avstått fra å legge tilstrekkelige kvalitetskrav på grunnleggende systemer som er direkte innrettet på å ivareta arbeidstakernes sikkerhet.

Kgl res av -76 er med endringer av 19.3.82 utvidet med § 5 A som lyder:

'Departementet kan fastsette nærmere krav til servicefartøy, rørleggingsfartøy eller andre fartøy som anvendes i virksomheten for å sikre anlegg eller innretninger for utvinning, rørledningstransport eller boring etter petroleum mot skader eller for å sikre personellet som oppholder seg på slike anlegg eller innretninger'.

I påvente av delegasjonsvedtak, og at nærmere krav gjøres gjeldende, har Oljedirektoratet på det sterkeste henstillet operatørselskapene å sikre at utenlandske fartøyer, som benyttes i forbindelse med aktiviteter regulert av kgl res av 9.7.76, ikke vil representere en fare for anlegg, innretninger eller personell som oppholder seg på slike.

Direktoratet har videre anbefalt at selskapenes kontroll- og dokumentasjonssystem innrettes på å ivareta de vurderinger som finnes nødvendig å gjennomføre ved innleieing av tjenester utført av utenlandske fartøyer.

ARBEIDSGRUPPE 'HJELPEFARTØY'

Etter pålegg fra Kommunal- og arbeidsdepartementet nedsatte Oljedirektoratet i februar 1982 en arbeidsgruppe for å studere hjelpefartøyordningen i sammenheng med totalberedskapen på sokkelen. Bakgrunnen for dette var at Norsk Industriforening For Operatørselskaper (NIFO) ønsket en bred vurdering av hjelpefartøyene og beredskapen før Sjøfartsdirektoratets forslag til nye krav til hjelpefartøyer ble fastsatt til bruk. Oljedirektoratet har dekket formannsvervet og sekretariat i arbeidsgruppen som har hatt representasjon fra Kommunal- og arbeidsdepartementet, Sjøfartsdirektoratet, NIFO, Oljearbeidernes Fellessammenslutning og Landsorganisasjonen.

Det har vært nyttet konsulentbistand fra Det norske Veritas. Rapport fra arbeidsgruppen forelå ultimo desember 1982.

Arbeidsgruppens mandat har vært:

'Arbeidsgruppen skal organisere studier av og foreta vurdering av hjelpefartøyene som et element i den totale sikkerhet og beredskap ved å:

- analysere beredskapssystemer både for rigger, platt- former og feltinstallasjoner og vurdere analysemetoder for beredskapstiltak for de nevnte enheter.
- ta hensyn til både positive og negative risikobidrag ved de forskjellige beredskapsmessige tiltak.
- foreta en kostnyttevurdering av de enkelte tiltak som en del av det totale beredskapssystem.'

Gruppen har tolket mandatet med bakgrunn i at hjelpefartøyene utgjør et element av flere innenfor den totale sikkerhet og beredskap. Arbeidsgruppen har ikke sett det som sin oppgave å vurdere nærmere ordninger som omfatter preventive sikringstiltak.

For å kunne vurdere hjelpefartøyets rolle i den totale offshore beredskap, var det nødvendig å dekke et bredt spekter av forhold. For å kunne løse oppgaven mente arbeidsgruppen det var nødvendig å

- få laget en oversikt over lover, forskrifter, avtaler, o l som omhandler offshore beredskapen på norsk kontinentalsokkel og derved i denne sammenheng få vurdert hjelpefartøyets plass i det totale beredskapsopplegget.
- vurdere de enkelte evakuerings- og redningssystemer med hensyn på lover og forskrifter, tekniske data, innsats i operativ tjeneste, nytteverdi, kostnader o l. På redningsmiddelsiden vil de primære redningsmidlene være helikopter og fartøy.
- bruke de bakgrunnsdata som ble skaffet tilveie til å vurdere forventet redningsinnsats for de primære redningsmidlene. Arbeidsgruppen har her konsentrert innsatsen på selve evakuerings- og redningsdelen og på alvorlige ulykker som kan forventes å føre til et behov for evakuerings- og redningsmidlene. Det er derfor tatt utgangspunkt i de kritiske hendelsene og deres sannsynligheter. Data for dette ble sammenstillet fra tidligere rapporter og studier.

Det finnes en del arbeider som omhandler evakueringsdelen, og arbeidsgruppen har vurdert disse. Dersom den metodikk som var tilgjengelig for evakuerings- og redningsanalyse var brukbar, ble denne benyttet. Hvis ikke dette var tilfelle, måtte arbeidsgruppen utarbeide nye analysemetoder for dette formålet. Dette har medført en vesentlig økning i tids- og arbeidsinnsats.

For å vurdere de enkelte redningsmidlers kostnad og nytteverdi ble det foretatt en analyse av akseptable risikonivåer.

Videre fant arbeidsgruppen det hensiktsmessig å innhente vurderinger av hjelpefartøyenes rolle i beredskapssammenheng ved hjelp av en spørreundersøkelse.

Arbeidsgruppens konklusjoner og anbefalinger

vil danne en del av rammen for fremtidige forskrifter. Som følge av at ombygninger eller nybygninger må skje i henhold til disse forskrifter, har det vært avgjørende for arbeidsgruppen at utredningstiden ble så kort som mulig.

Arbeidets omfang viste seg å være større en beregnet. Derfor har utredningstiden blitt lenger enn antatt. Det vil føre for langt å ta inn sammendrag og konklusjoner fra rapporten i denne årsmelding.

DET ORGANISERTE VERNE- OG MILJØARBEID

Det organiserte verne- og miljøarbeid på installasjonene i Nordsjøen har vært et sentralt debatt-tema i 1982. Enkelte grupperinger i næringen har blant annet etterlyst en omorganisering av denne aktiviteten fra lokale arbeidsmiljøutvalg i tilknytning til hver bedrift - til regionale felt-arbeidsmiljøutvalg med representasjon fra kontraktor- og operatøransatte i samme utvalg.

Direktoratet vil vurdere videre det organiserte verne- og miljøarbeid i samarbeid med folk i næringen for å vurdere nåværende og alternative løsninger for denne aktiviteten.

Oljedirektoratet har i 1982 bl a begynt forberedelser til en bedret og samordnet rapportering fra arbeidet i arbeidsmiljøutvalgene. En antar derfor at en i løpet av 1983 vil få et bedre grunnlag for å vurdere kvaliteten og aktivitetsnivået på virksomheten som foregår i regi av utvalgene.

BRANNSKADER

Branner som Oljedirektoratet i samsvar med Riksadvokatens bestemmelser har mottatt rapport om, er gitt i tab.3.a. Den rapporteringspraksis som er innarbeidet er så omfattende at den skal inkludere praktisk talt samtlige branttilløp.

TAB 3.a

Brannskader på faste produksjonsanlegg 1982

Fire damages on fixed installations

Skader som følge av brannen	Konstr. fasen	Driftsfasen		
		A	B	C
Personskader og store materielle skader.....	0	0	0	0
Personskader og mindre eller ingen materielle skader.....	0	3	0	0
Ingen personskade, men større materielle skader....	0	1	0	0
Ingen personskade og minimale eller ingen materielle skader.....	2	18	7	0
Totalt.....	2	22	7	0

A - brannårsak: som følge av drift/driftshull

B - brannårsak: konstruksjonsarbeid

C - brannårsak: andre årsaker

Samtlige faste produksjonsanlegg har vært i driftsfasen i 1982, Valhall fra 1.10.82 og Statfjord B fra 5.11.82.

Oljedirektoratet har i 1982 totalt registrert 31 branner mot 35 i 1981. En av brannene medførte noe skade, mens resten medførte ubetydelig eller ingen skade.

ULYKKESREGISTRERING

Omlegging av direktoratets registreringssystem for yrkesskader

Oljedirektoratet har lenge arbeidet for et rapporterings- og informasjonssystem som kan gi best mulig bilde av risiko tilknyttet bl a teknologi og operasjon. For at direktoratet skal kunne bruke denne informasjon som et aktivt styringsinstrument i det skadeforebyggende arbeidet, er det av avgjørende betydning at sammenhengen mellom årsak og utløsende faktorer i en skadehendelse kommer klart fram. Direktoratet har i denne forbindelse under utvikling et system som på en bedre måte skal klarlegge disse forholdene.

Kartlegging av ulykkeshendelser

Yrkesskader blir rapportert til direktoratet på Rikstrykgeverkets blankett 11.01 E. Hver enkelt skademelding blir vurdert med hensyn til kvaliteten på de informasjonene som gis, samt om det er nødvendig å iverksette tiltak. Opplysninger fra skademeldingene blir i direktoratet systematisert i et klassifiseringssystem og statistisk bearbeidet. Statistiske sammenstillinger vil bli utarbeidet regelmessig og søkt brukt mer aktivt enn tidligere. Klassifiseringssystemet er forsoekt forbedret i forhold til tidligere år for bedre å kunne påvise f eks eventuelle opphopninger av ulykker med felles trekk. Slike opphopninger kan være symptomer på feil eller svikt f eks innen teknologi og operasjon, og representerer dermed et utgangspunkt for analysing av årsaksforhold.

Analyse av årsaksforhold

Identifikasjon av risikoområder vil være grunnlaget for nærmere analyse og undersøkelse for eventuelt å finne årsakene til opphopning av ulykker. Slike analyser vil innbefatte nærmere studier av informasjonen fra skademeldingene såvel som av selskapenes interne rapportering og danner et viktig grunnlag for prioritering og valg av tiltak i det skadeforbyggende arbeid.

Denne omlegging av direktoratets registreringssystem har ført til at skadestatistikken i denne årsberetningen viser oversikter over skadehendelse mot tidligere skadeårsak.

YRKESKADESTATISTIKKEN FOR 1982

Som yrkesskader defineres skader som har ført til 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 behandlingen av yrkesskaden.

Disse kriterier for rapportering av yrkesskader medfører at tallmaterialet ikke kan sammenholdes med tilsvarende oppgaver fra annen virksomhet.

Tabell 3.b viser bl a en oversikt over yrkesskader pr 1 000 årsverk i tidsrommet 1976-82. Skader inntruffet på installasjonene utenom arbeidstiden er ikke regnet med i tabellen. Det er likevel naturlig å ta med disse skadene i oppstillingen over hele skadebildet (tabell 3.c, 3.d, 3.e, og 3.f) hvor de utgjør 2.7% av totalskaddene fra 1979-82.

Omleggingen av direktoratets registreringssystem har medført at skadetallene i tabell 3.b avviker noe fra de som er oppgitt i tidligere årsberetninger. Avvikene har også sammenheng med at det ved omleggingen er foretatt en ny gjennomgang av alle (2082) skademeldingene fra og med 1979. Dette tidspunkt er valgt som hensiktsmessig fordi Rikstrygdeverkets skademeldingsskjema 11.01 E da ble tatt i bruk. En har derfor ikke funnet det metodisk korrekt å sammenholde og benytte informasjon om skader inntruffet før dette tidspunkt.

I forbindelse med nevnte omlegging av registreringssystemet har direktoratet innhentet oppgaver over arbeidstimer fordelt på de ulike aktiviteter i tidsrommet 1979-82. Disse avviker noe fra tall som tidligere er innrapportert og som er gjengitt i tidligere beretninger.

Disse uoverensstemmelser i tallmaterialet kan tyde på at de innrapporterte arbeidstimer fra flere år ikke er helt pålitelige. Sannsynligvis er de for lave. Oljedirektoratet har likevel valgt i tabell 3.b å benytte de samme tall som tidligere er gitt. Dette betyr at statistik-

kene for de enkelte år ikke må sammenholdes ukritisk. Direktoratet vil i denne forbindelse kontrollere påliteligheten av de innrapporterte timetall fra de enkelte selskaper for årene 1979-82 ved hjelp av andre kilder. Det vil også bli utført revisjoner hos selskaperne for å få en oversikt over kvaliteten på innrapporteringen av skader fra selskaps- og kontraktansatte.

Tabell 3.c sammenstiller skadehendelser og yrker for 1981 og 1982.

Tabell 3.d sammenstiller skadehendelse og skadet legemiddel.

Tabell 3.e sammenstiller skadehendelser og ytre omstendigheter omkring disse, dvs den gir utfyllende opplysninger om faktorer tilknyttet arbeidssituasjonen som kan ha medvirket til eller har vært utløsende for en ulykkesituasjon.

Tabell 3.f gir en oversikt over årene 1979-82 etter samme oppstilling som tabell 3.c.

Generelt

Oljedirektoratet har også i 1982 foretatt en nitidig innskjerpning overfor selskapene om å rapportere alle yrkesskader som faller inn under selskapets ansvarsområde. Den positive utvikling som tallene for 1981 (jf tabell 3.b) syntes å indikere, er ikke blitt ført videre i 1982. På nåværende tidspunkt har Oljedirektoratet ikke oversikt over om økningen i skader pr 1 000 årsverk fra 1981-82 skyldes systematiske feil i materialet eller om ulykkesituasjonen for 1982 faktisk er forverret. Direktoratet vil søke å klarlegge disse forhold nærmere gjennom arbeidet med omleggingen av registreringssystemet.

TAB 3.b

Skader/døde pr. 1000 årsverk (1976—82). Faste produksjonsanlegg m.v.

Occupational accidents/fatalities/1000 man years (1976—82). Fixed installations.

År	Arbeidstimer	Timer pr årsverk	Årsverk	Skader	Skader pr 1000 årsverk	Døde	Døde pr. 1000 årsverk
1976	4 876 316	1852	2 633	213	80,9	2	0,76
1977	7 929 742	1802	4 399	282	64,1	2	0,45
1978	14 932 154	1752	8 523	624	73,2	6	0,70
1979	14 588 728	1752	8 327	578	69,4	0	0,00
1980	10 525 510	1752	6 007	450	74,9	0	0,00
1981	13 849 131	1752	7 905	422	53,4	0	0,00
1982	14 668 483	1752	8 372	547	65,3	0	0,00
Totalt	81 370 064		46 444	3 116	67,1	10	0,22

TAB 3.c

Arbeidsulykker 1981—82. Faste produksjonsanlegg mv. Skadehendelse/Yrke

Occupational accidents 1981—82. Fixed installations. Accidental event/Occupation.

Skadehendelse	Yrke																	Totalt	%	Ar	
	Administrasjon	Boredeksarbeider	Borer	Elektriker	Forpleining	Hjelparbeider	Instrumenttekniker	Kranfører	Maler/sandblåser	Mekaniker/motormann/repertor	Operatør	Platearbeider/Isolator	Rørlegger	Service-tekniker	Stillas-bygger	Sveiser	Tårnmann				Uspesifisert
Annen kont. med gjenst. maskindel i bevegelse	4	18	2	2	0	24	0	0	1	5	2	4	4	2	3	2	9	1	83	19.0	1981
	2	21	3	4	9	29	1	2	1	11	1	5	7	2	6	2	13	0	119	21.3	1982
Brann, eksplosjon e.l.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0.2	1981
	0	0	0	1	0	4	0	0	0	2	0	0	0	0	0	1	0	0	8	1.4	1982
Fall til lavere nivå	2	1	2	1	2	5	1	1	1	1	2	2	3	2	3	4	1	0	34	7.8	1981
	2	2	1	4	0	9	1	0	5	4	0	2	4	2	5	5	1	0	47	8.4	1982
Fall til samme nivå	3	2	1	3	2	9	1	3	0	2	3	3	7	3	6	7	0	0	55	12.6	1981
	3	2	0	9	2	13	0	1	4	3	3	2	3	5	5	6	2	0	63	11.3	1982
Tråkking på ujevnheter, feiltråkk	0	2	0	8	1	4	1	0	1	1	2	1	0	2	4	0	1	0	28	6.4	1981
	2	1	0	4	1	5	1	0	0	1	1	1	6	2	4	7	1	0	37	6.6	1982
Fallende gjenstander	2	1	0	2	0	2	1	0	1	0	0	0	1	1	1	1	0	0	13	3.0	1981
	0	2	0	3	0	11	1	0	0	2	1	3	5	1	4	1	0	0	34	6.1	1982
Annen kontakt med gjenstander i ro	0	0	0	2	2	5	2	0	2	6	0	2	4	0	3	3	1	1	33	7.6	1981
	0	2	0	1	4	6	1	1	1	2	0	4	1	0	6	6	0	0	35	6.3	1982
Håndteringsulykke	1	7	1	7	0	11	1	0	0	15	3	6	6	1	6	9	5	0	79	18.1	1981
	1	4	1	5	3	12	1	2	5	12	1	6	9	2	3	7	4	0	78	14.0	1982
Kontakt med kjemisk/fysiske forbind.	0	1	0	0	0	3	1	0	8	1	4	1	1	1	0	0	2	0	23	5.3	1981
	0	1	0	0	0	9	0	0	9	1	1	2	1	2	1	1	0	0	28	5.0	1982
Overbelastning av kroppsdel	0	3	0	2	0	8	1	0	5	4	0	2	5	0	3	3	1	0	37	8.5	1981
	0	5	0	4	1	9	0	1	2	3	1	0	4	1	6	1	4	0	42	7.5	1982
Splinter, sprut	2	1	0	0	0	3	0	0	0	1	2	4	12	0	1	7	0	0	33	7.6	1981
	1	0	0	1	0	4	0	1	2	3	0	3	8	0	1	14	1	0	39	7.0	1982
Elektrisk strøm	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	3	0.7	1981
	0	0	0	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	1.1	1982
Ekstreme temperaturer	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	4	0.9	1981
	0	0	0	0	4	0	0	0	0	3	1	0	3	0	0	1	0	0	12	2.2	1982
Yrkessykdom	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1981
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1982
Mann overbord	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1981
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1982
Annet	0	0	0	2	0	0	0	0	0	3	0	1	2	0	1	0	0	0	10	2.3	1981
	1	0	0	1	1	2	0	0	0	1	0	1	0	0	0	3	0	0	10	1.8	1982
Totalt	14	36	6	31	9	75	9	4	19	39	18	28	46	13	31	36	20	2	436		1981
	12	40	5	43	25	113	6	8	29	48	10	29	51	17	41	55	26	0	558		1982
%	3.2	8.3	1.4	7.1	2.1	17.2	2.1	0.9	4.4	8.9	4.1	6.4	10.5	3.0	7.1	8.2	4.6	0.5		100%	1981
	2.2	7.2	0.9	7.7	4.5	20.2	1.1	1.4	5.2	8.6	1.8	5.2	9.1	3.0	7.3	9.9	4.7	0.0		100%	1982

TAB 3.d
Arbeidsulykker 1981—82. Faste produksjonsanlegg mv. Skadehendelse/Skadet legemsdel.
Occupational accidents 1981—82. Fixed installations. Accidental event/Injured part of the body.

Skade- hendelse \ Skadet legemsdel											Total	%	År
	Øye	Rygg	Tå/ Fot	Hofte/ Bein	Mage/ Bryst	Arm/ Skulder	Hode/ Ansikt	Tann	Hånd/ Finger	Annet			
Annen kontakt med gjenstander, maskindel i bevegelse	0	1	15	5	2	6	3	2	48	1	83	19,0	-81
	1	2	16	5	6	7	5	5	71	1	119	21,3	-82
Brann, eksplosjon o.l.	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0,2	-81
	0	0	0	0	0	0	7	0	1	0	8	1,4	-82
Fall til lavere nivå	0	7	3	1	5	3	4	0	6	5	34	7,8	-81
	0	13	8	3	7	7	4	1	3	1	47	8,4	-82
Fall til samme nivå	0	7	14	6	3	5	7	1	10	2	55	12,6	-81
	0	7	17	5	4	8	3	1	18	0	63	11,3	-82
Tråkking på ujevnheter, feiltråkk	0	2	18	2	1	2	1	1	1	0	28	6,4	-81
	0	0	28	3	2	1	0	1	1	1	37	6,6	-82
Fallende gjenstander	0	2	3	0	0	2	2	2	2	0	13	3,0	-81
	0	0	8	7	1	2	6	1	8	1	34	6,1	-82
Annen kontakt med gjenstander i ro	0	5	5	4	1	5	5	3	5	0	33	7,6	-81
	1	1	2	9	1	4	4	1	11	1	35	6,3	-82
Håndterings- ulykke	0	4	8	4	1	2	4	9	46	1	79	18,1	-81
	2	0	6	2	1	5	4	4	54	0	78	14,0	-82
Kontakt med kjemiske/fysikalske forbindelser	17	0	1	0	0	2	1	0	1	1	23	5,3	-81
	25	0	0	0	0	0	2	0	0	1	28	5,0	-82
Overbelastning av kroppsdel	0	19	0	1	3	11	0	0	1	2	37	8,5	-81
	0	28	2	1	3	6	0	0	2	0	42	7,5	-82
Splinter, sprut	30	0	0	0	0	1	0	0	2	0	33	7,6	-81
	38	0	0	0	0	0	0	0	1	0	39	7,0	-82
Elektrisk strøm	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1	3	0,7	-81
	0	0	0	0	0	1	2	0	3	0	6	1,1	-82
Ekstreme temperaturer	0	0	1	1	0	0	0	0	2	0	4	0,9	-81
	0	0	1	1	0	1	3	0	6	0	12	2,2	-82
Yrkessykdom	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	-81
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	-82
Mann overbord	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	-81
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	-82
Annet	3	0	0	0	1	1	0	0	1	4	10	2,3	-81
	3	1	0	1	1	0	0	0	2	2	10	1,8	-82
Totalt	50	47	68	24	17	40	27	18	128	17	436		
	70	52	88	37	26	42	40	14	181	8	558		
%	11.5 12.6	10.8 9.3	15.6 15.8	5.5 6.6	3.9 4.7	9.2 7.5	6.2 7.2	4.1 2.5	29.3 32.4	3.9 1.4		100%	-81 -82

TAB 3.e
Arbeidsulykker 1981—82. Faste produksjonsanlegg mv. Skadehendelse/Ytre faktor.
Occupational accidents 1981—82. Fixed installations. Accidental event/Contributing factor.

Skadehendelse	Ytre faktor											Total	%	År
	Kjemiske, fysiske, biologiske faktorer.	Kjøling, trykk, varme, ventilasjon.	Material, gods, emballasje.	Elektrisk utrustning	Annen maskin	Boretenger	Håndverktøy, maskiner, redskaper.	Løst/innretning på bygning, konstruksjon.	Løfte-/transportanordning.	Annet				
Annen kontakt med gjenstander, maskindel i bevegelse	0	1	6	1	3	11	6	19	33	3	83	19,0	-81	
	0	4	20	0	6	10	15	34	29	1	119	21,3	-82	
Brann, eksplosjon o.l.	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0,2	-81	
	7	1	0	0	0	0	0	0	0	0	8	1,4	-82	
Fall til lavere nivå	1	0	1	0	0	0	0	28	0	4	34	7,8	-81	
	4	0	3	0	0	0	2	31	2	5	47	8,4	-82	
Fall til samme nivå	1	0	1	1	0	0	1	45	0	6	55	12,6	-81	
	2	0	7	0	0	1	1	50	0	2	63	11,3	-82	
Tråkking på ujevnheter, feiltråkk	0	0	3	0	0	0	0	20	0	5	28	6,4	-81	
	0	0	4	0	0	0	1	27	0	5	37	6,6	-82	
Fallende gjenstander	0	0	6	0	0	0	1	4	1	1	13	3,0	-81	
	0	0	14	0	1	0	6	11	1	1	34	6,1	-82	
Annen kontakt med gjenstander i ro	0	0	2	0	1	0	3	25	0	2	33	7,6	-81	
	1	0	5	0	3	0	3	22	0	1	35	6,3	-82	
Håndteringsulykke	0	0	14	0	8	0	43	6	4	4	79	18,1	-81	
	0	0	31	1	3	2	32	6	3	0	78	14,0	-82	
Kontakt med kjemiske/fysiske forbindelser	12	3	2	0	1	0	5	0	0	0	23	5,3	-81	
	23	2	2	0	0	0	1	0	0	0	28	5,0	-82	
Overbelastning av kroppsdel	0	0	12	0	0	2	4	10	1	8	37	8,5	-81	
	0	0	23	0	0	0	3	11	4	1	42	7,5	-82	
Splinter, sprut	0	3	2	0	0	0	25	0	0	3	33	7,6	-81	
	1	0	2	1	1	0	26	0	0	8	39	7,0	-82	
Elektrisk strøm	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	3	0,7	-81	
	0	0	0	6	0	0	0	0	0	0	6	1,1	-82	
Ekstreme temperaturer	2	0	0	0	0	0	2	0	0	0	4	0,9	-81	
	4	4	1	0	0	0	3	0	0	0	12	2,2	-82	
Yrkessykdom	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	-81	
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	-82	
Mann overbord	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	-81	
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	-82	
Annet	0	0	1	0	0	0	0	0	0	9	10	2,3	-81	
	0	0	1	0	0	0	1	2	1	5	10	1,8	-82	
Totalt	16	7	50	5	13	13	91	157	39	45	436			
	42	11	113	8	14	13	94	194	40	29	558			
%	3,7	1,6	11,5	1,1	3,0	3,0	20,9	36,0	8,9	10,3				
	7,5	2,0	20,3	1,4	2,5	2,3	16,8	34,8	7,2	5,2		100%	-81 -82	

TAB 3.f

Arbeidsulykker 1981. Faste produksjonsanlegg mv. Skadehendelse/Yrke.

Occupational accidents 1981. Fixed installations. Accidental event/Occupation.

Skadehendelse	Yrke																	Totalt	%	År	
	Administrasjon	Boredekk-arbeider	Borer	Elektriker	Forpleining	Hjelpearbeider	Instrument-tekniker	Kranfører	Maler/sandblåser	Mekaniker/motormann/repertør	Operatør	Platearbeider/Isolator	Rørlegger	Service-tekniker	Stillas-bygger	Sveiser	Tårnmann				Uspesifisert
Annen kont. med gjenst., maskindel i bevegelse	12	103	8	10	11	123	7	7	4	27	5	12	22	8	21	12	47	1	440	21.4	1981
Brann, eksplosjon e.l.	0	0	0	1	0	5	0	0	0	2	0	0	2	0	0	1	0	0	11	0.5	1981
Fall til lavere nivå	7	13	9	22	4	34	4	2	14	12	5	7	21	6	14	15	9	0	198	9.6	1981
Fall til samme nivå	9	14	4	26	10	38	7	6	8	12	12	9	23	10	18	20	5	1	232	11.3	1981
Tråkking på ujevnheter, feiltråkk	8	7	1	25	3	28	6	1	4	8	6	9	22	4	11	18	5	0	166	8.1	1981
Fallende gjenstander	2	5	2	5	0	18	2	0	1	3	1	3	11	2	8	5	0	0	68	3.3	1981
Annen kont. med gjenstand. i ro	1	7	1	8	6	22	7	1	6	12	1	12	12	3	12	11	4	3	129	6.3	1981
Håndteringsulykke	4	29	5	22	10	61	8	4	11	43	9	19	45	4	12	29	15	0	330	16.1	1981
Kontakt med kjemiske/fysiske forbind.	0	7	0	5	3	26	1	1	24	5	8	5	7	4	2	5	2	0	105	5.1	1981
Overbelastning av kroppsdel	1	14	3	13	5	29	1	2	10	13	3	3	24	2	14	9	9	0	155	7.6	1981
Splinter, sprut	3	4	1	2	0	16	1	1	5	6	4	12	30	0	2	39	1	0	127	6.2	1981
Elektrisk strøm	0	0	0	15	0	1	1	0	0	1	0	1	1	0	0	0	0	0	20	1.0	1981
Ekstreme temperaturer	0	0	0	1	9	0	0	0	0	3	3	2	4	1	0	1	0	0	24	1.2	1981
Yrkessykdom	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	2	0.1	1981
Mann overbord	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0.0	1981
Annet	4	3	0	4	2	6	0	1	2	5	2	4	5	0	2	4	0	0	44	2.2	1981
Total	51	207	34	159	63	407	45	26	90	152	59	98	230	44	116	169	97	5	2052		1981
%	2.5	10.1	1.7	7.7	3.1	19.8	2.2	1.3	4.4	7.4	2.9	4.8	11.2	2.1	5.7	8.2	4.7	0.2		100	1981

4. Petroleumsøkonomi

4.1 KOSTNADER FORBUNDET MED AKTIVITETEN PÅ NORSK KONTINENTALSOKKEL

Investeringer i feltutvikling og produksjonsboring
Oljedirektoratet har for perioden 1970-82 beregnet årlige kostnader forbundet med utvikling av felt inkludert produksjonsboring. Kostnadene gjelder utbygde felt, felt under utbygging og felt med godkjente utbyggingsplaner pr 31.12.82. Det er i tillegg utarbeidet estimater for de samme størrelser for årene fram til år 2 000. 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):

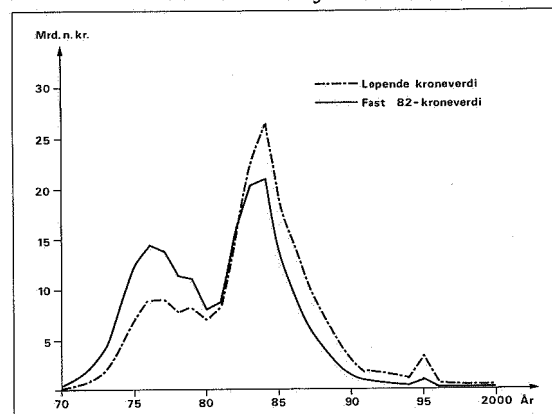
- Ekofiskområdet (inkl Tor, Albuskjell og Norpipe-rørledn.)
- Valhall
- Ula
- Frigg (inkl rørledn.) (60,82 %)
- Nord-Øst Frigg
- Odin
- Statfjord (84,09 %)
- Murchison (16,25 %)
- Heimdal
- Gullfaks Fase I
- Statpipe (gassilandføringsprosjektet)

Alle tall er i norske kroner. Figur 4.1.a viser totale kostnader for utbygging av felt inkludert produksjonsboring framstilt i løpende og fast 1982-kroneverdi. Grunnen til at en har valgt å framstille årene fra 1970-82 i fast 1982-kroneverdi, er fordi en ønsker å vise aktivitetsnivået i hele perioden med sammenlignbare tall. Engrosprisindeksen er benyttet for tallmaterialet før 1982.

I 1982 er det totalt investert ca 16 mrd kroner i feltutvikling inkl. produksjonsboring og bygging av rørledninger. Investeringsnivået vil stige i årene 1983-84 for deretter å avta raskt, dersom ikke nye prosjekter blir igangsatt. For en vurdering av en sannsynlig utvikling i investeringsnivået i årene fram mot år 2 000, vises til perspektivanalysen som ble utarbeidet av Oljedirektoratet i 1982. Investeringsnivået i 1983-84 er spesielt høyt grunnet stor aktivitet i utbygging av Gullfaks fase I og Statpipe.

FIG 4.1.a
Investeringer i feltutbygging og produksjonsboring i perioden 1970 - 2000 i løpende og fast 1982-kroneverdi.

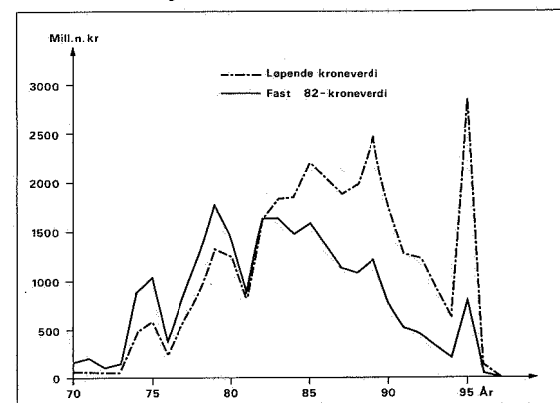
Field investments and production drilling costs 1970 - 2000 Current and fixed 1982 value



Figuren viser totale investeringer inkl. produksjonsboring for utbygde felt og felt besluttet utbygd pr 31.12.82.

FIG 4.1.b
Kostnader for produksjonsboring 1970—1997
Løpende og fast 1982-kroneverdi.

*Production drilling costs 1970—1997
Current and fixed 1982 value.*

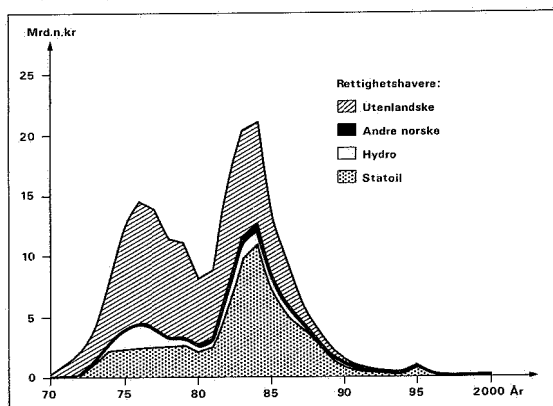


Totalt kostnader for produksjonsboring for utbygde felt og felt som er besluttet utbygd pr. 31.12.82.

FIG 4.1.c

Norske selskapers andel av totale feltinvesteringer og produksjonsboring for perioden 1970 - 2000. Fast 1982-kroneverdi.

Norwegian companies' share of field investments and production drilling costs 1970—2000 Fixed 1982 value.



Figuren viser norske selskapers andel av totale feltinvesteringer inkl. produksjonsboring for utbygde felt og felt besluttet utbygd pr 31.12.82.

Fra 1983 er brukt estimerte tall.

Norske selskapers andel av totale feltinvesteringer inkludert produksjonsboring og rørledningsprosjekter

Fig. 4.1.c viser de norske selskapers andel av de totale investeringer i utbygde felt, felt under utbygging og felt besluttet utbygd pr 31.12.82. De norske selskapers andel var i 1982 ca 45 %, stigende til ca 60 % i 1983-84. Statoils andel i 1982 var ca 35 %, og vil i årene 1983-84 stige til ca 50 % i gjennomsnitt.

Driftskostnader

De totale kostnader til drift og vedlikehold av felt inkludert transport av petroleum beløp seg til ca 9,3 mrd kroner i 1982.

Fig 4.1.d viser de årlige driftskostnader for utbygde felt, felt under utbygging og felt besluttet utbygd pr 31.12.82, i løpende- og fast 1982-kroneverdi. Tallmaterialet bygger på operatørens rapportering til Oljedirektoratet. Tall fra og med 1983 er estimerte kostnader.

Investeringer fordelt på noen kostnadskategorier

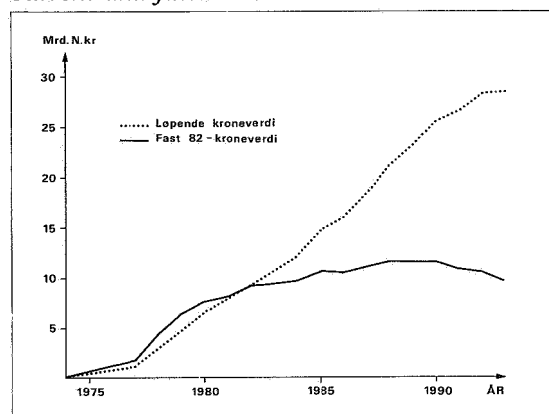
I det følgende vil en forsøke å belyse hvordan totale investeringer (eksklusiv produksjonsboring og rørledninger) for en del utvalgte prosjekt fordeler seg på kostnadskategorier. Datagrunnlaget kommer fra selskapenes planleggingsestimater, budsjetter og prosjektrapporter. De valgte prosjektene representerer forskjellige typer utbyggingskonsepter og inkluderer også endringsarbeider på plattformer i regulær drift. På grunn av forskjellige klassifiseringsrutiner i operatørselskapene kan kostnadskategoriene variere fra prosjekt til prosjekt. Det framlagte materialet er derfor ikke helt konsistent, noe en må ta hensyn til

FIG 4.1.d

Totale driftskostnader.

Løpende og fast 1982-kroneverdi.

Total operating costs
Current and fixed 1982 value



Figuren viser de totale drifts-, vedlikeholds- og transportkostnader for utbygde felt og felt besluttet utbygd pr. 31.12.82.

Fra 1983 er brukt estimerte tall.

ved sammenligninger. Likevel bør framstillingene gi et godt inntrykk av kostnadsbildet. Alle kostnader er i løpende kroneverdi.

Ekofiskområdet

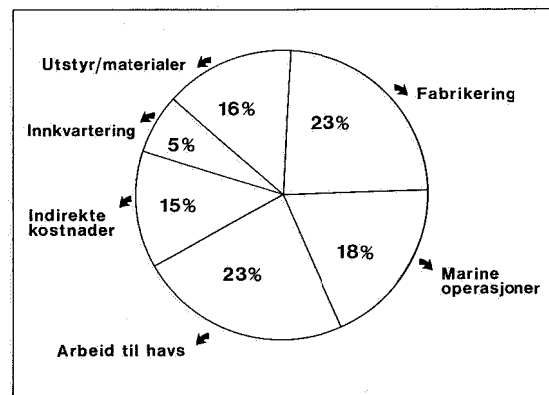
Ekofiskområdet er bygget ut i flere faser. Vi skal se litt nærmere på den 4. og foreløpig siste fasen som innbefatter utbyggingen av feltene Eldfisk, Albuskjell og Edda. Disse feltene er bygget ut med integrerte stålplattformer for bore-, bolig- og delvis behandling. Totale kostnader (eksklusiv produksjonsboring og rørledninger) var i underkant av \$ 1300 mill, som utgjør ca 9,1 mrd kroner (kr/\$ = 7,00). Disse kostnadene fordeler seg på følgende kostnadskategorier, fig. 4.1.e:

FIG 4.1.e

Grov fordeling av kostnader for fase 4 i

Ekofiskutbyggingen.

Investment costs (excl. production drilling and pipelines) for the development of Ekofisk phase 4 per main cost categories.

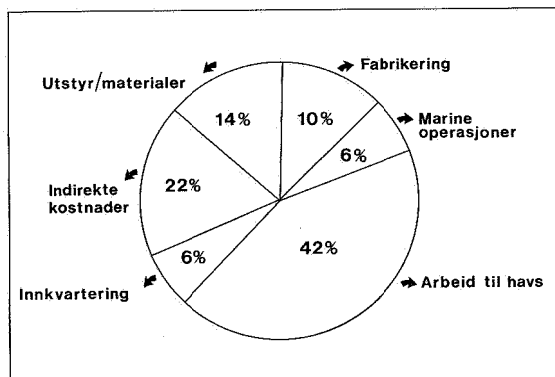


De indirekte kostnadene inkluderer utgifter til forbruksvarer, helikoptertransport/forsyningsskip, reiser, prosjektering, lagerstyring og inspeksjoner. De største indirekte kostnadene er helikoptertransport/forsyningsskip og prosjektering. Disse postene utgjør henholdsvis rundt 40 % og 30 % av de totale indirekte kostnader.

I de senere år er det utført en rekke prosjekter på plattformar i regulær drift i forbindelse med installering av renseutstyr for utslippsvann, kraftmoduler, vanninjeksjonsutstyr, boligkvarter mm. De totale kostnadene som er tatt med i denne oversikten, utgjør i volum \$ 320 mill (2,2 mrd kroner ved omregningskurs kr/\$ = 7,00) og fordeler seg slik, fig. 4.1.f:

FIG 4.1.f
Grov fordeling av kostnader for diverse prosjekter på plattformer i regulær drift i Ekofiskområdet.

Investment costs for several projects on platforms in operation in the Ekofisk area per main cost categories.



Av de indirekte kostnadene utgjør prosjektstyring og prosjektering rundt 45 % og helikoptertransport og forsyningsskip rundt 30 %.

Dersom en definerer 'utstyr/materialer' og 'arbeid' som direkte verkstedindustrirelatert ser en at andelen utgjør 24 % for disse prosjektene mot 39 % for hele fase 4. Andelen for arbeid til havs utgjør 42 % mot totalt 23 % for fase 4.

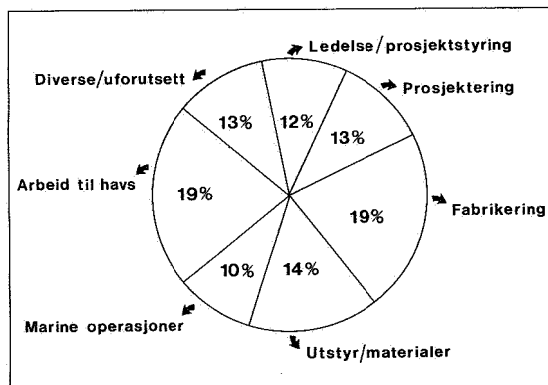
Heimdal

Heimdalfeltet bygges ut med en integrert stålplattform med bore-, produksjon- og boligfunksjon. De totale investeringer forventes å bli rundt 8 mrd kroner og fordelingen er vist i fig. 4.1.g.

På grunn av at utbyggingen er i en tidlig fase er posten for diverse/uforutsette kostnader forholdvis stor. Det framgår at verkstedsrelaterte kostnader, utstyr/materialer og fabrikering, utgjør rundt 33% av antatt totalkostnad.

FIG 4.1.g
Grov fordeling av forventet kostnad for Heimdalutbyggingen.

Expected investment costs (excl. production drilling) for the development of the Heimdal field per main cost categories.



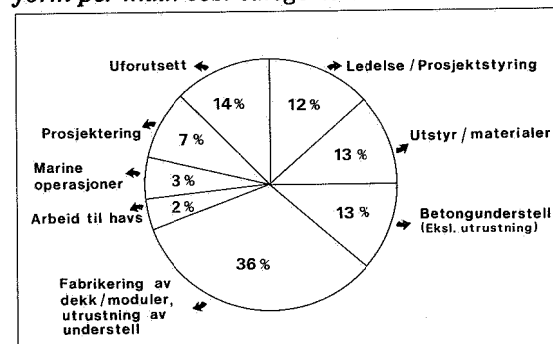
Gullfaks

Gullfaksprosjektet er også i en tidlig fase. Plattform A vil bli en integrert bore-, bolig- og produksjonsplattform med betongunderstell.

Verksteds- og anleggsrelatert arbeid som utføres ved land, antas å utgjøre i overkant av 60 % av forventet totalkostnad. Fabrikasjonen av betongunderstellet er såvidt påbegynt. De totale investeringene er forventet å bli omkring 16 mrd kroner. Totalkostnaden fordeler seg som følger, fig. 4.1.h:

FIG 4.1.h
Grov fordeling av kostnader for plattform A i Gullfaksutbyggingen.

Expected investment costs (excl. production drilling) for the development of the Gullfaks A platform per main cost categories.



Arbeid til havs og marine operasjoner utgjør en mindre del av de totale kostnader.

Frigg-området

Nord-Øst Frigg feltet bygges ut med undervannskomplettete brønner som kan fjernstyres fra Frigg-feltet ved hjelp av signaler til et kontrolltårn plassert ved brønnene. Tårnet kan bemannes. Dette er en ny teknisk løsning som benyttes for første gang

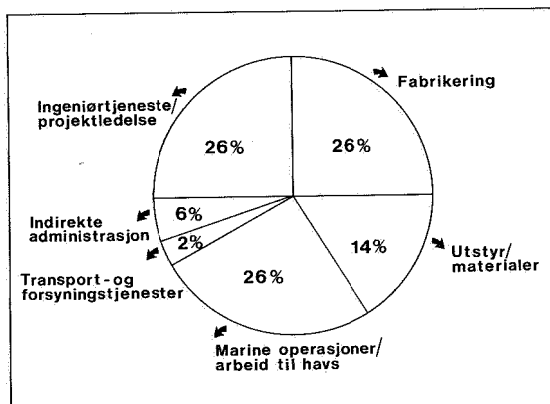
på norsk sokkel. Tårnet vil i stor grad kunne gjøres ferdig før det slepes til havs. Arbeiderne som skal utføre tilkoplingsarbeidet til havs vil i stor utstrekning pendle fra Frigg-feltet.

Eksklusive borekostnader og kostnader vedrørende rørledning til Frigg vil prosjektet koste ca 1,3 mrd kroner. Kostnadene fordeler seg på følgende kostnadskategorier, Fig 4.1.i:

FIG 4.1.i

Grov fordeling av forventet kostnad for Nord - Øst Friggutbyggingen.

Expected investments cost (excl. production drilling) for the development of the North - East Frigg field per main cost categories.

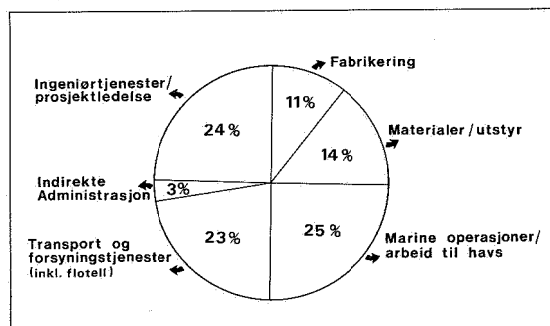


TCP 2 plattformen på Frigg-feltet skal utstyres med en del nytt utstyr for å kunne ta i mot og behandle gassen fra Nord-Øst Frigg og Odin feltet. Dette prosjektet har en kostnadsramme på ca 400 mill kroner. Kostnadene fordeler seg på følgende kostnadskategorier, Fig 4.1.j:

FIG 4.1.j

Grov fordeling av kostnader for en utvidelse av TCP-2 plattformen på Frigg.

Investment costs for the extension of TCP-2 platform on the Frigg field per main cost categories.



Driftskostnader fordelt på noen kostnadskategorier
De samlede driftskostnader (eksklusive investeringsarbeider, transportkostnader for petroleum og for-

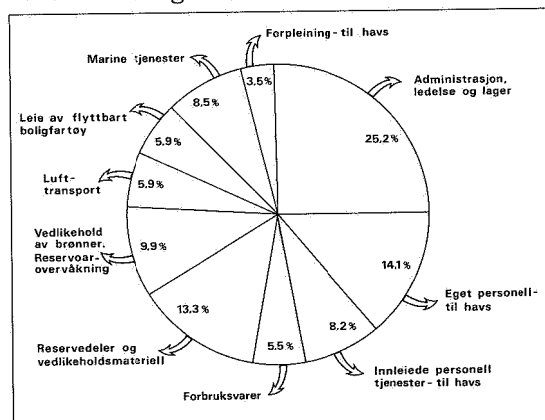
sikring) for feltene i Ekofiskområdet, Valhall, Frigg og Statfjord A + B er for 1983 budsjettert til ca 7 mrd kroner. I dette tallet inngår 100 % av Friggfeltets og Statfjordfeltets driftskostnader.

Fig. 4.1.k viser de enkelte kostnadskategoriens relative andel av driftsbudsjettet.

FIG. 4.1.k

Grov fordeling av forventede drifts- og vedlikeholdskostnader for felt i drift 1983.

Expected total operating costs in 1983 per main cost categories



De enkelte operatørens budsjettreporter er forskjellige, og deres kategorisering av kostnadene varierer noe. Den oppsplitting som her vises, er følgelig beheftet med en viss usikkerhet.

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 borer pr år i perioden 1966-82. I fig 4.2.a er den verdimesige økning av markedet fremstilt i både løpende og fast 82-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 4.2 mrd kroner (løpende kroneverdi). I perioden 1966-82 er antallet påbegynte borer pr år økt fra 2 til 49.

Fig 4.2.b viser hvordan de 4.2 mrd kroner grovt kan fordeles på en del vare- og tjenestegrupper. Fig 4.2 viser en fordeling på leie av flyttbare borefartøy, vareleveringer, tjenester og diverse kostnader. I tab 4.2 er vist en videre nedbryting på vare- og tjenestekategorier innen hovedgruppene.

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. Dykking utgjør også en forholdsvis stor andel.

Tallene som er framstilt, er basert på innrapporterte data fra oljeselskapene og gjenspeiler kostnadene for alle brønner som er påbegynt i 1982. For borer påbegynt i slutten av året, er totalkostnaden og kostnadsfordelingen beregnet av Oljedirektoratet.

FIG 4.2.a

Årlige leteboringsutgifter.
Løpende og fast 1982 kroneverdi
Annual expenditures on exploration drilling.
Current and fixed 1982 value.

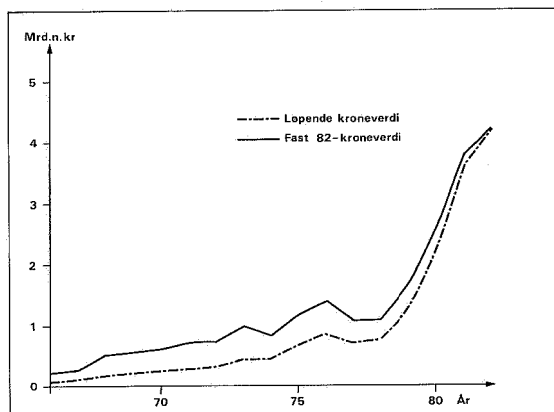
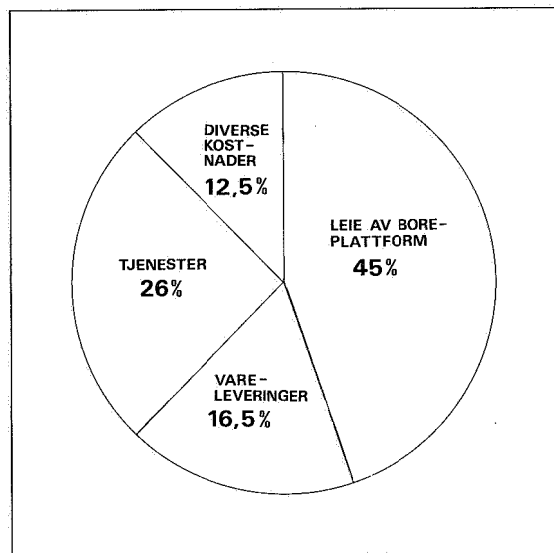


FIG 4.2.b

Utgifter til leteboring i 1982 fordelt på kostnadskategorier.
Exploration expenditures in 1982 per main cost categories.



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.

Det er ikke forventet vekst i dette markedet i den nære framtid. Kostnadene vil sannsynligvis øke i takt med generell prisstigning, men volummessig vil markedet stabilisere seg. I den senere tid har det vist seg at leien for flyttbare borefartøy er sunket betraktelig i forhold til dagens høye nivå. Dette vil i stor grad kunne påvirke de totale leteboringskostnadenes nivå.

TAB 4.2
Leveranser til leteboring 1982

Deliveries of goods and services in 1982 to the exploration drilling market.

Kategori	Mill kr	Prosentandel
Leie av boreplattform	1 890	45
Vareleveranser	695	16,5
Rør	232	
Boreslam	115	
Sement/kjemikalier	54	
Drivstoff/smøreolje	149	
Borekroner	57	
Diverse vareleveranser	88	
Tjenester	1 090	26
Forsyningsskip/standbyfartøy	355	
Helikoptertransport	126	
Kommunikasjon/navigasjon/væretjeneste	15	
Logging	266	
Testing	97	
Kjerneprøver	10	
Ingeniørstudier	40	
Diverse tjenester	181	
Diversekostnader	525	12,5
Modifikasjon boreplattform	97	
Vedlikehold og reparasjon	35	
Assuranse	13	
Basekostnader	77	
Administrasjon, etc	165	
Diverse kostnader	138	
	4 200	100

4.3 PRODUKSJONSAVGIFT

Produksjonsavgiften blir beregnet på grunnlag av verdien av produserte petroleumsmengder. I 1982 utgjorde produksjonsavgiften ca 19,5 % 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 9.4.65. Av de feltene som er i produksjon i dag er utvinningstillatelsene til Ekofisk, Frigg og Valhall meddelt i henhold til disse bestemmelsene. Kgl res av 9.4.65 ble erstattet med kgl res 8.12.72. Av felter som er i produksjon er utvinningstillatelsene for Statfjord og Murchison meddelt i henhold til 72-resolusjonen.

Tilbakevirkning

I praksis har en anvendt de fleste av 72-resolusjonens bestemmelser også på tillatelser gitt etter

65-resolusjonen, selv om enkelte sentrale bestemmelser anvendes etter ordlyden i 65-resolusjonen. Selskapene har i enkelte tilfeller protestert mot den praksis myndighetene har brukt, da de har ment at myndighetenes bruk av nye bestemmelser på eldre tillatelser i enkelte tilfeller har vært en rettsstridig tilbakevirkning. I et tilfelle er sak reist mot staten. Saken gjelder forfallstidspunktene for betaling av produksjonsavgiften. Etter 72-resolusjonen skal produksjonsavgiften betales fire ganger årlig i motsetning til 65-resolusjonen hvor det er to årlige terminer. Dom i saken er avsagt i Oslo byrett i 1982 hvor saksøker er gitt medhold. Saken er av staten anket til høyere rettsinstans.

Produksjonsavgiftssatsen. Referansepunkt

Etter 65-resolusjonen skal det betales 10 % produksjonsavgift av bruttoverdien ved produksjonsstedet. Et av mange problem en har hatt i forbindelse med 65-resolusjonen er å fastslå hva som menes med 'produksjonssted', dvs referansepunktet for beregning av produksjonsavgift i overensstemmelse med en riktig fortolkning av § 26 i 65-resolusjonen.

Etter 72-resolusjonen skal det for petroleum betales produksjonsavgift av bruttoverdien ved produksjonsstedets avskjipningspunkt. Avgiftssatsen for olje er sprangvis fra 8-16 % avhengig av produksjonens størrelse. Avgiftssatsen for annen petroleum enn olje er fast på 12,5 %.

Det ville være naturlig å måle de mengdene som skal avgiftsbelegges på det sted hvor resolusjonene krever at mengdene skal avgiftsbelegges. Da petroleumets pris vanligvis fastsettes i land, medfører det imidlertid problemer med å legge målingene ute på plattformen til grunn ved beregning av produksjonsavgift. Dette har medført at en i det vesentlige har ønsket å konsentrere kontroll av produserte mengder i land.

Kostnadsfradrag

Ved produksjonsavgiftsberegningen er det verdien på produksjonsstedet (65-resolusjonen) eller produksjonsstedets avskjipningspunkt (72-resolusjonen) som legges til grunn. Petroleumets verdi fastsettes imidlertid vanligvis på ilandføringsstedet. Det tillates derfor fradrag for visse kostnader mellom ilandføringsstedet og produksjonsstedet/ produksjonsstedets avskjipningspunkt. De gjeldende regler har ingen uttrykkelig bestemmelse om hvilke kostnader som tillates fratrukket.

Brutto produksjonsavgift for perioden 4. kv. 1981 - 3. kv. 1982 er ca 6,1 mrd kroner. Netto innbetalt produksjonsavgift for samme periode er ca 5,4 mrd kroner. Dette vil si at myndighetene har tillatt selskapene å trekke fra ca 750 mill kroner, dvs ca 12 %, i kostnadsfradrag ved beregning av produksjonsavgift i 1982. 40 % av kostnadsfradragene er relatert til transport og behandling av olje, mens de resterende 60 % av kostnadsfradragene i 1982 er relatert til transport og behandling av gass.

Arealavgift

En fradragbar kostnadstype som er felles uansett transportmåte, er arealavgiften. I følge 72-resolusjonens § 27, 1. ledd, skal betalt arealavgift trekkes fra i produksjonsavgiftsoppgjøret.

Eksportavgift

Ved ilandføring av petroleumet til utlandet, blir petroleumet belastet eksportavgift, jf lov om avgift på eksport til fremme av Norges eksportinteresser av 23.4.56 § 1. I følge denne bestemmelse skal det ved all utførsel av varer svares en avgift på 3/4 promille av utførselsverdien til et særskilt fond, Norges Eksport-fond. Eksportavgiften er godtatt som fradragsberettiget kostnad i produksjonsavgiftsoppgjøret.

Forsikring

Myndighetene har også godtatt at forsikring av fradragsberettigede installasjoner er en fradragbar kostnad.

Negativt resultat

Dersom salgspris for et petroleumprodukt minus fradragbare kostnader resulterer i at en får et negativt resultat, oppstår spørsmålet om underskuddet i ett petroleumprodukt kan trekkes fra i eventuelle positive resultater for andre produkt.

Når det gjelder underskudd ved beregning av produksjonsavgift for tillatelser etter 65-resolusjonen, er det etter Oljedirektoratets vurdering klart at det negative resultat for ett av produktene kan trekkes fra i positive resultat for eventuelle andre produkt. I praksis har dette problemet vært aktuelt ved beregning av produksjonsavgift fra Ekofisk. Her har en tillatt trukket fra underskudd ved salg av NGL i de positive resultatene for gass.

Tariffer

For å strukturere utregningen av de fradragbare kostnadene, utarbeider en tariffer for enkelte kostnader. En kan si at en tariff er en ligningsmessig oppstilling over hvilke elementer som inngår i beregningen. Før rettighetshaverne kan benytte tariffene, må disse godkjennes av departementet. Dette er en betingelse som er inntatt i ilandføringstillatelsene.

En tariff vil vanligvis bestå av følgende elementer:

O = operasjonskostnader

I = renter

D = avskrivning

P = fortjeneste

Når det gjelder P-elementet, er størrelsen av dette avhengig av om tariffer belastes eierinteressene eller tredje mann. På grunn av denne forskjellen snakker en gjerne om eiertariffer og tredjemannstariffer.

Situasjonen er ofte den at rør- og terminalselskapene er etablert som egne selskaper. Selskapene i rettighetshavergruppen til det felt transporten skjer fra vil imidlertid ofte være medeier i rør- og/eller terminalselskapet om enn i noe annet forhold enn i rettig-

heshavergruppen. Gruppen vil i en slik situasjon bli belastet eiertariff av rør- og terminal-selskapet. Denne eiertariffen krever så rettighetshaver trukket fra som en fradragbar kostnad ved beregning av produksjonsavgift.

Med tredjemannstariff menes den avgift som betales av brukere, men ikke eiere av rørlednings- og/eller terminalanleggene. Her vil P-elementet være større enn under eiertariffene.

4.4. PETROLEUMSMARKEDER

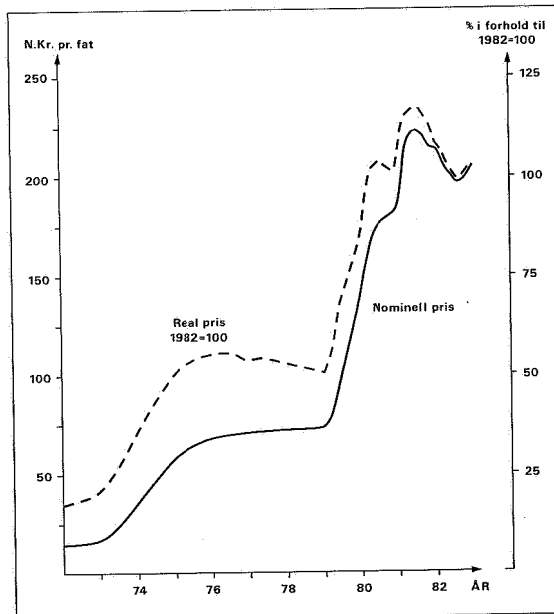
4.4.1 Oljemarkedet

Figur 4.4.1.a viser den gjennomsnittlige prisutvikling for norsk råolje i perioden 1972-82. Nominelt viser figuren en prisøkning fra i underkant av 20 kroner pr fat i 1972 til 220 norske kroner pr fat i 1982. Realpriskurven, framstilt ved hjelp av engrosprisindeksen 1982 = 100, viser at realprisen ble mer enn femdoblet i perioden 1973-80 og realprisen i 1981-82 sank med vel 25 %.

De totale skipninger av råolje fra Teesside, Statfjord og Murchison var i 1982 23,0 mill tonn, jf figur 4.4.1.b. En stadig større del av de norske råoljeskipninger går til raffinerier i Norge, i 1982 ca 19 %. USA er fortsatt det største marked for norsk råolje, da ca 23 % av skipningene gikk dit.

Statoil var den av rettighetshaverne på norsk sokkel som solgte det største kvantum egenprodusert råolje i 1982, ca 35 mill fat. I tillegg står Statoil for

FIG 4.4.1.a
Prisutvikling for norsk olje
Development of oil price



salg av statens produksjonsavgiftsolje, dette utgjorde i 1982 ca 19 mill fat. Produksjonsavgiftsoljen er i figur 4.4.1.c kalt 'P.AVG.'.

FIG 4.4.1.b

Salg av norsk råolje og gass fordelt pr. land.
Sales quantities of oil and gas as per country.

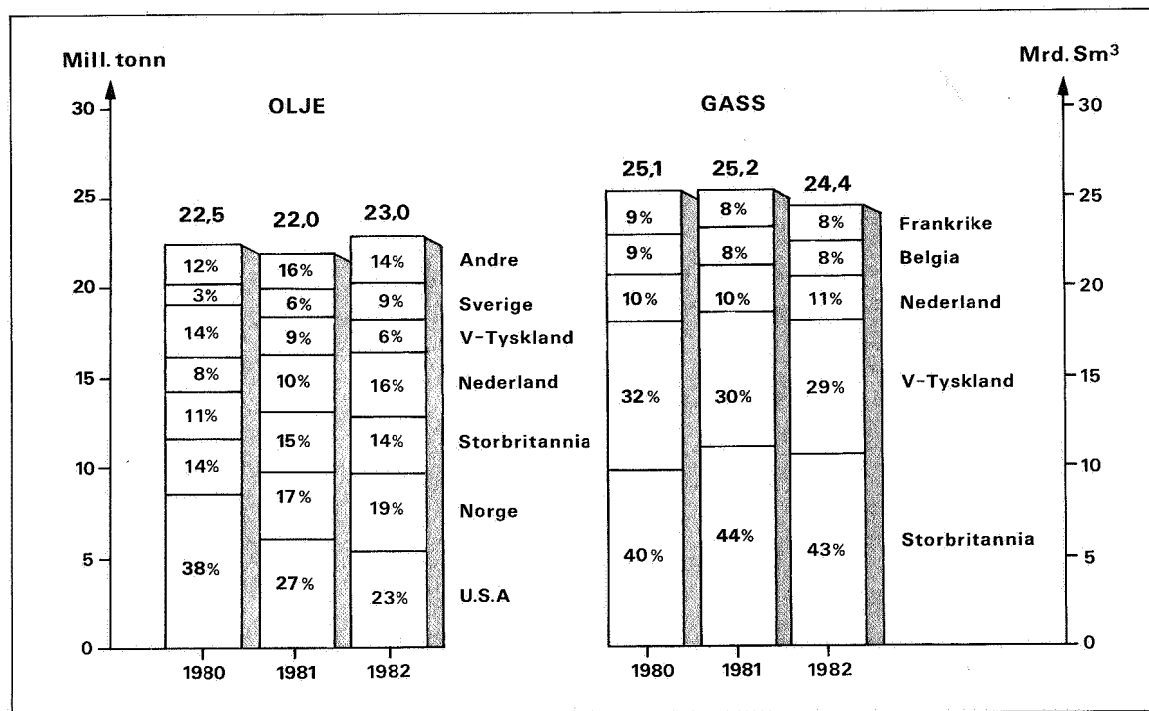
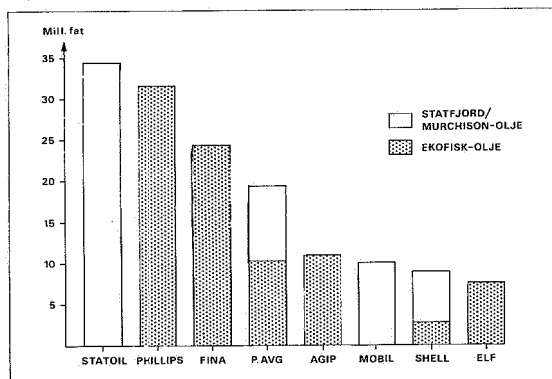


FIG 4.4.1.c

Solgt råolje pr rettighetshaver og produksjon-savgift i 1982

Sales quantities of oil as per licensee and royalty



4.4.2 Gassmarkedet

Markedet for norsk tørrgass er i dag begrenset til Storbritannia og Kontinentet med kjøperlandene Vest-Tyskland, Nederland, Belgia og Frankrike. Total gasseksport i 1982 var som vist i figur 4.4.1.b, 24,4 mrd Sm³, hvorav 10,6 mrd Sm³, gikk til Storbritannia og 13,8 mrd Sm³ til Kontinentet.

Sett i forhold til et totalforbruk i de kontinentale kjøperlandene i 1982 på ca 135 mrd Sm³, var den norske gassens markedsandel ca 10 %. Med et totalforbruk i Storbritannia på ca 50 mrd Sm³ utgjorde norsk andel av det britiske gassmarked i 1982 vel 21 %.

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 1980-82 og med at kull og kjernekraft til en viss grad har erstattet gass som brensel i industri og kraftverk. Likeledes har omfattende energisparings-tiltak redusert energiforbruket generelt.

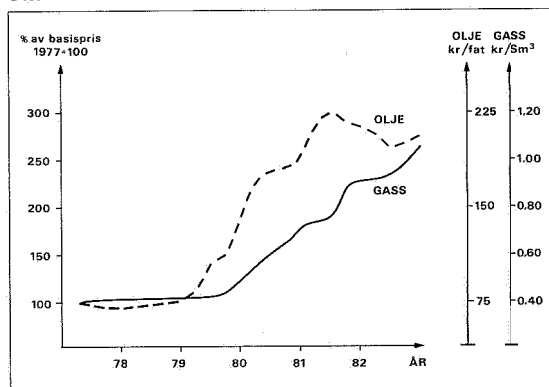
Prisen i de hittil inngåtte gasskontrakter blir bestemt av to faktorer, en basis-pris og en eskalerings-formel. Basisprisen bestemmes etter forhandlinger mellom kjøper og selger til et nivå som antas å gjenspeile konkurransesituasjonen i gassmarkedet samt partenes krav til kapitalavkastning på tidspunktet 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 4.4.2.a viser hvordan den gjennomsnittlige kontraktspris for norsk gass har utviklet seg i forhold til markedsprisen for Ekofisk-råolje.

FIG. 4.4.2.a

Gjennomsnittlig prisutvikling for norsk gass og forholdet til råolje.

Average sales price on gas compared to crude oil.



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.

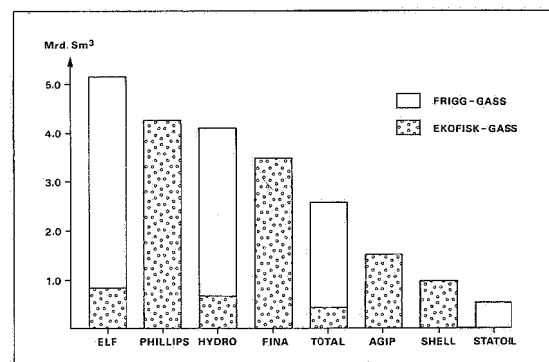
Det framgår av figuren at gass har hatt en prosentvis lavere prisstigning enn råolje og at gassprisene kan stige selv i perioder med prisnedgang på råolje. Disse forhold indikerer at i perioder med ustabile oljepriser kan gassprisen virke stabiliserende på de totale produksjonsinntekter fra sokkelvirksomheten.

Figur 4.4.2.b viser bl a at Elf Aquitaine var den av rettighetshaverne på norsk sokkel som solgte det største kvantum tørrgass i 1982, vel 5 mrd Sm³. Hydro solgte i 1982 i overkant av 4 mrd Sm³, hvorav ca 3 mrd Sm³ til British Gas og 1 mrd Sm³ til den kontinentale kjøpergruppen.

FIG 4.4.2.b

Solgt gass pr. rettighetshaver i 1982

Sales quantities of gas as per licensee.



5. Framtidig aktivitet

5.1 PERSPEKTIVER FOR OLJEVIRKSOMHETEN PÅ KONTINENTALSOKKELEN

Oljedirektoratet har etter ønske fra Olje- og energidepartementet, utarbeidet en egen perspektivanalyse - Perspektivanalysen -82. Her gis et sammendrag av denne.

Oljedirektoratet har valgt å beskrive mulige utbyggingsbaner gjennom de fire innsatsfaktorene investering, arbeidsinnsats, driftsomkostninger og behov for teknisk personell.

Resultatene av denne innsatsen vises ved oljeproduksjon, gassproduksjon, samlet petroleumproduksjon og inntekter til staten.

Det skilles mellom aktiviteter på eksisterende prosjekt (Gruppe I-felt) og prosjekt som ennå ikke har godkjente utbyggingsplaner. Ikke-godkjente felt er delt i to kategorier: felt med markerte bindinger til igangsatt aktivitet (Gruppe II-felt) og felt som vurderes å være uavhengige av etablerte anlegg (Gruppe III-felt). De påviste, utvinnbare reservene i gruppe I, II og III er pr 15.6.82 på $1455 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje og $1535 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass, til sammen 2,7 mrd tonn oljeenheter. Av disse er $165 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje og $94 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass allerede utvunnet. I tillegg til de påviste reserver kommer ca 1,3 mrd tonn oljeenheter som lavrisiko, ikke påviste reserver. Totale utvinnbare reserver i Nordsjøen anslås til nærmere 5 mrd tonn oljeenheter. Nord for Stad er det hittil påvist 132 mrd Sm^3 utvinnbar gass.

Gruppe II omfatter en del mindre prosjekt eller felt med antatt svak prosjektøkonomi. Det synes klart at noen av prosjektene vil bli realisert, men ikke alle. Ut fra økonomiske analyser og en vurdering av operatørens holdning til prosjektene, er det plukket ut seks felt (Ekofisk vanninjeksjon, Hod, Ula, Tommeliten, 33/9-Alfa og 33/9-Beta). Disse representerer den 'massen' som sannsynligvis blir bygget ut. Men det må understrekes at andre felt ikke er utelukket.

En del av Gruppe III-feltene antas å bli utbygget uavhengig av hvilke øvrige beslutninger som måtte bli tatt (Sleipner, Oseberg, Troll og Gullfaks Fase II). Det gjenstår imidlertid å velge hvordan utbyggingen av Gruppe III-feltene vil bli foretatt. Valgmulighetene er illustrert ved å kombinere følgende mulige løsninger:

- Troll gass- eller oljeløsning.
- Gassfelt i nord - utbygging fra 1995 eller fra et tidspunkt som faller utenfor tidsrammen for perspektivanalysen (år 2000).

- Transportkapasitet for gass - 32 eller ca 50 mrd $\text{Sm}^3/\text{år}$.

En del av de øvrige Gruppe III-feltene er behandlet på samme vis som Gruppe II-felt. Utbygging av disse feltene er forsøkt valgt slik at aktiviteten holdes jevnt mulig.

Det er foretatt en økonomisk analyse av de feltene som inngår i perspektivanalysen. Analysen er utført i faste 1982 og med en basispris på kr 1150 pr Sm^3 olje og kr 1,10 pr Sm^3 gass. 75 % av reservene gir en avkastning på over 20 % før skatt. Økningen i investerings- og driftskostnader på 30 % uten samtidig realprisøkning på petroleum fører til at bare 23 % av reservene gir så høy avkastning, under ellers de samme forutsetninger.

Videre er det antatt at de endelige utbyggingsplaner for de enkelte felt tar tilstrekkelig vare på de teknologiske krav til sikkerhet og forsvarlig utnyttelse av ressursene. Det er også antatt at ledig kapasitet i eksisterende produksjons- og transportanlegg benyttes i den grad dette anses å være ønskelig etter en total vurdering.

En analyse av tilgang på kvalifisert personell i Norge viser at utdanningskapasiteten bør overveies økt dersom framtidig behov for petroleumsteknisk personell skal tilfredsstilles.

Med unntak av knapphet på noen fagarbeidergrupper, som f eks sveisere med spesielle sertifikat, synes norsk verkstedindustri å ha kapasitet til å ta en viss andel av de utbyggingsoppgavene som ventes. Store svingninger i ordremassen vil kunne skape problem. Et annet problem kan være at enkelte verkstedenheter er for små til å ta store oppdrag.

Kapitaltilgangen til utbygging på sokkelen generelt synes ikke å være noe problem.

En analyse av ti ulike utbyggingsbaner viser at jevnt produksjonsnivå ikke nødvendigvis betyr at innsatsfaktorene holder seg konstant. Derfor vil en ensidig fokusering på produksjonsnivået kunne gi et noe unyansert bilde av petroleumsvirksomheten. Oljedirektoratet har valgt å konsentrere seg om innsatsfaktorene, fordi nye utbyggingsoppgaver raskere vil gi seg utslag på innsatssiden enn på resultatsiden.

Ved å kombinere ulike sett av forutsetninger ser vi at produksjonen kan økes jevnt fra dagens nivå på ca 50 mill tonn oljeenheter pr år til mellom 75 og 90 mill tonn oljeenheter. Det er mulig å velge enten høy gasproduksjon eller høy oljeproduksjon og allikevel oppnå en totalproduksjon med minimale svingninger. Dersom produksjonen skal holdes på et høyt nivå

mot slutten av perioden, må det bygges ut en del felt som ennå ikke er påvist. Dette antas å kunne skje gjennom målrettet letevirksomhet.

Innsatsfaktorene viser noe større svingninger enn produksjonen. Mest iøynefallende er en markant nedgang i aktiviteten i perioden 1986-88. Årsaken til dette er at de utbyggingsoppgavene som ble vedtatt i 1981 (Gullfaks, Heimdal og Statpipe) gir konsentrasjon i aktivitet i første halvdel av 1980-årene og at det er få prosjekt som direkte kan ta over etter hvert som disse oppgavene fullføres.

Direktoratet har sett på hva som skjer dersom gass-ilandføringskapasiteten ikke økes og bare de mest sannsynlige av Gruppe II- og III-feltene virkelig blir realisert. Investeringsnivået vil da svinge mellom 15 og 20 mrd 1982-kroner pr år fram mot begynnelsen av 1990-årene for så å falle drastisk fra 1992 av. Lignende svingninger ser vi også i de øvrige aktivitetsindikatorene.

Dersom ilandføringskapasiteten for gass økes fra ca 32 mrd Sm³ til ca 50 mrd Sm³ pr år fra midten av 90-årene, er det mulig å opprettholde en jevnere aktivitet utover i 90-årene. Fremdeles vil det bli en viss nedgang mot slutten av 90-årene, men denne kan delvis unngås med eventuelle nye funn. Dersom ny ilandføringskapasitet etableres i Nord-Norge, får vi noe høyere aktivitet i 90-årene enn om en ny rørledning legges i sør.

Utbygging av Troll-feltet vil ha stor innvirkning på totalaktiviteten. Som en illustrasjon på uventet store forsinkelser, er det derfor sett på hva som vil skje hvis utbyggingen av dette feltet utsettes til etter århundreskiftet. Selv i dette tilfellet er det mulig å holde aktiviteten relativt jevn det meste av perioden. Mot slutten av 90-årene blir det et markant fall i investeringer og arbeidsbehov. Eventuelle nye funn kan muligens rette på dette.

En del av utbyggingsoppgavene vil berøre åpne områder, f.eks. 33/9-Alfa og Troll. Det forutsettes at nødvendig blokktildeling skjer i rimelig tid før feltutbygging. Det er videre en hovedforutsetning at lete- og avgrensingsaktiviteten tilpasses utbyggingsstrategien slik at den gir det best mulige reservegrunnlag. Dette gjelder såvel sør som nord på sokkelen.

Mulighetene til å styre aktivitetsretning og aktivitetsnivå er utvilsomt størst gjennom kontinuerlig planlegging, der planene justeres i takt med endrede forhold både på sokkelen og i markedet. Svingninger i pris- og kostnadsutvikling kan i korte perioder vanskeliggjøre styring ved å begrense valgmulighetene i tider med dårlige økonomiske utsikter. Under slike forhold, kan det være aktuelt å vurdere justeringer i rammebetingelsene for aktiviteten for å avverge altfor sterke nedgangseffekter.

Analysen viser at de teknologiske og økonomiske utfordringene i framtidige oppgaver forutsetter en bevisst innsats, utdanningsmessig, forskningsmessig, såvel som industrielt og politisk. En slik innsats er også nødvendig for å opprettholde fleksibilitet til å møte svingninger på verdensmarkedet.

I forbindelse med tiltak i den nærmeste framtid vil Oljedirektoratet særlig framheve følgende:

- 1 Det må fattes beslutninger innen 1984 om nye utbyggingsprosjekter, for å unngå nedgang i aktiviteten mot slutten av 80-årene. Slike beslutninger er også nødvendige for å opprettholde, eventuelt øke produksjonen ut i 90-årene.
- 2 To forhold synes å være meget sentrale ved vurdering av de ulike utbyggingsoppgaver. For det første bør man ut fra en total samfunnsmessig vurdering bestemme seg for hvilket innsatsnivå som er best tilpasset de norske interesser og forhold. For det andre bør man få nærmere avklart muligheter som foreligger for en økonomisk avsetning av norsk gass, hvor raskt dette må skje, og fra hvilke deler av sokkelen.
- 3 Rekkefølgen og detaljene i de utbyggingsoppgaver som settes i gang bør dessuten ses i lys av holdning til gass-eksport, valget av konsept for Troll-feltets første utbygging, og muligheten for produksjon fra Nord-Norge.

Konsekvenser og nødvendige beslutninger

Med de framtidige oppgaver norske og utenlandske operatørselskaper står overfor, vil norsk utdanningskapasitet for en rekke kategorier fagfolk kunne bli en begrensende faktor med mindre dette forhold kompenseres ved å importere varer og tjenester. For en rekke spesialiteter er det imidlertid et stramt marked også på verdensbasis.

Norske operatører vil etter hvert stå meget sentralt i framtidig utbygging. I tillegg kommer etablerte utenlandske operatører med en oppbygget kompetanse. For å utnytte kompetansen tilstrekkelig, er det viktig å vurdere aktivitetsnivå, antallet operatører, kapasitet og kompetanse i sammenheng.

Av stor viktighet er at man såvel forskningsmessig som industrielt forbereder seg med en kompetanseoppbygging om norsk industri skal kunne mestre de framtidige oppgaver på sokkelen.

De fleste prognoser forutsier at det vil bli et stigende behov for gass både på Kontinentet og i Storbritannia fra begynnelsen av 90-årene. Disse prognose-er gjelder under forutsetning av en jevn økonomisk vekst (ca 2,0 % pr år) og ingen vesentlige endringer i fordelingen mellom de forskjellige energibærere fra i dag.

Det synes derfor viktig at en planlegger med sikte på å delta på dette markedet. Resultatene av analysen viser at dette er mulig under en rekke utbyggingsbaner, selv om det i noen grad er avhengig av målsetninger som jevn aktivitet og tempo i utbyggingen.

Endringer i realpriser de nærmeste årene kan medføre at en rekke prosjekt må revideres med hensyn til utbyggingsmåte, noe som videre kan resultere i tidsforskyvninger i prosjektgjennomføring. Det er bl.a. på denne bakgrunn viktig med en kontinuerlig planlegging av sokkelaktivitetene slik at en kan forberede framtidige beslutninger med ajourførte forutsetninger.

Styringsmulighetene for aktiviteten på sokkelen øker sterkt ved å ha en total plan for framtidig aktivitet hvor det er mulig å se ulike forhold i sammenheng. Planlegging på denne måten gjør det mulig å påvirke beslutningene i en ønsket retning. Utbyggingsaktiviteten på lang sikt avhenger av dagens kartlegging og undersøkelsesaktivitet. Tempoet i denne aktivitet til nå har vist seg å gi den nødvendige fleksibilitet med hensyn til reservemengde. Det synes ikke å framgå av analysen at det er behov for noen generell endring i denne aktivitet. I tillegg synes det viktig at enkelte gassfunn i Nordsjøen avklares nær-

mere i relativt nær framtid. Dette for å ha den nødvendige fleksibilitet til å igangsette utbygging av disse, dersom forventningene til videre funn i Nord-Norge ikke slår til, eller dersom utbyggingen av Troll-feltet av en eller annen grunn utsettes.

Det forventes at feltutbyggingsplaner for Sleipner, Oseberg og Troll vil bli forelagt myndighetene i løpet av de første årene. Hvordan disse bygges ut vil i stor grad avgjøre det totale aktivitetsnivå. Omfanget av mindre felt som blir bygget ut vil hovedsakelig bli avgjort av prisutvikling, tilgjengelig infrastruktur og selskapenes vilje til å investere.

6. Spesielle utredninger og prosjekter

Oljedirektoratet har i 1982 totalt bevilget kr 6 mill til spesielle prosjekter. Dette fordeler seg med kr 2,5 mill til prosjekter for Avdeling for sikkerhetskontroll, kr 2,8 mill til prosjekter for Avdeling for ressursforvalt-

ning og 0,7 mill til prosjekter for Juridisk/Økonomisk avdeling. Prosjekttittel og utførende institusjon er listet opp i tabellen nedenfor.

Avdeling for sikkerhetskontroll

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Kartlegging av støyeksponering for offshore-personell.	STI
Etablering av data for utarbeidelse av forskrifter	
Gjennomføring av regionale konferanser under tittelen 'Oljearbeideren, familien og samfunnet'	Gjennomført ved 3 konferanser
Kjemikalier i offshoreaktiviteten	Samarbeidsprosjekt, flere institusjoner
Forskrifter, strålevern offshore	Oljedirektoratet
Filmprosjekt: 'Det organiserte verne- og miljøarbeid på faste installasjoner'	Informasjonsfilm og Video A/S
Kontroll og bedømmelse av akrylvinduer	Nyborg Plastindustri
Retningslinjer for spesifikasjon og operasjon av dynamisk posisjonerte dykkerskip	Samarbeid Oljedirektoratet/britiske myndigheter
Vurdering av sannsynlighet for evakuering av dykkere under trykk fra flyttbare innretninger i Nordsjøen	DnV
Akseptkriterier for internkontroll	Firma Organisation & Ledning A/B
Studiereise om opplæring og kontroll	Oljedirektoratet
Innkjøp av spesialkart for Oljedirektoratets beredskapsrom	Oljedirektoratet
Medlemskap hos Welding Institute	Oljedirektoratet
Deltakelse i utmattingsprogrammet	DnV/SINTEF
Hydrogen induced stress corrosion cracking and hardness of welded structural and pipeline steels	Welding institute
Konstruksjonsforskrifter	Samarbeid Oljedirektoratet/konsulenter
Korrosjonskontroll av offshore rørledninger II	Oljedirektoratet
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
Dokumentasjonsteknikk	DnV
Dataopptak og presentasjon	DnV
Preparation of revised guidance on underwater inspection	CIRIA - UEG
Videreutvikling av boredatabank	Rogalandsforskning
Revisjon av boreforskrifter	Oljedirektoratet
Demonstrasjon av rørhåndteringssystem	Oljedirektoratet
Retningslinjer for dokumentasjon av selektivitet i vekselstrømsystem	
Vern av elektromotorer i eksplosjonsfarlige områder	EU CONSULTANTS
	EFI

Støtte til NEK i forbindelse med norsk deltakelse i internasjonalt standardiseringsarbeid vedr forskrifter for elektriske anlegg og områdeklassifisering	Norsk Elektronisk komité
Akseptkriterier for utstyr til brannbekjempelse på helikopterdekk	Oljedirektoratet
Akseptkriterier for gassturbiner	DnV
Akseptkriterier for undervannsprødsjonssystemer	DnV
Utvikle retningslinjer for godkjenning av fleksible slanger og rør i hydrokarbonsystemer	DnV
Sprøbruddegenskaper for brønnhoder og ventiler	Welding institute
- evaluering av krav	Oljedirektoratet
Akseptkriterier for hydrokarbonbrannvegger	Elektrisitetetsforeningens Forskningsinstitutt (EFI)
Registrering og lokalisering av lynutladninger	Oljedirektoratet
Vurdering av operasjons- og nødprosedyrer	Oljedirektoratet
Revisjon av dykkeforskriftene	Oljedirektoratet
Examination of the influence of node flexibility on the design of jacket structures	Underwater Engineering Group
Miljøbelastninger marine konstruksjoner	NTH
Inspeksjonsteknikker under vann	DnV
Grøptæring på strukturer og rørdledninger	DnV
Corrosion control in seawater at depths down to 500 m	DnV og Norsk Skipsforsknings Institutt

Juridisk-Økonomisk avdeling

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Nøyaktighet ved måleblending	Rogalandsforskning
NEL - automatisk prøvetaking av råolje	National Engineering Laboratory
Produksjonsrapporteringssystemet PPRS	Rogalandsforskning
Produksjonsavgifts-beregningssystem (PABS)	Kvam Data A/S
Videreutvikling av regnemodellen Virkmod	Norconsult A/S
Vedlikehold og videreutvikling av Selskapsmodellen	Chr Michelsens Institutt
Økonomisk analyse av prosjektporteføljen på kontinentalsokkelen	SINTEF
Economic implication of pipeline reliability	Batelle Geneva Research Centres

Avdeling for ressursforvaltning

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Reservoarsimulering Troll-feltet	Franlab Consultant
Bedre utnyttelse av tilgjengelig energi på produksjonsanlegg til havs	Otter-gruppen/SINTEF
Anskaffelse og kobling av reservoarsimuleringsmodeller	Rogalandsforskning
Stabilitet av skråstilte og horisontale borehull	SINTEF
Forprosjekt reservoarteknisk simulering - Statfjord-feltet	Institutt for energiteknikk
System og programmeringsprosj.	Chr Michelsens Institutt
Beregning av usikkerhet i produksjonsprognosene	Chr Michelsens Institutt
Muligheter for utnyttelse av eksisterende installasjoner på kontinentalsokkelen	Aker Engineering
Basement prosjekter, kjerner - aldersdatering	Universitetet i Oslo
Geologisk analyse Murchison og Statfjord-prosjektet	Universitetet i Oslo
Videreutvikling av databasen 'ILGI'	Rogalandsforskning
Petrofysisk analyse, Troll-feltet	Universitetet i Bergen og
Kildebergartsstudier og geokjemiske analyser	Universitetet i Oslo
Petrografisk analyse av Ekofisk- og Tor-formasjonene i Ekofisk-området	Institutt for Kontinentalsokkelundersøkelser
	Universitetet i Aarhus

7. Internasjonalt samarbeid

7.1 NORDVEST-EUROPEISK SAMARBEID

Den tredje nordvest-europeiske konferanse om 'Safety and pollution safeguards in the development of North-West European mineral resources' ble avholdt i Oslo i tiden 10.-13.5.82. Deltakerlandene i det internasjonale harmoniseringsarbeid er Belgia, Danmark, Eire, Frankrike, Nederland, Norge, Storbritannia, Sverige og Forbundsrepublikken Tyskland.

På Oslo-konferansen var dessuten følgende organisasjoner representert ved observatører:

International Maritime Organization
International Labour Office
European Community, Oil Industry
International Exploration and Production Forum
International Association of Classification Societies
International Association of Drilling Contractors

Et vesentlig siktemål med konferansen var etableringen av et frivillig sertifiseringssystem for flyttbare borefartøy. Konferansen gikk inn for etableringen av et slikt system som bl a vil bidra til et fortsatt regelsamarbeid med sikte på harmonisering av sikkerhetsregler i Nordsjøområdet.

Konferansen anbefalte deltakerlandene formelt å adoptere det foreslåtte frivillige sertifiseringssystem. Norge sluttet seg til systemet 25.6.82. Deltakerlandene ble i brev av 7.7.82 fra Sjøfartsdirektoratet underrettet om dette. Dette innebærer at Norge har godtatt de sertifiserings- og oppdateringsprosedyrer som konferansen anbefalte.

I to-årsperioden 1982-84 ivaretar Storbritannia sekretariatfunksjonene i forbindelse med oppdateringsarbeidet for de ulike sikkerhetsstandarder anbefalt av konferansen. Storbritannia er vertsland for den fjerde nordvest-europeiske konferanse som er planlagt gjennomført i 1984.

7.2 DEN INTERNASJONALE SJØFARTSORGANISASJON IMO

Oljedirektoratet var i 1982 representert med 1 representant oppnevnt som medlem i den norske delegasjon til IMOs "Sub-committee on Standards of Training and Watchkeeping" 15. sesjon. Underkomitéen sluttbehandlet en anbefaling vedrørende grunnleggende sikkerhetsopplæring for personell på flyttbare innretninger. Underkomitéens anbefaling planlegges behandlet i sjøsikkerhetskomitéen i juni 1983.

Oljedirektoratet har også vært representert i norsk delegasjon til IMOs "Sub-committee on Ship Design and Equipment" i forbindelse med spørsmål benyttet til regelverk og tilsyn med dykkersystemer på skip mv.

7.3 DET EUROPEISKE FELLESSKAP

Oljedirektoratet følger arbeidet innen det europeiske

felleskap hva angår harmonisering av sikkerhetskrav mv relatert til petroleumsvirksomheten til havs. Norge har status som observatør i møter/konferanser mv som arrangeres i fellesskapets regi under benevnelsen "Safety and Health in the Oil and Gas Extractive Industries".

7.4 BISTAND TIL FREMMEDE STATER

Oljedirektoratets bistand til andre land gjennom NORAD har fortsatt i 1982 etter samme mønster som i 1981. Hovedtyngden av arbeidet har knyttet seg til de to hovedsamarbeidsland Tanzania og Mocambique. I Tanzania har oppgavene dreid seg om generelle råd i forbindelse med kartlegging på sokkelen, så vel som vurdering av funn og opplæring av stipendiater i Stavanger. Oppgavene i Mocambique var hovedsakelig knyttet til de omfattende seismiske undersøkelser som ble avsluttet i første halvdel av 1982, og den påfølgende tolkning av disse undersøkelsene. Mot slutten av året var man opptatt med forberedelsene til den planlagte åpning av områder neste år.

Oljedirektoratet har også bistått NORAD med planlegging og gjennomføring av seismiske undersøkelser på pakistansk sokkel. Videre har Oljedirektoratet foretatt en del vurderinger i forbindelse med foreslåtte prosjekt i bl a Burma, Kenya og Guyana.

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. Møter er avholdt i den tekniske komitéen for petroleumprodukter og i underkomitéene for måling.

7.6 JAN MAYEN

I 1981 ble det inngått en grenseavtale mellom Norge og Island om sokkelen sør for Jan Mayen. Som en del av grenseavtalen er man blitt enige om å gjøre felles undersøkelser sammen med Island innen et nærmere definert område. Området ligger dels på islandsk side, men hovedsakelig på norsk side av grenselinjene. Norge har påtatt seg å finansiere utgiftene ved undersøkelsene, og Oljedirektoratet er pålagt å stå for gjennomføringen.

Det anses nødvendig å skyte ca 3 000 km seismikk for å definere de geologiske hovedtrekk i området. Forberedelsene er allerede i gang, og selve undersøkelsene skal gjennomføres i 1984.

8. Fagartikkel

8.1 HELSEPROBLEMER VED DYKKING INNLEDNING

Under vann er mennesket i et fremmed miljø der det for å overleve mer enn noen minutter er avhengig av tekniske hjelpemidler. De tekniske og medisinske problemer ved dykking er kompliserte, og det kan virke tiltalende å benytte andre løsninger som f eks små fjernstyrte eller bemannede undervannsfarkoster som har et innvendig trykk svarende til overflattetrykket. Mennesket blir da fysisk fjernet fra arbeidsoppgavene og blir derved avhengig av det tekniske utstyr på utsiden av undervannsfarkosten for å utføre praktisk arbeid under vann. Det viser seg i praksis ofte vanskelig å erstatte mennesket pga den fine koordinering som er mulig gjennom menneskets sanser og bruk av hendene. Dykkere vil derfor i overskuelig framtid fortsatt være nødvendige for å utnytte kontinentalsokkelen.

Til daglig puster vi luft som består av ca 21 % O₂ (oksygen) og 79 % N₂ (nitrogen) pluss små mengder andre gasser. I kroppen vil de samme gasser være oppløst i kroppens vev og ha samme trykk som luften rundt oss. Etter hvert som dykkeren går dypere vil omgivende trykk øke, og trykket på pustegassen må økes tilsvarende. Når dykkeren får tilført gass under høyere trykk betyr det at mer gass blir løst opp i kroppens vev. Når kroppen ikke kan ta imot mer gass sier vi at kroppen er 'mettet' med gassen.

Luft har følgende ulemper:

1. Med økende dybde har nitrogen en gradvis tiltagende narkotisk effekt som av dykkere blir kalt 'dybderus'. Dykkeren handler mindre og mindre fornuftig og blir en fare for seg selv og andre. Dykking med luft tillates derfor bare til 50 meters dyp.
2. Med økende dybde og avhengig av kombinasjonen oksygentrykk og eksponeringstid får oksygen uheldige virkninger på lungene og sentralnervesystemet. I praktisk dykking er det derfor nødvendig å minske andelen oksygen i pustegassen.
3. Gassen blir tyngre å puste ved økende dybde fordi økingen i trykket vil gi større tetthet av gassen.

Pustegassens sammensetting er derfor avgjørende for å komme dypere. En har valgt helium som erstatning for nitrogen. Helium er en edel gass med små virkninger på kroppen, den er lett og blir, når den er presset sammen, mindre tung å puste enn luft. En tilsetter oksygen i riktig mengde slik at den, uan-

sett dybde, vil være trygg å puste. Ved et dykk til 100 m vil en ha et totalt trykk 11 ganger større enn på overflaten, og en kan da benytte en blanding med kun 4% oksygen og 96 % helium og likevel oppnå en pustegass med et oksygentrykk innenfor sikre grenser.

DYKKERELATERTE SYKDOMMER

Trykkfallsyke

På vei opp gjennom vannet vil trykket rundt kroppen falle og gassene som var løst opp i kroppens vev må nå ut av kroppen. Går dykkeren for fort opp vil gassene felle seg ut som gassbobler i blodbanene eller kroppens vev. Dette er mekanismen i trykkfallsyke (dykkersyke). Mekanismen kan demonstreres ved å åpne en seltersflaske som inneholder kulldioksyd (CO₂ oppløst i væsken. Når korken fjernes minker trykket over væsken og gassen feller seg ut i væsken; det bruser i flasken.

For å få gassene ut av kroppen må den få tid på seg til å bevege seg fra kroppsvevene til lungene og pustes ut. Den tid som trengs bestemmes av dybden dykkeren har vært på og hvor lenge dykkeren var der. Når en dykker får trykkfallsyke kan symptomene variere fra kløe i huden til alvorlige lammelser. For å unngå trykkfallsyke er det utviklet tabeller som viser hvor fort og hvordan en skal gå opp etter dybden og varighet av dykket.

Den medisinske betydning av å ha gjennomgått trykkfallsyke er uklar. Det er en sammenheng mellom tilstanden aseptisk bennekrose og det å ha gjennomgått trykkfallsyke, men sammenhengen er uklar. De fleste tilfelle av trykkfallsyke gir lette symptomer og lar seg lett behandle når en har et trykkammer. De alvorligste tilfelle som rammer sentralnervesystemet kan føre til varig invaliditet. Ved hurtig og riktig behandling kan man oppnå klinisk full helbredelse.

Metningsdykking er en praktisk løsning som reduserer antall dekompresjoner dykkeren må gjennom når en oppgave skal utføres under vann. En benytter da et trykkammersystem som er bygget slik at dykkeren kan oppholde seg der i lengre tid. I systemet opprettholdes et miljø med bl a riktig pustegassblanding og temperatur. Kammersystemet settes under et trykk som tilsvarer trykket på havbunnen der arbeidet skal utføres. Når dykkeren oppholder seg under et slikt trykk vil som tidligere nevnt vevene i kroppene etter en tid bli mettet med den omgivende

gassblandingen. Dykkeren bringes ned til arbeidsstedet i en dykkelokke, tar på seg det nødvendige utstyr, går ut i vannet og utfører sitt arbeid. Til dykkeren i vannet går en slange som sørger for pustegass, kommunikasjon og oppvarming. Etter endt arbeidsøkt vender han tilbake til kammeret via klokken. Dykkeren vil da være under samme trykk hele tiden og blir ikke utsatt for trykkfall som kan gi trykkfallsyke. Staffjord-feltet ligger på 150 m dyp og det tar ca 4,5 døgn å bringe en dykker i metning tilbake til overflatetrykk. Denne metoden kalles metningsdykking og brukes daglig i Nordsjøen. En slik periode i metning varer vanligvis fra 16-24 døgn.

Barotraume

Et annet problem ved oppstigning er at den gass som befinner seg i kroppens hulrom vil utvide seg, og hvis gassen ikke slipper fort nok ut gjennom de naturlige kroppsåpninger, vil en få et relativt overtrykk i hulrommene. Overtrykket kan føre til skader. Dette fenomenet kalles barotraume. Barotraume i lungene (pulmonært barotraume = lungesprengning) kan forårsake at gassbobler beveger seg fra lungeblærene til blodbanene og følge med blodet til hjerte og hjerne for der å kunne føre til alvorlige skader.

Aseptiske bennekroser

Dette er en skade i de lange rørrørknokler som kan oppstå hos mennesker som har oppholdt seg under trykk. Det er en sammenheng mellom trykkfallsyke og risikoen for aseptisk bennekrose, men en kan ikke med sikkerhet forklare denne sammenheng. En komité i England følger nøye med i denne tilstanden og har hos 4890 yrkesdykkere funnet 207 (4,2 %) med denne tilstanden. Kun 3 av disse 207 har fått alvorlige invalidiserende leddskader. Det finnes ingen komplett oversikt over det antall dykkere som kan ha fått dykkerforbud pga denne tilstand, men ved et større medisinsk senter i England fikk i perioden 1967-81 4 dykkere dykkerforbud pga aseptisk bennekrose. Det forskes på årsaken til denne tilstanden og en håper å kunne finne fram til forebyggende tiltak. Alle yrkesdykkere blir nøye kontrollert for aseptisk bennekrose.

Høytrykks nervesyndrom (High Pressure Nervous Syndrom = HPNS)

Denne tilstand har vært kjent siden 1965. Den er ikke noe problem ved de dyp som har vært operasjonelle dyp i Nordsjøen fram til idag. Fra ca 180 m er det hos enkelte dykkere mulig å registrere de letteste tegn. Det er en tilstand som ses hovedsakelig under økingen av trykket (kompresjonen) og er avhengig av hvor fort kompresjonen utføres og hvor dypt en går. Ved å ta hensyn til det vi i dag vet om denne tilstanden er det mulig å utføre dykking til større operasjonelle dyp enn det som er vanlig i dag. Ved f eks en for hurtig kompresjon til store dyp kan en få de tegn på tilstanden en kjenner som: kvalme, skjelvinger, korte anfallet av en søvnliggende tilstand (microsleep), kon-

sentrasjonsvanskeligheter oa. Vurderinger gjort av tre forskjellige instanser i verden i 1982 konkluderer med at en pr i dag ikke har holdepunkter for at tilstanden gir varige skader av sentralnervesystemet. Tilstanden vil fortsatt bli viet oppmerksomhet gjennom økt erfaring og forskningsinnsats.

Problemer med kroppstemperaturen

På overflaten tåler mennesket ganske store variasjoner i den omgivende temperatur, og stillestående luft er ingen god varmeleder. Med økende dybde blir gassen tettere, og samme volum gass kan derved ta med seg større mengder varme. Vann er en god varmeleder, og dykkeren må ha metoder for å beskytte seg mot dette varmetapet. I Nordsjøen nyttes mest drakter som det renner varmt vann gjennom. Varmt vannet blir sendt fra overflaten ned til dykkeren, og en regner i praksis at fra 50 m og dypere er slik aktiv oppvarming nødvendig. Fra 150 m regner vi med at pustegassen er blitt så tett at den vil ta med seg så mye varme at det er nødvendig med et oppvarmingssystem for pustegassen. Ved økende dybde blir det nødvendig å holde temperaturen, både i kammeranlegg og hos dykkeren i vannet, innenfor stadig snevrere grenser. En antar at senket kroppstemperatur har vært en medvirkende faktor i enkelte ulykker, og i noen tilfelle den direkte dødsårsak. Oppvarmingssystemene en benytter for å opprettholde dykkerens kroppstemperatur, har også ført til ulykker når temperaturen er blitt for høy. Det vanligste resultat har vært lettere brannskader, men enkelte alvorlige tilfelle har forekommet.

DYKKERELATERTE ULYKKER OG DERES FOREBYGGING

Innledning

Siden 1978 har Oljedirektoratet hatt det forvaltningsmessige tilsyn med den dykking som utføres på kontinentalsokkelen i forbindelse med undersøkelse etter og utvinning av undersjøiske naturforekomster.

Dykkeseksjonen i Oljedirektoratet mottar informasjon fra flere kilder om yrkesbetinget personskaade som er påført under virksomhet til havs i forbindelse med dykking: Rikstrygdeverket, dykke-entreprenør, operatørselskapet, leger, sykehus og dykkerne selv. Når den mottatte informasjon er utilstrekkelig, og ved enhver alvorlig ulykke, vil seksjonen selv innhente ytterligere opplysninger. Begrepet 'ulykke' er ikke entydig og det finnes tallrike definisjoner. Ved den praktiske vurdering av en ulykke må en se på de tre hovedelementene:

- årsaker til at hendelsen oppstod
- hendelsen som førte til de gitte konsekvenser
- konsekvensenes art og alvor

Det er vanlig å sette ulykkene opp mot faktorer som den eksponerte yrkesbefolkningen, aktivitet, eksponeringstid ol. Antall dykkere som har arbeid tilknyttet utnyttelsen av petroleumsforekomstene i alle sektorer av Nordsjøen er forsiktig anslått til

ca 2 000, derav er ca 10 % norske. En har altså å gjøre med en liten yrkesbefolkning. Dykkingen på den norske kontinentalsokkelen har i fireårsperioden 1978-81 vært svært stabil med et årlig gjennomsnitt på 167 000 metningstimer og 1 440 overflateorienterte dykk. I tillegg må en ta med i vurderingen en rekke andre faktorer som er lite kjent fra andre områder av yrkeslivet, f.eks. den endrede menneskelige funksjon, det fremmede miljø og det omfattende teknologiske system som er nødvendig for å beskytte dykkeren. Det er på denne bakgrunn vanskelig å anvende statistiske metoder vanlige for ulykkesvurderinger i større yrkesbefolkninger.

I perioden 1978-81 mottok Oljedirektoratet 224 rapporter om sykdom eller skade som har rammet dykkere, se fig 8.1.a. 121 av rapportene dreier seg om trykkfallsyke.

Trykkfallsyke

De helsemessige konsekvensene av å ha gjennomgått trykkfallsyke er diskutert ovenfor. For å kunne vurdere eventuelle langtidseffekter er det nødvendig med en registrering av de som blir rammet av denne sykdom.

Trykkfallsyke forårsakes av at trykket rundt dykkeren faller for fort. Basert på forskning og praktisk erfaring er det derfor utviklet tabeller for hvordan trykket skal falle: dekompresjonstabeller. Når en dykker får trykkfallsyke under bruk av en av de eksisterende tabeller må en vurdere tre mulige årsaker:

- 1 tabellen er ikke fulgt
- 2 tabellen er ikke god nok
- 3 spesielle faktorer gjør at en dykker likevel får trykkfallsyke.

Det er rimelig grunn til å anta at tabellene ikke ble fulgt i enkelte tilfelle. I andre tilfelle er tabellene blitt modifisert som følge av den erfaring en har fått med tabellene. Den siste gruppen er vanskelig å vurdere idet det er forskjell på dykkere mht hvor lett de kan få trykkfallsyke. Variasjoner forekommer selv hos den enkelte dykker fra gang til gang. En kjenner en rekke faktorer som spiller inn og en prøver å kartlegge og motvirke disse faktorer.

Behandling av trykkfallsyke skjer best ved å øke trykket rundt dykkeren igjen, og ved å gi dykkeren en økt mengde rent oksygen å puste. Dette oppnås tryggest ved bruk av et trykkammer. Ved dykking i Nordsjøen skal det ved dykking til dyp større enn 10 m være et trykkammer tilstede på overflaten klart til bruk. Ved behandling av trykkfallsyke nyttes egne tabeller: rekompresjonstabeller. Når en vurderer resultatet av en rekompresjonsbehandling vil en gjøre en vurdering svarende til den som gjøres for dekompresjonstabeller. Det skjer derfor også en stadig utvikling av rekompresjonstabellene på samme måte som det stadig foregår en utvikling av behandling innen andre medisinske fagområder.

De fleste tilfelle av trykkfallsyke på norsk sokkel i denne perioden har vært lette og blitt behandlet på stedet, og de har ikke ført til kjente varige problemer

for dykkerne. Det har ikke vært noen dødsfall eller varige invalidiserende skader. Antall mottatte rapporter viser en gledelig reduksjon i antall tilfelle av trykkfallsyke.

Andre skader ved ulykker

Figur 8.1.b viser fordelingen av alle skader som oppsto under økt omgivende trykk. Foran ble trykkfallsyke gjennomgått.

Av andre ulykker som oppsto under trykk var de fleste skader forårsaket av fall, slag ol. Det viktigste i vurderingen av slike ulykker er om de kan føres tilbake til spesielle sider ved det hyperbare anlegget, utstyr eller de prosedyrer som ble benyttet.

En type ulykke innen dykking som krever en nøye utredning er en dykker som får feil gasstilførsel med for lite eller ingen oksygen. Prosedyrer og teknologi er laget for å sikre dykkeren rett mengde oksygen hele tiden. En svikt i oksygentilførselen er derfor en alvorlig ulykke som i løpet av sekunder kan koste dykkeren livet. Sagt på en annen måte er det sekunder som kan skille en nesten-ulykke fra et dødsfall.

Ved detaljstudie av en slik ulykke fant en ikke at teknisk svikt eller feil var noen faktor av vesentlig betydning i årsakskomplekset til ulykken. De fleste årsaksfaktorer ble funnet å være menneskerelaterte.

KONKLUSJON

Å redusere sannsynligheten for og begrense konsekvensene av ulykker i forbindelse med dykking må være målet for registrering av ulykker ved dykking. Den innsats som kan kreves og forventes i forebygging av dykkerulykker må bestemmes av konsekvensenes art og alvor. Konsekvensene kan være åpenbare med en gang eller de viser seg først etter lang tid. Innsatsen må derfor hele tiden vurderes i lys av det en vet og nye kunnskaper. Informasjonsmengden om de tekniske, medisinske og fysiologiske forhold ved dykking er stor og det kommer stadig ny informasjon og kunnskaper. Dette gjør det nødvendig med en bred tverrfaglig ekspertise ved vurdering av dykkerulykker. Registrering av dykkerulykker som verktøy til å forebygge slike ulykker er nyttig. Bruk av informasjon fra ulykkesregistrering må være i samsvar med praktiske muligheter og realistiske forventninger.

I denne perioden har studiet av ulykker bl a ført til forandringer i enkelte dykkeentreprenørers prosedyrer. I andre tilfelle har Oljedirektoratet sendt ut sikkerhetsmelding til alle dykkeentreprenører. Det vil i nærmeste framtid foreligge nye forskrifter for dykking der en bl a har tatt hensyn til den erfaring en har fått fra de innrapporterte ulykker. Personellkvalifikasjoner er av betydning for sikkerheten, og for dykkere er det derfor innført et sertifikatsystem basert på kvalifikasjoner.

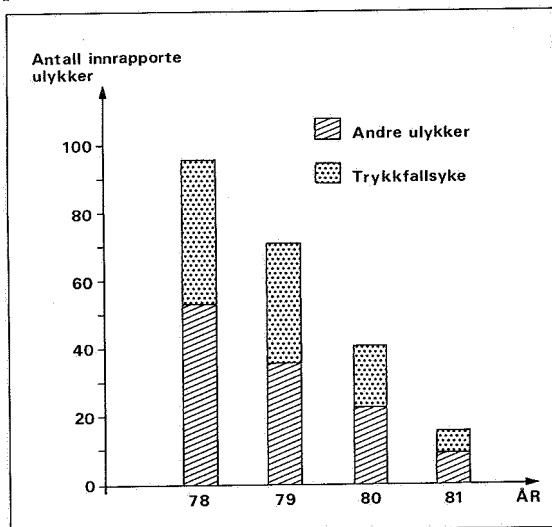
Det totale antall mottatte rapporter viser en synkende tendens i fireårsperioden 1978-81. Forholdet mellom antall dykkere som har fått trykkfallsyke og de som er blitt rammet av andre ulykker, er forholds-

vis konstant og gir, sammen med det generelle inntrykk en har av dykkevirksomheten, grunn til å anta at det foregår en korrekt innrapportering. Fallet i det totale antall årlige rapporter kan derfor med forbehold tolkes som å reflektere at den dykking som utføres i dag er blitt tryggere. Idet dykkebefolkning-

en er så liten kan en enkeltulykke som rammer flere forandre bildet fullstendig.

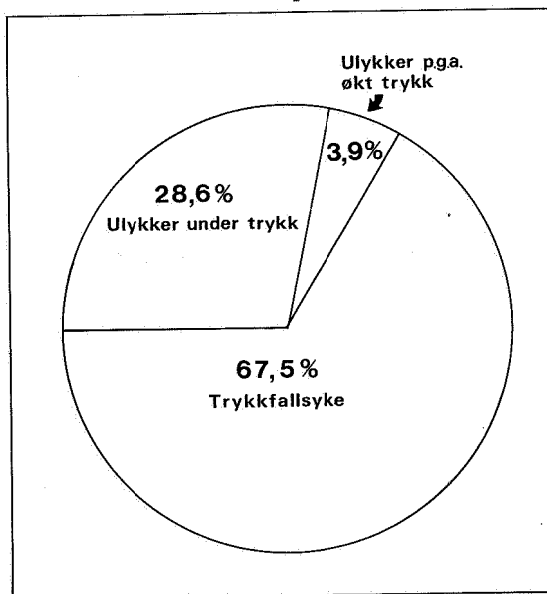
Det vil skape et bedre grunnlag for å vurdere ulykker om en utvikler det internasjonale samarbeidet rundt Nordsjøen mellom dykkeentreprenørene, operatørene, de berørte offentlige forvaltningsorganer og kvalifiserte forskningsinstitusjoner.

FIG. 8.1.a
Det totale antall mottatte rapporter 1978 - 81
Total number of diving-related accidents reports received 1978-81



:: = decompression sickness
/// = other accidents

FIG. 8.1.b
Innrapporterte ulykker som skjedde under økt omgivende trykk
Distribution of accidents due to or sustained under increased ambient pressure



9. Statistikk og oversikter

9.1 MÅLENHETER

Oljedirektoratet vil normalt benytte enhetene fra Det internasjonale enhetssystem, SI. Dette systemet anbefales også for bruk av oljeselskapene som opererer på sokkelen.

Imidlertid er det tradisjonelt slik at andre enheter enn de som tillates brukt i SI, har en meget sterk posisjon i petroleumsindustrien.

I tab 9.1 har en tabulert fysiske størrelser sammen med de enheter fra SI som oftest brukes for disse. Videre har en tabulert formel til bruk for omregning fra andre enheter til den tilsvarende SI-enhet.

En har videre en del begreper og uttrykk for forkortelser som ofte forekommer i forbindelse med produksjonsdata for olje og gass og som har tilknytning til målenhetene. En del 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 normalt som volumets "standard-tilstand" eller "referanse-tilstand". De to vanligste referanse-tilstander er a) 60°F, 0 psig og b) 15°C, 1.01325 bar.

Andre trykk- og temperaturreferanser enn disse kan også forekomme. En bør merke seg at uttrykk som "standard-tilstand", "Barrels at standard conditions" etc ikke er entydige dersom ikke trykk- og temperaturreferanser er definert.

Referanse-tilstand (b) anbefales brukt av Den internasjonale standardiseringsorganisasjon, ISO. Videre ble denne referanse-tilstand innført som Norsk Standard i 1979. Oljedirektoratet arbeider med å innarbeide denne referanse-tilstand både for internt bruk og for rapporter fra oljeselskapene.

Nøyaktig omregning av et oljevolum fra en tilstand til en annen innebærer bruk av spesielle tabeller. For overslags-beregninger kan en imidlertid regne at et volum ved 60°F, 0 psig tilnærmet tilsvare volumet ved 15°C, 1.01325 bar.

Vanlige forkortelser:
Sm³ = standard kubikkmeter. Temperatur- og trykkreferanser må oppgis for å gi enheten en entydig mening.

Barrels at standard conditions = tradisjonell amerikansk enhet. Referanse tilstand vanligvis 60°F og 0 psig.

Omregning:

1 Sm³ tilsvare ca 6.29 barrels at standard conditions.

Mengdeangivelse - gass:

I enda sterkere grad enn for oljevolum vil den tallmessige verdi av et gassvolum være bundet til det trykk og den temperatur volumet refererer seg til. Fire referanse-tilstander er vanlige å benytte: a) (60°F, 14.73 psia), b) (60°F, 14.696 psia) c) (15°C, 1.01325 bar) d) (0°C, 1.01325 bar). Referanse-tilstandene a), b) og c) omtales vanligvis som 'standard-tilstander', d) som 'normal tilstand'.

En kan ikke omregne et volum nøyaktig fra en tilstand til en annen uten å ha kjennskap til gassens fysiske egenskaper. For overslagsberegninger kan en imidlertid regne at et volum av samme mengde gass er tilnærmet lik i tilstand (a), (b) og (c) og at volumet av mengden er 5 % lavere i tilstand (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 tilsvare ca 0,95 Nm³

1 Sm³ tilsvare ca 35.31 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 tetthet av olje i forhold til vann.

Olje og vann har temperatur 60°F og trykk

tilsvarende atmosfæretrykk på målested.

Tallet er ubenevnt.

(b) API-Gravity at 60°F:

Specific Gravity 60/60°F uttrykt ved for-

størret 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 referansetilstander er liten.

Angivelse av olje og gass i oljeenheter

Olje og gass omtales ofte i form av tonn oljeenheter i sammenhenger der nøyaktige mengde- eller kvalitetsangivelser ikke er påkrevd. Omregningen har sitt utgangspunkt i energimengden som frigjøres ved forbrenning av olje og gass. For mange oljer og gassers vedkommende vil energimengden i et tonn olje være nær energimengden i 1 000 SM³ gass. Denne omregningsfaktoren er svært enkel å bruke, samtidig som kvalitetsforskjellen mellom olje og gass er såvidt stor både ved behandling, lagring, distribusjon og anvendelse at det ikke er riktig å angi omregningen med flere siffer. Vanlig praksis er derfor:

1 tonn oljeenheter (t.o.e) tilsvarer 1 tonn olje eller 1 000 Sm³ gass.

TAB 9.1

Enkelte enheter fra SI med omregningsformer til andre enheter. (Ref. BO R-1000, API Publ. 2563).
Some units from SI.

Størrelse	Navn	Symbol	Omregningsformel	Anmerkning
Lengde	meter	m	Inches x 0.0254 Feet x 0.3048 Yards x 0.91440 Miles (US-Statute) x 1609.344	
Masse	kilogram	kg	Pound-mass (lbm avoirdupois) x 0.45359237 Long tons x 1016.047 Short tons x 907.1847 Tonn x 1000 (tillatt i SI-syst.)	
Temp.	kelvin	K	°Celsius + 273.15 Rankine x 5/9	
	grad Celsius	°C	(°F-32) x 5/9	
Stoffmengde	mol	mol		Elementærentiteter (atomer, molekyler osv) må oppgis
Areal	kvadratmeter	m ²	Acre x 4046.856 Foot ² x 0.90290304 Inch ² x 0.0006451600	
Volum	kubikk-	m ³	Barrel x 0.1589873 Foot ³ x 0.02831685 Acre ft x 1233.5 US gallon x 0.0037854	NB! En nøyaktig angivelse av volum, olje eller gass innebærer at trykk og temperaturreferanse 34 oppgitt. Omtrentlig omregning av olje og gassvolum er: Til Sm ³ olje: Barrels x 0.159 Til Sm ³ gass: Nm ³ x 1.055 Scuft x 0.0283
Densitet	Kilogram pr. kubikkmeter	kg/m ³	141.5 x 100, lb/gal. x 119.83	
			• API + 131.5 lb/barrel x 2.8530 lb/cuft x 16.018	
Kraft	newton	N	Pound-force (lbf avoirdupois) x 4.448221615260 kp x 9.806650	1 kg har tyngde ca. 9.81 N
Trykk	pascal bar	Pa —	Bar x 100000 (Bar tillatt i SI-syst) mm Hg x 0.00133322 psi x 0.06894757	1 Normalatmosfære = 1.01325 bar 1 Teknisk atmosf. = 0.9806650 bar 1 kp/cm ² tilsv. 1 teknisk atmosfære 1 kg/cm ² tilsv. 1 teknisk atmosfære
Energi	joule	J	Kalorier x 4.19 (omtrentlig) Btu x 1060 (omtrentlig)	Kalori og Btu enhetene må nærmere spesifiseres for nøyaktig omregning
Effekt	watt	W	hk x 735,499	Engelsk/amerikansk horsepower ikke entydig. Vanligvis ca. 745 W Watt er definert som Joule pr. sek.
Dynamisk viskositet	pascal sekund	Pas	Poise x 0.1, lbf/ft-sec. x 1.4882	
Kinematisk viskositet	meter i annen pr. sekund	m ² /s	Stoke x 10 ⁴	Definert som dynamisk viskositet dividert med densitet

Tallene er nærmere beskrevet i teksten.

9.2 LETE- OG AVGRENSNINGSBORING PÅ NORSK KONTINENTALSOKKEL

Siden leteaktiviteten etter petroleum startet i 1966 i norsk sektor av Nordsjøen, er i alt 360 undersøkel- ses- og avgrensningborehull blitt påbegynt pr 31.12.82. Av disse er 349 avsluttet pr samme dato.

Informasjoner fra disse borehullene er satt opp statistisk for å belyse enkelte sider ved aktiviteten.

Det er tilsammen boret 1 131 801 m i de borehull som inngår, derav 155 299 m boret i 1982.

Gjennomsnittsdybde for de 51 borehull som ble boret til TD i 1982 var 3 314 m. 49 borehull ble på- begynt i løpet av året.

For boringen av de borehull statistikken dekker, har det vært benyttet 49 forskjellige borefartøy, 5 under to forskjellige navn. Av disse er 35 av typen halvt nedsenkbare, 9 oppjekkable, 3 boreskip og 2 faste installasjoner. I 1982 har 19 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 vandyp det er boret på hittil, er 388 m. Borehullet var 34/2-3, som ble boret i 1981 med Amoco som operatør.

TAB 9.2.a Borefartøydøgn på norsk sokkel 1982

Rig months on the Norwegian Shelf 1982

Borefartøy	1. kvartal	2. kvartal	3. kvartal	4. kvartal	Totalt
Aladdin.....		80	34		114
Borgny Dolphin.....		69	81	76	226
Borgsten Dolphin.....	89	91	51	92	323
Byford Dolphin.....				53	53
Cod Plattform.....				3	3
Deepsea Saga.....	86	88	55		229
Dyvi Alpha.....	89	83	78	92	342
Dyvi Delta.....	80	72	92	85	329
Glomar Biscay II.....	86	90	88	53	317
Nordraug.....	54	77	91	83	305
Nortrym.....	87	62	88	89	326
Ross Rig.....	89	91	32		212
Sedco 703.....	70	91	92	61	314
Sedco 704.....	90	51			141
Sedco 707.....	90	39	83	80	292
Treasure Scout.....		68	80	89	237
Treasure Seeker.....	78	87	89	90	344
West Vanguard.....				88	88
West Venture.....	90	71	37		198
Sum.....	1 078	1 210	1 071	1 034	4 393

TAB 9.2.b Borefartøymåneder pr kvartal 1966-82

Rig months per quarter 1966-82

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
Sum.....	224	238	274	272	1 008

TAB 9.2.c
Borehull fordelt på operatørselskaper
Exploration wells distributed to operators

Statoil	62 borehull
Phillips	51 ,
Esso	44 ,
Elf	36 ,
Norsk Hydro	35 ,
Amoco	32 ,
Shell	25 ,
Saga	18 ,
Mobil	17 ,
BP	14 ,
Conoco	12 ,
Gulf	5 ,
Murphy	4 ,
Texaco	2 ,
Agip	1 ,
Syracuse	1 ,
Union Oil	1 ,
	360 borehull

TAB 9.2.d
Borehull påbegynt i 1982
Exploration wells spudded in 1982

Statoil	15 borehull
Norsk Hydro	12 ,
Saga	5 ,
Shell	5 ,
Esso	5 ,
Elf	3 ,
BP	3 ,
Phillips	1 ,
	49 borehull

TAB 9.2.e
Sesongsvingninger i aktiviteten 1966-1982
Seasons variations in activity 1966-82

Måned	Antall borehull påbegynt
Januar	17
Februar	20
Mars	18
April	35
Mai	28
Juni	38
Juli	42
August	41
September	30
Oktober	34
November	26
Desember	31
	360

TAB 9.2.f
Gjennomsnittlig vanddyb og boredyp
Average water depth and total depth

Årstall	Gjennomsnittlig vanddyb (m)	Gjennomsnittlig 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

TAB 9.2.g
Borefartøy som har vært i aktivitet på norsk kontinentalsokkel
Drilling rigs that have been in operation on the Norwegian Shelf

Navn	An-tall	Type borefartøy
Aladdin	1	Halvt nedsenkbart
Chris Chenery	2	Halvt nedsenkbart
Borgny Dolphin (før Fernstar)	13	Halvt nedsenkbart
Borgsten Dolphin (før Haakon Magnus)	6	Halvt nedsenkbart
Byford Dolphin (før Deepsea Driller)	8	Halvt nedsenkbart
Cod Plattform	1	Fast installasjon
Deepsea Driller (nå Byford Dolphin)	8	Halvt nedsenkbart
Deepsea Saga	17	Halvt nedsenkbart
Drillmaster	6	Halvt nedsenkbart
Drillship	1	Boreskip
Dyvi Alpha	15	Halvt nedsenkbart
Dyvi Beta	7	Oppjekkbart
Dyvi Gamma	1	Oppjekkbart
Dyvi Delta	4	Halvt nedsenkbart
Ekofisk B	1	Fast installasjon
Endeavour	2	Oppjekkbart
Fernstar (nå Borgny Dolphin)	3	Halvt nedsenkbart
Haakon Magnus (nå Borgsten Dolphin)	2	Halvt nedsenkbart
Gulftide	3	Oppjekkbart
Glomar Biscay II (før Nordskald)	13	Halvt nedsenkbart
Glomar Grand Isle	11	Boreskip
Maersk Explorer	7	Oppjekkbart

Nordraug	8	Halvt nedsenkbart
Neptune 7		
(før Pentagone 81)	12	Halvt nedsenkbart
Norjarl	3	Halvt nedsenkbart
Norskald		
(nå Glomar Biscay II)	26	Halvt nedsenkbart
Nortrym	12	Halvt nedsenkbart
Ocean Tide	5	Oppjekkbart
Ocean Traveler	9	Halvt nedsenkbart
Ocean Victory	1	Halvt nedsenkbart
Ocean Viking	29	Halvt nedsenkbart
Ocean Voyager	2	Halvt nedsenkbart
Odin Drill	3	Halvt nedsenkbart
Orion	7	Oppjekkbart
Pentagone 81		
(nå Neptune 7)	1	Halvt nedsenkbart
Pentagone 84	3	Halvt nedsenkbart
Polyglomar Driller	11	Halvt nedsenkbart
Ross Rig	28	Halvt nedsenkbart
Saipem II	1	Boreskip
Sedco H	2	Halvt nedsenkbart
Sedco 135 F	2	Halvt nedsenkbart
Sedco 135 G	1	Halvt nedsenkbart
Sedco 703	3	Halvt nedsenkbart
Sedco 704	3	Halvt nedsenkbart
Sedco 707	6	Halvt nedsenkbart
Sedneth I	3	Halvt nedsenkbart
Transworld Rig 61	2	Halvt nedsenkbart
Treasure Scout	4	Halvt nedsenkbart
Treasure Seeker	14	Halvt nedsenkbart
Waage Drill	2	Halvt nedsenkbart
West Vanguard	2	Halvt nedsenkbart
West Venture	3	Halvt nedsenkbart
Zapata Explorer	13	Oppjekkbart
Zapata Nordic	5	Oppjekkbart

360

9.3 PRODUKSJON AV OLJE OG GASS I 1982

Produksjonen av olje og gass på norsk sokkel var i 1982 48,9 mill t.o.e., produksjonen i 1981 var 48,7 mill t.o.e. I tab 9.3.a og fig 9.3.a og 9.3.b er produksjonen på norsk sokkel nærmere framstilt.

FIG 9.3.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.

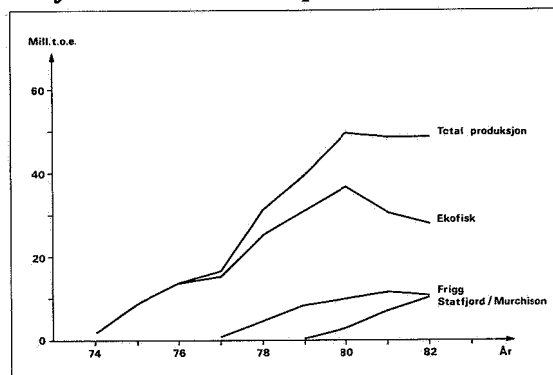
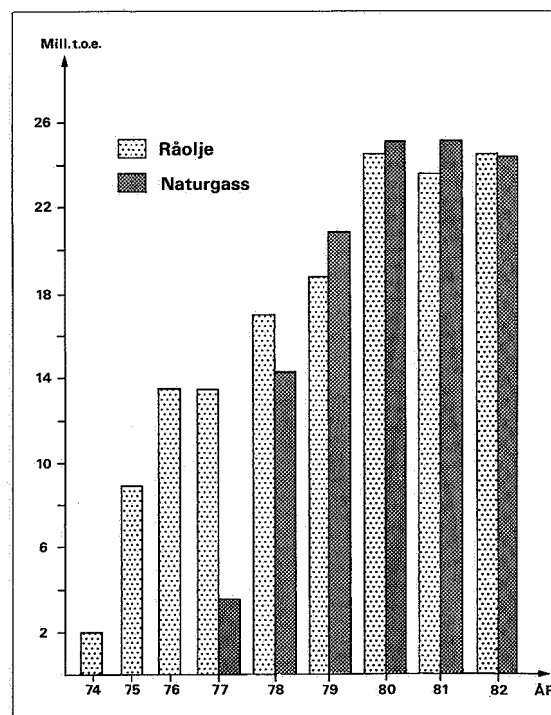


FIG 9.3.b

Olje- og gassproduksjon på norsk kontinental-sokkel 1974-82

Oil and gas production from the Norwegian Shelf.



TAB 9.3.a

Produksjon i mill t.o.e.

Production in million ton oil equivalents

1982	OLJE	GASS	SUM
Ekofisk-området	14 100	13 795	27 894
Statfjord.....	9 459	0	9 459
Frigg-området.....	0	10 614	10 614
Valhall.....	67	0	67
Murchison.....	858	0	858
Sum 1982.....	24 484	24 409	48 892
Sum 1981.....	23 507	25 200	48 706

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 angir solgte mengder.

TAB 9.3.b**Månedlig olje- og gassproduksjon fra Statfjord.***Monthly oil and gas production from the Statfjord field.*

1982	Olje prod. stabil olje 1 000 Sm ³	Gass prod. mill Sm ³	Gass inj. mill Sm ³	Gass brent mill Sm ³	Gass brensel mill Sm ³
Jan.....	881	153	126	9	8
Feb.....	820	138	122	9	7
Mars.....	899	153	135	9	9
April.....	1 021	177	161	7	9
Mai.....	1 030	174	155	9	10
Juni.....	665	115	101	8	6
Juli.....	993	173	155	8	9
Aug.....	976	173	154	10	8
Sep.....	761	139	124	7	7
Okt.....	716	134	121	6	7
Nov.....	1 260	223	164	46	13
Des.....	1 377	243	187	41	15
Årssum..	11 397	1 994	1 716	169	109

Tallene er norsk andel av Statfjord: 84,09322 %.

TAB 9.3.c**Månedlig olje- og gassproduksjon fra Murchison.***Monthly oil and gas production from the Murchison field.*

1982	Olje prod. 1 000 Sm ³	Gass prod. mill Sm ³	Gass inj. mill Sm ³	Gass brent mill Sm ³	Gass brensel mill Sm ³	Stabil olje Sullom Voe 1000 Sm ³
Jan.....	81	8	1	6	1	81
Feb.....	79	8	2	5	1	79
Mars.....	83	8	2	3	1	86
April.....	81	8	2	3	1	83
Mai.....	91	9	4	2	1	94
Juni.....	93	9	3	3	0	95
Juli.....	84	8	1	4	1	87
Aug.....	82	8	3	2	1	85
Sep.....	86	8	3	2	1	88
Okt.....	83	8	2	4	1	86
Nov.....	97	10	3	4	1	100
Des.....	95	10	2	4	1	95
Årssum	1 034x)	101	28	42	8	1 059x)

Tallene er norsk andel av Murchison: 16,25 %

x) Forskjellen mellom Olje. prod. og Stabil olje Sullom Voe skyldes allokeringmessige forhold.

TAB 9.3.d Månedlig olje- og gassproduksjon fra Ekofiskområdet.*Monthly oil and gas production from the Ekofisk area.*

1982	Olje prod. stabil olje 1 000 Sm ³	Gass prod. mill Sm ³	Gass inj. mill Sm ³	Gass brent mill Sm ³	Gass brensel mill Sm ³	Stabil olje Teesside 1 000 Sm ³	Gass solgt Emden mill Sm ³
Jan.....	1 770	1 490	2	6	81	1 589	1 409
Feb.....	1 515	1 341	0	4	68	1 350	1 260
Mars.....	1 719	1 478	4	5	90	1 503	1 402
April.....	1 659	1 397	0	4	85	1 455	1 324
Mai.....	1 365	1 176	4	7	77	1 202	1 111
Juni.....	1 531	1 229	97	6	62	1 361	1 039
Juli.....	1 511	1 235	174	5	64	1 312	992
Aug.....	1 529	1 263	196	7	64	1 352	984
Sep.....	1 417	1 202	152	4	60	1 241	981
Okt.....	1 284	1 036	30	3	51	1 127	947
Nov.....	1 483	1 253	8	4	59	1 278	1 170
Des.....	1 511	1 285	36	3	64	1 310	1 174
Årssum.....	18 292	15 384	703	57	826	16 079	13 795

TAB 9.3.e**Månedlig gass- og kondensatproduksjon fra Frigg-området.***Monthly gas and condensate production from the Frigg area.*

1982	Gass prod. mill Sm ³	Gass brent mill Sm ³	Gass brensel mill Sm ³	Gass solgt St Fergus mill Sm ³	Kondensat St Fergus tonn
Jan.....	1 169	0	5	1 216	4 594
Feb.....	1 049	0	4	1 089	4 347
Mars.....	1 158	0	5	1 204	4 068
April.....	1 048	0	4	1 094	3 022
Mai.....	774	0	2	812	2 418
Juni.....	521	0	2	551	2 484
Juli.....	482	4	2	514	1 623
Aug.....	369	0	2	392	1 314
Sep.....	467	0	2	498	1 316
Okt.....	941	0	3	976	2 396
Nov.....	1 040	0	3	1 086	3 712
Des.....	1 132	0	4	1 184	4 569
Årssum.....	10 151 x)	5	36	10 614x)	35 864

Tallene er norsk andel av Frigg: 60,82 % og NØ-Frigg 100 %

x) Forskjellen i produsert og solgt gass skyldes allokeringmessige forhold.

TAB 9.3.f**Månedlig olje- og gassproduksjon fra Valhall.***Monthly oil and gas production from the Valhall field.*

1982	Oljeprod. inkl. NGL 1000 Sm ³	Gass prod. mill Sm ³	Gass inj. mill Sm ³	Gass brent mill Sm ³	Gass brensel mill Sm ³	Stabil olje Teesside 1 000 Sm ³	Gass solgt Emden mill Sm ³
Okt.....	6	2	0	2	0	6	0
Nov.....	33	5	0	4	1	33	0
Des.....	48	10	0	6	3	47	0
Årssum.....	87	18	0	13	5	85	0

9.4 PRODUKSJONSAVGIFT

Det er i 1982 innbetalt kr 5 757 089 074,- i produksjonsavgift. Tabell 9.4.a viser hvordan de totale produksjonsavgifter fordeler seg på ulike petroleumprodukter.

Fig 9.4.a viser de totale produksjonsavgifter i 1981 og 1982 i søyleform. Fig 9.4.b viser innbetalt produksjonsavgift fra 1973 til 1982.

FIG 9.4.a
Innbetalt produksjonsavgift 1981-82
Royalties 1981-82

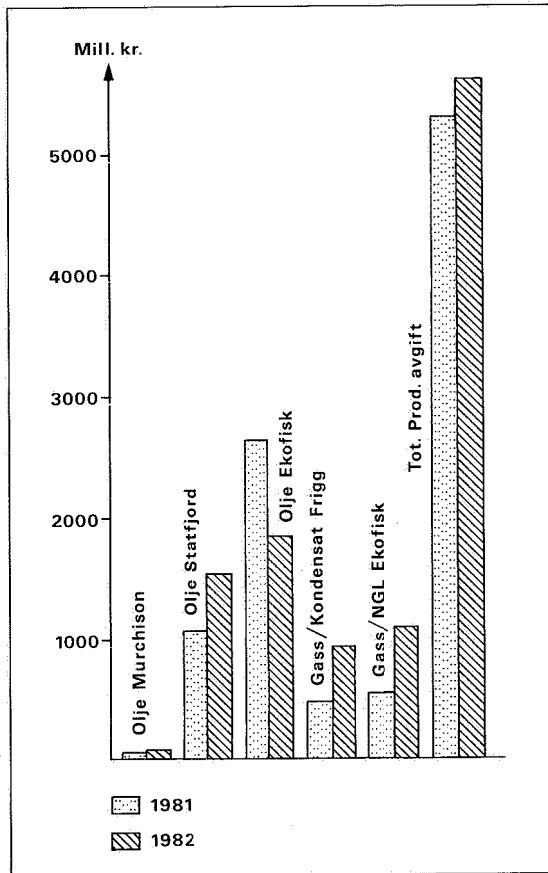
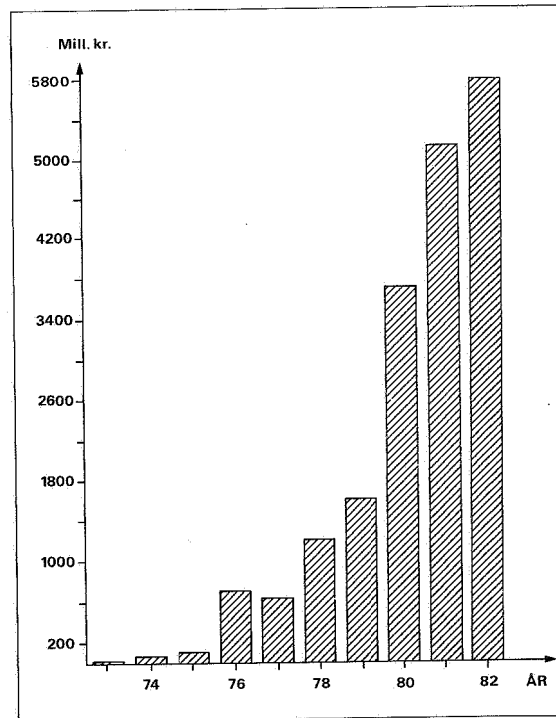


FIG 9.4.b
Innbetalt produksjonsavgift 1973-82
Royalties 1973-82



TAB 9.4.a
Innbetalt produksjonsavgift 1981-82
Royalties 1981-82

	1981	1982
Olje Ekofisk.....	kr 2 647 725 781,-	kr 1 865 906 281,-
Olje Statfjord.....	kr 1 085 598 769,-	kr 1 572 124 252,-
Produksjonsbonus (Statfjord).....	kr	kr 25 000 000,-
Olje Murchison.....	kr 62 270 657,-	kr 97 479 895,-
Gass Ekofisk.....	kr 963 852 359,-	kr 1 174 163 613,-
Gass Frigg.....	kr 505 861 255,-	kr 945 373 212,-
NGL Ekofisk.....	kr 37 019 877,-	kr 70 993 200,-
Kondensat Frigg.....	kr 5 968 265,-	kr 5 831 606,-
LPG Murchison.....		kr 216 965,-
	kr 5 308 296 963,-	kr 5 757 089 024,-

Olje

Oljedirektoratet har i 1982 mottatt kr 3 535 510 428,- i produksjonsavgift for råolje fra Ekofisk, Statfjord og Murchison.

Avregningen for råolje i 1982 har foregått etter normpris. Produksjonsavgiften er blitt innbetalt kvartalsvis på følgende måte:

Ekofisk

1982	Innbetalt produksjonsavgift
Foreløpig oppgjør 4. kv. 1981	kr 516 030 979,-
Prisjustering 3. & 4. kv. 1981	(kr 39 802 473,-)
Foreløpig oppgjør 1. kv. 1982	kr 454 889 596,-
Foreløpig oppgjør 2. kv. 1982	kr 548 440 162,-
Foreløpig oppgjør 3. kv. 1982	kr 450 616 890,-
Prisjustering 1. & 2. kv. 1982	(kr 64 268 873,-)
	kr 1 865 906 281,-

Statfjord

1982	Innbetalt produksjonsavgift
Foreløpig oppgjør 4. kv. 1981	kr 358 680 098,-
Prisjustering 3. & 4. kv. 1981	(kr 23 380 482,-)
Foreløpig oppgjør 1. kv. 1982	kr 422 492 515,-
Foreløpig oppgjør 2. kv. 1982	kr 437 098 703,-
Foreløpig oppgjør 3. kv. 1982	kr 430 242 072,-
Prisjustering 1. & 2. kv. 1982	(kr 53 008 654,-)
	kr 1 572 124 252,-

Murchison

1982	Innbetalt produksjonsavgift
Foreløpig oppgjør 4. kv. 1981	kr 12 609 530,-
Prisjustering 3. & 4. kv. 1981	(kr 1 047 835,-)
Foreløpig oppgjør 1. kv. 1982	kr 29 564 818,-
Foreløpig oppgjør 2. kv. 1982	kr 28 434 565,-
Foreløpig oppgjør 3. kv. 1982	kr 31 369 634,-
Prisjustering 1. & 2. kv. 1982	(kr 3 450 817,-)
	kr 97 479 895,-

Produksjonsavgift gass - Ekofisk

Oljedirektoratet har i 1982 mottatt kr 1 174 163 613,- i produksjonsavgift for gass fra Ekofisk-området. Tabell 9.4.b viser innbetalingen av produksjonsavgift fordelt på selskap/gruppe og kvartal.

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

Innbetalingene fra Dyno/Methanor og Sydvaranger/-Norddeutsche Ferrowerke er oppgjør for den del av produksjonsavgiften som er blitt tatt ut i form av utvunnet petroleum. Dyno/Methanor har foruten ovenstående kvartalsinnbetalinger innbetalt kr 91 996 347,- til dekning av oppgjør for 4. kvartal 1982.

Oljedirektoratet har refundert ca 34 mill kroner i 1982 til Phillips Petroleum Company Norway for dekning av kostnader på Ekofisk som er påløpt den delen av statens produksjonsavgift som er tatt ut i form av utvunnet petroleum.

TAB 9.4.b Innbetalt produksjonsavgift for gass fra Ekofisk-området i 1982*Royalties on gas from the Ekofisk area 1982.*

	4.kv.1981	1.kv.1982	2.kv.1982	3.kv.1982	Totalt
Phillips-gruppen	108 646 326	71 227 781	67 645 955	64 454 829	311 974 891
Ref Oljedirektoratet.....	4 821 514	9 538 964	8 404 226	7 907 142	30 671 846
	103 824 812	61 688 817	59 241 729	56 547 687	281 303 045
Dyno Industrier.....	38 380 005	181 860 836	167 443 134	193 674 870	581 358 845
A/S Syd-Varanger.....	55 041 633	54 218 510	---	---	109 260 143
Shell.....	25 218 196	27 362 990	18 305 611	15 235 894	86 122 691
Amoco/Noco.....	5 914 766	5 887 573	9 143 959	6 958 911	27 905 209
	228 379 412	311 018 726	254 134 433	272 417 362	1 085 949 933

Produksjonsavgift gass - Frigg

Oljedirektoratet har i 1982 mottatt kr 945 373 212,- i produksjonsavgift for gass fra Frigg-området. Tabell

9.4.c viser innbetaling av produksjonsavgift fordelt på selskap og kvartal.

Forskjellen mellom gass solgt og gass produsert for Frigg skyldes allokeringmessige forhold.

TAB 9.4.c Innbetalt produksjonsavgift for gass fra Frigg-området i 1982*Royalties on gas from the Frigg area 1982*

	4.kv.1981	1.kv.1982	2.kv.1982	3.kv.1982	Totalt
Petronordgruppen					
NØ-Frigg	13 395 969	12 610 296	8 635 525	4 217 113	38 858 903
Frigg	226 119 329	228 969 078	154 608 104	73 912 491	683 609 002
Petronordgruppen.....	239 515 298	241 579 374	163 243 629	78 129 604	722 467 905
Esso Exploration.....	5 622 233	5 716 657	4 413 917	---	15 752 807
	245 137 531	247 296 031	167 657 846	78 129 604	738 220 712

Oppgjørene for beregning av produksjonsavgift fra Frigg-området for Petronord-gruppen har i perioden 1977-82 blitt avregnet etter foreløpige retningslinjer. Det er imidlertid nå kommet til enighet mellom norsk Frigg-gruppe og myndighetene om en fordeling mellom fradragbare og ikke fradragbare installasjoner i avgifts-regnskapet for Frigg-feltet i henhold til 'Ekofisk-modellen', som har dannet grunnlaget for 1965-tildelingene. Dette har foreløpig resultert i en å kontoinnbetaling på kr 207 152 500,-. Oljedirektoratet gjør regning med at en i løpet av kort tid vil ha

TAB 9.4.d**Innbetalt produksjonsavgift for Ekofisk-NGL i 1982***Royalties on NGL from the Ekofisk area 1982*

	4.kv.1981	1.kv.1982	2.kv.1982	3.kv.1982	Totalt
Shell.....	469 702	1 689 867	861 577	786 208	3 807 354
Amoco/Noco.....	391 584	884 821	625 384	810 523	2 712 312
Phillips-gruppen.....	10 379 706	15 797 502	19 852 958	18 443 368	64 473 534
	11 240 992	18 372 190	21 229 919	20 040 099	70 993 200

korrigert alle tidligere oppgjør etter de endelige retningslinjer.

Produksjonsavgift NGL Ekofisk

Oljedirektoratet har i 1982 mottatt kr 70 993 200,- i produksjonsavgift for NGL fra Ekofisk-området. Tabell 9.4.d viser innbetalingen av produksjonsavgift fordelt på selskap og kvartal.

Innbetalt produksjonsavgift for NGL utgjør ca 2 % av totalt innbetalt produksjonsavgift fra Ekofisk-området i 1982.

Produksjonsavgift kondensat - Frigg

Oljedirektoratet har i 1982 mottatt kr 5 831 606,- i produksjonsavgift for kondensat fra Frigg-området.

TAB 9.4.e**Innbetalt produksjonsavgift for Frigg-kondensat i 1982***Royalties on condensate from the Frigg field 1982*

	4.kv.1981	1.kv.1982	2.kv.1982	3.kv.1982	Totalt
Petronord-gruppen.....	1 757 572	2 245 211	1 328 211	500 194	5 831 606

Tabell 9.4.e viser innbetaling av produksjonsavgift fordelt på gruppe og kvartal.

Produksjonsavgift LPG Murchison

Oljedirektoratet har i 1982 mottatt kr 216 965,- i produksjonsavgift for LPG (propan og butan) fra Mur-

chison. Tabell 9.4.f viser innbetaling av produksjonsavgift fordelt på selskap og kvartal.

FIG 9.4.f**Innbetalt produksjonsavgift for LPG fra Murchison i 1982***Royalties on LPG from the Murchison field 1982*

	2.kv.1982	3.kv.1982	Totalt
Esso Exploration.....	63 271	101 675	164 946
Shell.....		52 019	52 019
	63 271	153 694	216 965

Arealavgift på tildelingsområder

Oljedirektoratet har i 1982 innkassert kr 75 913 049,- i arealavgift. Beløpet fordeler seg på tildelinger som følger:

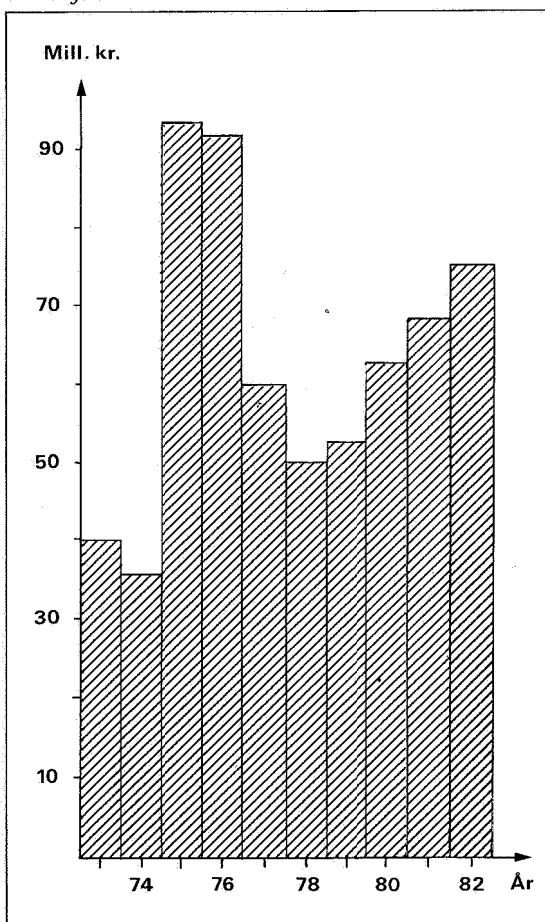
Utvinningstillatelser gitt i 1965:	kr 53 633 100,-
Utvinningstillatelser gitt i 1969:	kr 21 282 400,-
Utvinningstillatelser gitt i 1971:	kr 1 476 492,-
Utvinningstillatelser gitt i 1973:	kr 1 469 467,-
Utvinningstillatelser gitt i 1975:	kr 3 120 366,-
Utvinningstillatelser gitt i 1976:	kr 4 497 960,-
Utvinningstillatelser gitt i 1982:	kr 2 435 250,-

	kr 87 925 035,-
Tilbakelevert i 1982	kr 12 011 986,-

kr 75 913 049,-

Oljedirektoratet har refundert kr 12 011 986,- i arealavgift i 1982. Dette representerer den fradragberettigede andelen av arealavgiften for utvinnings-tillatelsene 006, 018 og 037 i perioden 1.10.81 - 1.10.82.

FIG 9.4.c
Innbetalt arealavgift 1973-82
Area fees 1973-82



9.5 PUBLIKASJONER UTGITT AV OLJEDIREKTORATET I 1982

Forskrifter

- Forskriftsamlingen 'Kontinentalsokkelen'. En ajourført samling med de lover, forskrifter og retningslinjer som er fastsatt av Oljedirektoratet eller av andre kontrollinstitusjoner. Ajour pr 1.1.83.
- Forskrifter om sikkerhetsbemanning ved arbeidskonflikt på norsk kontinentalsokkel. Fastsatt av Kommunal- og arbeidsdepartementet 19.3.82.
- Forskrifter om oppkreving av gebyrer til statskassen for besiktigelser og kontroll av midlertidige og faste anlegg. Fastsatt av Industridepartementet 11.11.77 med senere endringer, senest 30.4.82.
- Forskrifter om sikkerhet mv for undersøkelse og boring etter undersjøiske petroleumforekomster. Fastsatt ved kgl res av 3.10.75 med senere endringer, senest 19.3.82.
- Sikkerhetsforskrifter for produksjon mv av undersjøiske petroleumforekomster. Fastsatt ved kgl res av 9.7.76 med senere endringer, senest 19.3.82.
- Retningslinjer for inspeksjon av primær- og sekundærstrukturer for produksjons- og avskipningsanlegg samt undervannsrørledningssystem underlagt norsk kontinentalsokkelovgivning. Fastsatt av Oljedirektoratet 10.11.82.

Forskningsrapporter

- Safety shutdown system on offshore installations
- Områdeklassifisering - Spredning av brennbare gasser og væsker
- SSB-Programmet 1978-81 (Styringskomiteen for sokkelberedskap)

Geologiske publikasjoner

- Well Data Summary Sheets, vol 7
- NPD Paper No 31, The Norwegian-Danish Basin

Andre publikasjoner

- Oljearbeideren, familien og samfunnet
- Opprydding av havbunnen i Nordsjøen 1982
- Oljedirektoratets årsberetning 1981
- NPD annual report 1981 (engelsk oversettelse av årsberetning)
- Perspektivanalysen -82
- Petroleum outlook (engelsk oversettelse av perspektivanalysen)
- Liste over publikasjoner som utgis av Oljedirektoratet.

