

Oljedirektoratet

ÅRSBERETNING 1987



Oljedirektoratet

ÅRSBERETNING 1987

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



	STYRETS BERETNING	5	2.5.8.1 Frigg	48
1	DIREKTORATETS OPPGAVER, STYRE OG ADMINISTRASJON	8	2.5.8.2 Øst-Frigg	50
1.1	Instruks for Oljedirektoratet	8	2.5.8.3 Nord-Øst Frigg	51
1.2	Oljedirektoratets målsetting	8	2.5.8.4 Odin	52
1.3	Styret og administrasjonen	9	2.5.9. Oseberg	53
1.3.1	Styret	9	2.5.10 Troll	55
1.3.2	Organisasjon	9	2.5.11 Veslefrikk	56
1.3.3	Personell	9	2.5.12 Gullfaks	56
1.3.4	Budsjett/økonomi	11	2.5.13 Statfjord	59
1.3.5	Informasjon	11	2.5.14 Murchison	63
1.3.6	Biblioteket	12	2.6 Slutfase/fjerning	64
1.3.7	INFOIL-sekretariatet	12	3 PETROLEUMSRESSURSER	65
1.3.8	Avdelingskontor Harstad	12	3.1 Ressursregnskapet	65
2	VIRKSOMHETEN PÅ NORSK KONTINENTALSOKKEL	14	3.2 Reservegrunnlaget for besluttede felt	67
2.1	Undersøkelses- og utvinningstillatelser	14	3.3 Øvrige påviste ressurser sør for Stad	67
2.1.1	Nye undersøkelsestillatelser	14	3.4 Påviste ressurser nord for Stad	68
2.1.2	Nye utvinningstillatelser	14	3.5 Endringer av ressursanslag fra forrige årsberetning	68
2.1.3	Andelsoverdragelser	14	3.5.1 Felt i produksjon	68
2.1.4	Tilbakeleveringer	17	3.5.2 Felt besluttet utbygd	68
2.1.5	Tildelingsrunder	17	3.5.3 Andre funn sør for Stad	68
2.2	Kartlegging og leteboring	18	3.5.4 Haltenbanken	69
2.2.1	Geofysiske og geologiske undersøkelser	18	3.5.5 Troms/Finnmark	70
2.2.1.1	Oljedirektoratets geofysiske undersøkelser 1987	18	4 SIKKERHET OG ARBEIDSMILJØ I PETROLEUMSVIRKSOMHETEN	71
2.2.1.2	Åpning av nye leteområder	22	4.1 Innledning	71
2.2.1.3	Geofysiske undersøkelser i selskapenes regi	22	4.1.1 Veiledning til deltakerne i næringen	71
2.2.1.4	Salg av seismiske data	22	4.1.2 Sikkerhets- og arbeidsmiljømessig vurdering av konsesjonssøknader	71
2.2.1.5	Frigivning av data og materiale fra sokkelen	24	4.1.3 FoU-aktiviteten i S-divisjonen	71
2.2.1.6	Vitenskapelige undersøkelser	26	4.2 Regelverk - regelverksarbeid	71
2.2.2	Leteboring	26	4.2.1 Metodisk regelverksutvikling innenfor sikkerhet og arbeidsmiljø	71
2.2.2.1	Fordeling på prospekttyper	27	4.2.2 Regelverksarbeid	72
2.2.2.2	Svalbard	31	4.3 Tilsynsaktiviteter	72
2.3	Funn i 1987	31	4.4 Arbeidsmiljø	73
2.4	Felt under vurdering	36	4.4.1 Systemrevisjoner	73
2.4.1	Nordsjøen	36	4.4.2 Godkjennelses- og samtykkebestemmelser	73
2.4.2	Haltenbanken	38	4.4.3 Koordinerende arbeidsmiljøutvalg	73
2.4.3	Troms	39	4.4.4 Boligkvarter	73
2.5	Felt vedtatt utbygd og felt i produksjon	39	4.4.5 Naturlig ventilasjon	74
2.5.1	Valhall	39	4.4.6 Avising med metanol	74
2.5.2	Tommeliten	41	4.4.7 Støy	74
2.5.3	Ekofisk-området	41	4.4.8 Organisasjonsforhold for innleid personell	74
2.5.4	Ula	45	4.5 Beredskap	74
2.5.5	Sleipner Øst	46	4.5.1 Retningslinjer for beredskap	74
2.5.6	Gyda	47	4.5.2 Tidlig prosjektfase	74
2.5.7	Heimdal	48		
2.5.8	Frigg-området	48		

4.5.3	Oljedirektoratets beredskap	75	5.3.4	Produksjonsavgift NGL	96
4.6	Boring og brønnteknologi	75	5.4	Arealavgift på utvinningstillatelser	96
4.6.1	Grunn gass-problemer	75	5.5	Petroleumsmarkedet	97
4.6.2	Leteboring i nordområdene	75	5.5.1	Råoljemarkedet	97
4.7	Bærende konstruksjoner og rørledninger	75	5.5.2	Gassmarkedet	98
4.7.1	Retningslinjer for laster og lastvirkninger	76	5.5.3	Salg av petroleum fra norsk kontinentalsokkel	100
4.7.2	Sammenligning av krav til strukturell styrke for nedsenkbare, flyttbare og oppjekkbare innretninger og skip	76	6	SPESIELLE UTREDNINGER OG PROSJEKTER	101
4.7.3	Risikovurdering av tap av flyteevne (RABL)	77	6.1	Divisjon for ressursforvaltning	101
4.7.4	Innsamling av naturdata	77	6.1.1	Leteavdelingen	101
4.7.5	Jordskjelv	77	6.1.2	Utbyggingsavdelingen	103
4.7.6	Fullskalamålinger	78	6.1.3	Driftsavdelingen	104
4.7.7	Instrumentert overvåking av innretninger	78	6.1.4	Planavdelingen	104
4.7.8	Databank for skader på strukturer og rørledninger	78	6.2	Divisjon for sikkerhet og arbeidsmiljø	105
4.7.9	Strekstagakonstruksjoner (TLP)	78	6.3	Administrasjonsavdelingen	107
4.7.10	Korrosjon og korrosjonskontroll	78			
4.7.11	Konstruksjonsstål	78			
4.7.12	Internkontroll	79			
4.8	Elektrisk anlegg og sikringssystemer	79	7	INTERNASJONALT SAMARBEID	109
4.8.1	Elektriske anlegg og utstyr	79	7.1	Bistand til fremmede stater	109
4.8.2	Programmerbare elektroniske systemer for nøddavstenging og sikring av prosess, samt for brann- og gassvarslingssystemet	79	7.2	Sikkerhet og arbeidsmiljø	109
4.8.3	Havbunnskontrollsystem	79	7.2.1	Innledning	109
4.8.4	Bruk av plastmaterialer	79	7.2.2	EF (Det europeiske fellesskap)	109
4.8.5	Akseptkriterier for hydrokarbon-brannskiller	80	7.2.3	Det nordvest europeiske samarbeidet	110
4.8.6	Branner	80	7.2.4	NWE - samarbeidet	110
4.9	Dykking	80	7.2.5	IMO - International Maritime Organization	110
4.10	Produksjonsanlegg og mekanisk utstyr	81	7.2.6	CCOP/ASCOPE/NECOR	111
4.11	Personskader	81	7.2.7	EDTC - European Diving Technology Committee	111
4.11.1	Bakgrunnsinformasjon	81	7.2.8	CIRIA/UEG	111
4.11.2	Skadeoversikt for dykkeaktiviteter	81	7.2.8	Welding Institute	111
4.11.3	Skadeoversikt for produksjonsaktiviteten	81	7.3	ISO - Den internasjonale standardiseringsorganisasjonen	111
			8	STATISTIKKER OG OVERSIKTER	112
5	PETROLEUMSØKONOMI	91	8.1	Målenheter	112
5.1	Leteboring, vare- og tjenesteleveranser	91	8.2	Leteboring på norsk kontinentalsokkel	113
5.2	Kostnader forbundet med utbygging og drift på norsk sokkel	91	8.3	Produksjonsboring på norsk kontinentalsokkel	113
5.3	Produksjonsavgift	93	8.4	Produksjon av olje og gass	118
5.3.1	Total produksjonsavgift	95	8.5	Publikasjoner utgitt av Oljedirektoratet i 1987	122
5.3.2	Produksjonsavgift olje	95	8.6	Organisasjonstablå	123
5.3.3	Produksjonsavgift gass	96			

Styrets beretning

Året 1987 var preget av den vanskelige situasjonen på det internasjonale oljemarkedet. Oljeprisen svingte mellom 17 og 20 USD pr fat gjennom det meste av året. Dette nivå kunne opprettholdes fordi OPEC klarte å begrense sin produksjon tilstrekkelig til at et tilbakefall til prisnivået sommeren 1986, ble unngått.

En oljepris på 17-20 USD pr fat er likevel lav sammenholdt med nivået mot slutten av 70-tallet og begynnelsen av 80-tallet, og dette satte sitt preg på omfanget av leteboringen globalt og også på norsk kontinentalsokkel i 1987. Totalt ble det boret 36 letehull, like mange som året før, men 14 færre enn rekordåret 1985. Aktiviteten var størst i Nordsjøen med 17 letehull. 14 letehull ble boret utenfor Midt-Norge og 5 i nye områder i Barentshavet.

Det ble gjort flere interessante funn, spesielt i Nordsjøen, mens forventningene til funn i Barentshavet imidlertid ikke har blitt innfridd. Det er påvist gass i to nye blokker i Barentshavet (7122/6 og 7124/3), men det ble ikke funnet olje av betydning i løpet av året.

Ser en på Norges totale petroleums-regnskap med utgangspunkt i produksjonen i 1987, justering av reservanslagene i eksisterende funn og tilførsler gjennom nye funn, er det tatt ut mer petroleum i løpet av året enn det er tilført nye reserver. Norge har således igjen olje-reserver til 32 års produksjon og gass til 99 års produksjon på 1987 nivå.

Skal en dømme etter søknadsmengden til 11. tildelingsrunde, er interessen for de nordligste områder av

norsk kontinentalsokkel fortsatt betydelig i den internasjonale oljeindustri. 11. tildelingsrunde omfattet i alt 13 utvinningstillatelser:

7 i Barentshavet, 4 på Haltenbanken, 1 på Møre Sør og 1 i Nordsjøen.

I denne runden inngikk tre nøkkelområder i Barentshavet. 18 selskaper viste interesse for område I og II, og 12 for område III.

Det er fortsatt stor interesse for Svalbard, og dette må ses i sammenheng med økt aktivitet i Barentshavet. Ett nytt hull er påbegynt på Svalbard i 1987 ved at Nordisk Polarinvest har boret på Haketangen på den sørøstlige del av Spitsbergen. Her er det foreløpig testet mindre mengder gass. I tillegg har det russiske selskapet Trust Artikogul begynt på et nytt hull i Vassdalen, nær det forrige som ble avsluttet sommeren 1987.

Den økte aktiviteten i nord har på flere måter engasjert Oljedirektoratets organisasjon i 1987. På letesiden ble det tatt initiativ til å holde to innretninger i aktivitet på helårsbasis. Dette ble oppnådd ved at operatørselskapene inngikk en avtale om å bore i en fastsatt rekkefølge med "Polar Pioneer" og "Ross Rig".

Styret er sterkt opptatt av sikkerhets- og arbeidsmiljøsidene ved virksomheten på kontinentalsokkelen. På dette området har direktoratet arbeidet spesielt med problemstillinger knyttet til erfaringer med koordinerende arbeidsmiljøutvalg. Videre er tilsynet med ivare-

takelse av arbeidsmiljø i alle faser av virksomheten intensivert. Oljedirektoratet vil i tiden fremover fokusere på arbeidsmiljøspørsmål.

Skadefrekvensen for samtlige aktiviteter lå i 1987 omtrent på samme nivå som året før. Styret konstaterer med tilfredshet at det har skjedd en betydelig reduksjon av skader i forbindelse med boreoperasjonen. De siste års fokusering på nettopp dette har resultert i færre skader. Skadefrekvensen innen aktivitetene konstruksjon og vedlikehold viser imidlertid en betydelig økning i forhold til 1986. Denne økningen er et resultat av at det i 1987 ble utført spesielt mye konstruksjonsarbeid.

På grunn av store avstander, klimatiske forhold og delvis manglende infrastruktur i de nordligste landsdeler, har en viet beredskapssiden av operasjonene i Barentshavet stor oppmerksomhet. Store avstander gjør at boreinnretninger i nord, i større grad må være selvdekkende på beredskapssiden enn tilfellet er f.eks. i Nordsjøen.

Beredskapsnivået er også søkt høynet gjennom plassering av egne søk- og redningshelikoptre i Hammerfest, og ved at Bjørnøya er trukket inn i beredskapsmessig sammenheng for område III i Barentshavet.

Det er i tillegg lagt grunnlag for et separat regelverk for beredskapen på hele den norske kontinental sokkel i løpet av året.

Internasjonalt samarbeid og Oljedirektoratets deltagelse i internasjonale organisasjoners arbeid, sikrer at arbeidsplassene på kontinental sokkelen også holder internasjonale standarder for sikkerhet og arbeidsmiljø. Interessen for norske erfaringer og måter å regulere virksomheten på er økende i det internasjonale miljø.

Oljedirektoratet er også representert i den norske arbeidsgruppen som deltar i International Maritime Organizations drøftinger om sluttproduksjon og fjerning av installasjoner til havs, et spørsmål som får aktualitet innen få år på norsk sokkel.

Det er også i 1987 gjort betydelig fremskritt med å bygge opp databasen Infoil 2 til en internasjonal, elektronisk kunnskapskilde for sokkelrelaterte forskningsprosjekter, i det Canada er interessert i deltakelse, pluss at EFs hovedkvarter i Brussel leverer data fra sine forskningsprosjekter til den norsk/britiske Infoil 2.

Den enkeltbegivenhet som vakte størst nasjonal og internasjonal oppmerksomhet på norsk kontinental sokkel i 1987, var hevingen av 6 plattformer i Ekofiskkomplekset etter at det i 1984 ble konstatert innsynkning av havbunnen under Ekofisk. Ved hjelp av hydrauliske, datastyrte jekker ble samtlige seks plattformer hevet samtidig, en operasjon som ikke er blitt gjennomført til havs tidligere, og som operatøren gjennomførte helt etter planen.

Utnyttelsen av ressursene i Ekofiskområdet har stilt Oljedirektoratet overfor en rekke vanskelige avveininger i 1987. Hensynet til optimal utnyttelse og samfunnsøkonomi har måttet vurderes opp mot gjeldende leveringsforpliktelser for gass fra Ekofiskområdet.

Ytterligere vann-injeksjon, som det er tatt beslutning om, kombinert eventuelt med nitrogen injeksjon, kan muligens kompensere for det trykktap som skjer med dagens gassproduksjon. Ytterligere innsynkning, deformasjon av brønner og nedsatt produktivitet, vil imidlertid kunne virke negativt på den fremtidige oljeproduksjonen i området.

Oljedirektoratet ser det derfor som meget viktig at produksjonsstrategien som velges for Ekofisk, blir fulgt meget inngående fra myndighetenes side, også i årene som kommer.

Også i 1987 har det vært gjennomført produksjonsbegrensninger på norsk sokkel. Etter direktoratets vurdering er begrensningen blitt fulgt opp på en tilfredsstillende måte av den enkelte operatør. Det er imidlertid nødvendig å foreta en inngående gjennomgang av produksjonspotensialet i det enkelte felt, for å sikre at produksjonsbegrensningen ikke kan skade den totale utvinning over tid i feltene.

Norge har pålagt seg selv produksjonsbegrensninger som et bidrag til å holde en stabil oljepris. Endrede skatteregler, en viss forbedring i oljeprisen og reduksjon av utbyggingskostnadene gjennom forenklet teknologi, har gjort det økonomisk mulig å bygge ut flere felt. Innenfor sitt fag- og ansvarsområde har Oljedirektoratet derfor bidratt til å belyse de ulike sider ved en optimal rekkefølge for utbygging av oljefelt i nærmeste fremtid.

Ved realisering av alle foreliggende planer, ville man få en investeringstopp i oljeutbygging på norsk sokkel i 1991, en produksjonstopp noen år senere på 90-tallet og kraftig nedgang i oljeproduksjonen de påfølgende år.

I Perspektivanalysen for 1987 settes søkelyset på usikkerheten ved rammebetingelsene for Norges fremtidige oljeinntekter. Usikkerheten her underbygger Olje- og energidepartementets og Regjeringens målsetting om å begrense investeringene på sokkelen til rundt 25 milliarder pr år. Perspektivanalysen stiller også en rekke kriterier som kan legges til grunn for hvordan feltene som er aktuelle for utbygging, bør ordnes i denne sammenheng.

I 1987 har Oljedirektoratet sluttbehandlet planene for utbygging og drift for feltene Gyda, Veslefrikk, Snorre og Draugen. Planene for Gyda og Veslefrikk ble vedtatt av Stortinget i juni, mens planene for Snorre og Draugen ventes å bli stortingsbehandlet tidlig i 1988.

Videre har direktoratet behandlet en oppdatert plan for utbygging og drift av Oseberg-feltet. Den innebærer en tidligere utplassering av plattformen i den nordlige delen av feltet. Ved utgangen av beretningsperioden er planene for utbygging og drift for feltene Heidrun og Brage under behandling.

Direktoratet har arbeidet med analyser vedrørende samordning av Haltenbanken-området med utgangspunkt i etablering av felles transportløsninger og infrastruktur. Ved en snarlig utbygging av oljefelt på Haltenbanken, anbefaler Oljedirektoratet at bøyelasting velges som transportsystem for olje. En har offentlig-

gjort en studie "Felt i følge" i beretningsperioden.

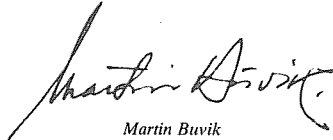
I arbeidet med Snorre-utbyggingen har Oljedirektoratet vært opptatt av usikkerheten når det gjelder størrelsen på de utvinnbare reserver, følsomhet overfor prisusikkerhet og hensyn til tilleggsreserver i området. Oljedirektoratet har bedt om at rettighetshaverne innen høsten 1988 legger fram en plan som tilfredsstill-

er myndighetenes krav til utvinning av tilleggsreserver i feltet.

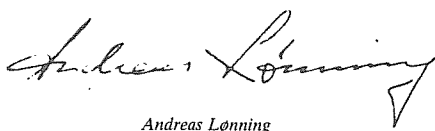
Når det gjelder personellsituasjonen i Oljedirektoratet, konstaterer styret at avgangen blant direktoratets ansatte er den laveste siden 1976. Dette er en gledelig utvikling som sikrer at direktoratets kompetanse blir bevart.

Stavanger, 29.1.1988

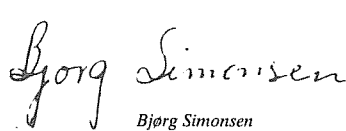
I styret for Oljedirektoratet



Martin Buvik



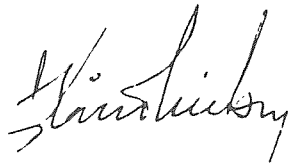
Andreas Lønning



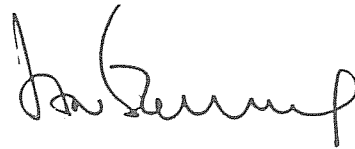
Bjørg Simonsen



Liv Hatland



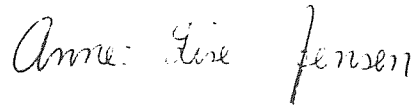
Kåre D. Nielsen



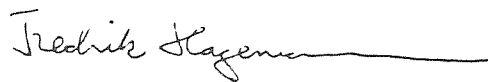
Jan B. M. Strømme



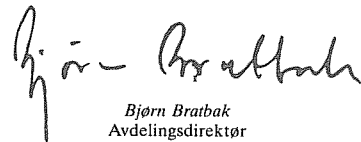
Odd Raustein



Anne-Lise Jensen



Fredrik Hagemann
Oljedirektør



Bjørn Bratbak
Avdelingsdirektør
Styrets sekretær

1 Direktoratets oppgaver, styre og administrasjon

1.1 Instruks for Oljedirektoratet

Oljedirektoratets formål og oppgaver er gitt i egen instruks. Denne ble sist endret 29.3.79. Instruksens §1 om formål og §2 om oppgaver lyder:

§ 1 Formål

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

§ 2 Oppgaver

Oljedirektoratet har til oppgave innenfor sitt myndighetsområde:

- a) å føre den forvaltningsmessige og økonomiske kontroll med at undersøkelse etter og utnyttelse av petroleum utøves overensstemmende med gjeldende lovgivning, forskrifter, vedtak, konsesjonsvilkår, avtaler mv, jf § 1.
- b) å føre kontroll med at gjeldende sikkerhetsforskrifter følges
- c) å føre kontroll med at undersøkelse etter og utnyttelse av petroleumforekomstene ikke unødigg 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 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 behandling 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 forsvarlig utnyttelse av petroleumforekomster
- Selv om en sak faller inn under direktoratets myndighetsområde i hht § 2, a-h, skal den forelegges vedkommende departement dersom den er av særlig viktighet eller av prinsipiell interesse.

1.2 Oljedirektoratets målsetting

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

"Oljedirektoratets målsetting er å bidra til en forsvarlig forvaltning av de norske petroleumressurser ved en balansert avveining mellom de naturgitte, sikkerhetsmessige, teknologiske og økonomiske sider ved virksomheten innenfor en samlet samfunnsmessig vurdering".

1.3 Styret og administrasjonen

1.3.1 Styret

Styrets sammensetning har i beretningsperioden vært:

- 1 Fylkesmann Martin Buvik, Tromsø (formann)
- 2 Adm direktør Andreas Lønning, Oslo
- 3 Stipendiat Bjørg Simonsen, Oslo
- 4 Adm direktør Liv Hatland, Oslo
- 5 Direktør Kåre D Nielsen, Oslo
- 6 Sekretær Ole Knapp, Oslo
- 7 Seksjonssjef Odd Raustein, Stavanger
- 8 Arkivleder Bjørn Kvant, Stavanger

Vararepresentanter:

For 1-4:

- 1 Disponent Per Sævik, Rimøy
- 2 Redaktør Marit Greve, Oslo

For 5:

Adm direktør Halvor Ø Vaage, Stavanger

For 6:

Oljesekretær Jan B M Strømme, Oslo

For 7-8:

Spesialrådgiver Kjell G Dørum, Stavanger
Spesialrådgiver Anna Aabø, Stavanger

Dette styrets funksjonstid utløp 15.4.87. Ved kongelig resolusjon av 10.4.87 ble styremedlemmene 1-7 gjenoppnevnt for en ny toårs periode fram til 15.04.89. Som nytt styremedlem (8), valgt av og blant de ansatte, ble oppnevnt

Sjefingeniør Anne-Lise Jensen, Stavanger.

Som vararepresentanter for perioden fram til 15.4.89 ble oppnevnt

For 1-4:

- 1 Disponent Per Sævik, Rimøy
- 2 Kontorfullmektig Sylvi Enevoldsen, Hammerfest
- 3 Redaktør Marit Greve, Oslo

For 5:

Adm direktør Halvor Ø. Vaage, Stavanger

For 6:

Oljesekretær Jan B M Strømme, Oslo

For 7-8:

Spesialrådgiver Anna Aabø, Stavanger
Arkivleder Bjørn Kvant, Stavanger

Styret har i beretningsperioden avholdt 9 møter. I mars hadde styret et uformelt orienterings- og arbeidsmøte med statsrådene for Olje- og energidepartementet og Kommunal- og arbeidsdepartementet. I august besøkte styret direktoratets avdelingskontor i Harstad.

1.3.2 Organisasjon

1987 har vært preget av tilpassing og konsolidering av den nye organisasjonsstrukturen som ble iverksatt høsten 1986. Internt i organisasjonen og i møter mellom ledelsen og tjenestemannsorganisasjonene er detaljer i den nye strukturen, arbeidsform og rammebeskrivelse drøftet nærmere. Det er også fastsatt en ny instruks for avdelingskontoret i Harstad.

1.3.3 Personell

Ved utgangen av beretningsperioden har direktoratet 335 stillingshjemler. Oljedirektoratet fikk ingen nye stillinger i 1987. I forbindelse med et statlig forskningsprogram for økt utvinning, direkte underlagt OED (SPOR-prosjektet), er det opprettet en midlertidig stilling for 4 år som leder for prosjektet. 3 stillinger er lønnet av Direktoratet for utviklingshjelp. 350 tilsatte er i tjeneste ved utgangen av 1987, jnf. fig 1.3.3.a. Av medarbeiderne er 36,2 % kvinner. Figur 1.3.3.b viser andel menn/kvinner i de forskjellige stillingsgrupperinger i Oljedirektoratet. En av NORADs spesialrådgivere for oljespørsmål i utviklingsland har arbeidet i direktoratet hele beretningsperioden.

I 1987 har direktoratet behandlet 59 tilsettingssaker (tab 1.3.3.c) og det er tilsatt 32 nye medarbeidere i faste stillinger. Av de nytilsatte er 11 tilflyttere. 9 av de nye medarbeiderne kommer fra oljerelatert virksomhet og 4 er nyutdannet.

25 medarbeidere har fråtrådt sine stillinger, jf tab 1.3.3.a. og b. Dette utgjør ca 7,4 % av det totale antall stillingshjemler.

Avgangen i Divisjon for sikkerhet og arbeidsmiljø har vist en sterk nedgang i 1987. Avgangen i Divisjon for ressursforvaltning, Administrasjonsavdelingen og Juridisk avdeling er noenlunde lik avgangen i 1986. Figur 1.3.3.c viser personellovergang til ulike oljeselskaper i perioden 1973-1987.

Fig 1.3.3.a
Stillingsoversikt 1973-1987 Faste + overgangsstillinger

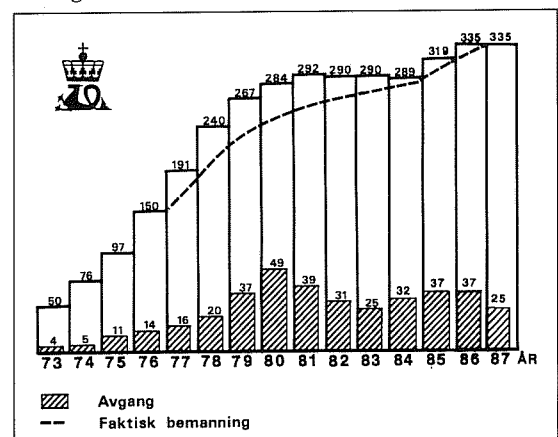
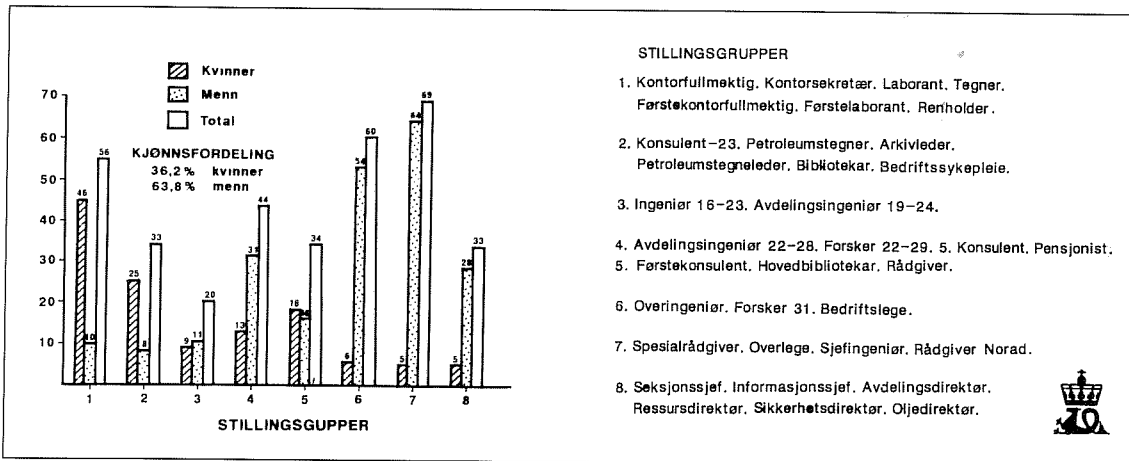


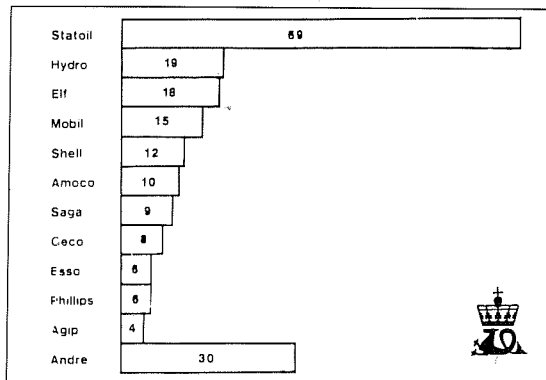
Fig 1.3.3.b
Stillingsgrupper fordelt på kjønn pr 31.12.87



Tab 1.3.3.a
Personell sluttet i 1987 med angivelse av stillingskategori

Divisjon/ Avdeling	Ledere	Spes råd- givere	Sjef- ing	Over- ing	Første geolog/ Geolog	Avd- ing/ Ing	Råd- giver	F.sekr/ Kons/ F.kons	Kontor- pers	Sum	Avgang i %
R-div	1	1	1	1	0	3	2	1	0	10	7,5
S-div	0	0	0	1	0	0	0	0	1	2	1,9
J-avd	0	0	0	0	0	0	1	1	0	2	20,0
A-avd	0	0	1	0	0	2	0	1	6	10	14,3
Info kont	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	25,0
Totalt	1	1	2	2	0	5	3	3	8	25	7,4

Fig 1.3.3.c
Personellovergang fra Oljedirektoratet til oljeselskapene i perioden 1973-1987



Likestilling

Direktoratet har særavtale om likestilling og eget likestillingsutvalg. Utvalget består av 4 medlemmer, 2 fra ledelsen og 2 fra tjenestemannsorganisasjonene.

Utvalget følger opp at kvalifiserte kvinnelige søkere har blitt kalt inn til konferanse ved ledige stillinger. Dette har blitt positivt mottatt av innstillingsmyndigheten.

Utvalget har arbeidet med handlingsplan for likestillingsarbeidet i direktoratet og utforming av internt

informasjonsmateriell. Informasjonsarbeid for å skape aksept og en positiv holdning til likestilling, har utvalget vurdert som sitt viktigste arbeid. Likestillingsutvalget har i denne forbindelse opprettet kontortid 1 time pr uke.

Direktoratet har i annonsering av stillinger som kommer inn under kvoteringsregelen, oppfordret kvinner til å søke. Det har vært økning i antall kvinnelige søkere etter at annonseteksten ble endret.

Medbestemmelse

Samarbeidet med tjenestemannsorganisasjonene har skjedd etter samme mønster som tidligere år med månedlige møter mellom de tillitsvalgte og hovedledelsen. Det er avholdt 15 møter hvor det er behandlet tilsammen 54 saker. Av aktuelle saker nevnes følgende:

- Budsjettforslag
- Ny organisasjonsstruktur
- Undersøkelse av arbeidsmiljøet
- Endringer i personalreglementet
- Ny instruks for Harstadkontoret
- System for registrering av tidsforbruk i Divisjon for sikkerhet og arbeidsmiljø
- EDB organiseringen
- Retningslinjer for overtidsarbeid

I likhet med tidligere år har styret hatt et gjensidig orienteringsmøte med representanter fra de syv tjenestemannsorganisasjonene.

Tab 1.3.3.b
Personell sluttet i 1987 med angivelse av nytt arbeid

Divisjon/ Avdeling	Olje- relatert industri	Annen virksomh	Offentlig virksomhet	Diverse	Ut- danning	Total
Ressursforvaltning	5	3	0	1	1	10
Sikkerhetskontroll	0	2	0	0	0	2
Juridisk	1	1	0	0	0	2
Administrasjon	0	2	3	4	1	10
Informasjonskontoret	0	0	1	0	0	1
Totalt	6 (209)	8 (43)	4 (54)	5 (56)	2 (22)	25 (381)

Tallene i parentes gjelder tidsrommet 1973-1987

Tab 1.3.3.c
Fordeling av søkermassen til ledige stillinger

Stillingskategori	Antall kunngjorte stillinger	Antall søkere totalt		Interne søkere		Eksterne søkere		Tilsatt i avsluttede saker	
		M	K	M	K	M	K	M	K
Lederstillinger	5	12	4	5	2	7	2	1	1
Tekniske saksbeh	25	276	89	31	23	245	66	9	3
Ikke tekn saksbeh	18	166	142	5	17	161	125	10	9
Kontorstillinger	11	14	75	3	5	11	70	2	7
Totalt	59	468	310	44	47	424	263	22	20

Opplæring

Opplæringsbudsjettet i 1987 var på kr 3 290 000,-. Midlene er blitt brukt i tråd med tidligere praksis, og store deler har som før gått med til reise- og oppholdsutgifter. Som i forrige beretningsperiode er det flere medarbeidere som har deltatt i "on-the-job training" i oljeselskapene. Selskapene legger vanligvis forholdene godt til rette, og opplæringsperioden har gitt godt utbytte for medarbeiderne som har fått benytte dette. Det har vært avviklet flere interne kurs bl innen EDB.

1.3.4 Budsjett/økonomi

Til direktoratets forskjellige oppgaver er i 1987 totalt benyttet kr 259 749 763,-. Beløpet fordeler seg slik:

- Driftsbudsjett	kr 161 677 830,-
- Kontrollutgifter	kr 12 233 842,-
- Nybygg	kr 1 590 663,-
- Geologiske og geofysiske undersøkelser	kr 77 548 633,-
- Sikkerhets- og beredskapsforskning	kr 2 000 366,-
- Opprydding av havbunnen	kr 4 698 429,-
	kr 259 749 763,-

Av driftsbudsjettet utgjør lønnsutgifter kr 89 196 894,- og bygningers drift og lokalleie kr 5 352 520,-. Den resterende del, kr 67 128 416,- dekker utgifter til ekstern bistand, drift av værskipet, FoU-prosjekter, reiser, opplæring, EDB-drift, nyinvesteringer i utstyr mv.

Budsjettsituasjonen stiller Oljedirektoratet overfor stadig større utfordringer med hensyn til prioritering. Det legges derfor stor vekt på å utvikle bedre planleggings- og styringssystemer. Det er gjennomført en utstrakt delegering av fullmakter for å sikre en mer effektiv bruk av midlene.

Inntekter

I tillegg til innbetalte produksjons- og arealavgifter (kap 5) har direktoratet mottatt kr 252 142 765,- i inntekter.

For 1987 fordeler inntektene seg slik:

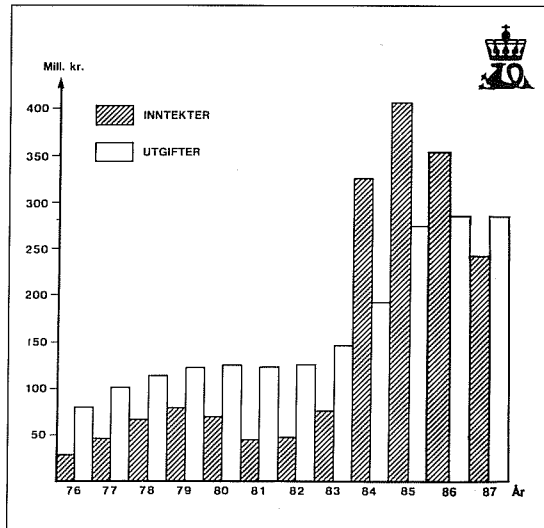
Salg av publikasjoner	kr 2 927 447,-
Salg av frigitt prøvemateriale	kr 662 068,-
Undersøkelsesgebyr	kr 1 340 000,-
Refusjon av kontrollutgifter	kr 27 579 330,-
Refusjon av innsaml av miljødata	kr 4 500 000,-
Salg av seismisk undersøkelsesmateriale	kr 207 374 519,-
Renter av bankinnskudd	kr 5 243 209,-
Diverse inntekter	kr 2 546 192,-
	kr 252 172 765,-

Oljedirektoratets driftsbudsjett og inntektsutvikling i perioden 1976-87 er vist i fig 1.3.4.

1.3.5 Informasjon

Det har i beretningsperioden vært stor interesse for informasjon fra norske og utenlandske institusjoner, massemedia, selskaper og enkeltpersoner. Oljedirektoratet har i løpet av året hatt besøk av flere offisielle delegasjoner fra utlandet. Videre har representanter

Fig 1.3.4
Oljedirektoratets driftsbudsjett 1976-1987



for utenlandske massemedia – enkeltvis eller i grupper – besøkt direktoratet for å gjøre seg kjent med direktoratet og oljevirkksomheten. Oljedirektoratets medarbeidere har på sin side i stor utstrekning deltatt som foredragsholdere i ulike fora.

Oljedirektoratets årsberetning har en sentral plass i direktoratets informasjonsvirksomhet. Årsberetning for 1986 ble offentliggjort i juni. I den forbindelse ble det arrangert en pressekonferanse. Kontinentalsokkelkart ajourført til 1.9.87 ble offentliggjort i oktober. Perspektivanalysen-87 med tittel "Tilpassing under usikkerhet" er utarbeidet i beretningsperioden, men offentliggjort etter beretningsperiodens utløp.

I beretningsperioden er det utarbeidet en brosjyre som beskriver hvordan Oljedirektoratet kan bistå norske bedrifter som leverer varer og tjenester til oljevirkksomheten. Et internt blad kom ut med to utgaver i beretningsperioden.

I løpet av 1987 er det sendt ut 58 pressemeldinger, bl a i forbindelse med avslutningen av letehull der Oljedirektoratet søker å gi maksimal informasjon.

1.3.6 Biblioteket

Aktiviteten i biblioteket har også i 1987 vært betydelig. For de eksterne forespørslene er det også for dette beretningsåret registret en økning i antall henvendelser. De eksterne brukerne sto for 54 % av forespørslene etter litteratur. Disse omfatter norske og utenlandske bibliotek, studenter, forskere, oljeselskaper og andre firma innen petroleumsnæringen.

Bibliotekpersonalet har gitt omvisninger i biblioteket og gitt orienteringer om bibliotekets tjenester til oljeselskaper, statlige etater og til andre bibliotek.

Biblioteket har deltatt aktivt i arbeidet med utgivelsen av referatorganet Olje-indeks og litteraturlatabasen OIL. Etterspørselen etter litteratur fra Olje-indeks og OIL er fortsatt betydelig.

1.3.7 INFOIL-sekretariatet

Bruken av databasene Oil og INFOIL, og antall abonnenter til de tilhørende trykte utgavene ligger på samme nivå som tidligere. En tendens til at basene blir mer brukt i skoleverket, spesielt i høgskolene, er tydelig.

Det er gjort betydelige fremskritt med å få kanadiske myndigheter og forretningsmessige samarbeidspartnere med i prosjektet INFOIL 2 både som leverandører av forskningsprosjektdata og som brukere av databasen.

Det har lyktes å få EF-administrasjonen i Brussel til å levere data fra deres samling av "European Communities Oil and Gas Technological Development Projects" til INFOIL-basen.

Databasen INFOIL er også solgt i abonnement til et av de større utenlandske oljeselskapene for installasjon internt i selskapets eget dataanlegg.

En ny katalog i norsk og engelsk utgave: "Offshore R & D projects 1987" og "Petroleumsforskning 1987" er produsert fra databasen INFOIL og lagt ut for salg.

En ny utgave av den norske emneordssamlingen – Petroleumstesaaurus – er utarbeidet for salg på det norske markedet. Denne er kommet i stand som et samarbeidsprosjekt mellom Oljedirektoratet og Statoil. Det edb-tekniske arbeidet med denne utgave er utført ved Norsk Termbank ved Universitetet i Bergen.

Sekretariatstjenesten for Forum for petroleumsdokumentasjon som ble etablert som en stiftelse den 29.4.87, har bl a omfattet arbeid med vedtekter for stiftelsen, tilrettelegging av styremøter, medlemsblad, edb-basert medlemsregister, kontakt med kapitalyttere og samarbeid med forretningsførere.

1.3.8 Avdelingskontoret Harstad

I 1987 var avdelingskontoret besatt med 12 hele, 2 halve og 1 1/2 engasjement-stilling (totalt 15 personer). Det er ikke tilført personellressurser utover engasjementstillinger til OD-H i 1987. 2 personer 1/2 stillingshjemmel) har pr 31.12.87 permisjon. Disse stillingshjemlene er pr 31.12.87 besatt med vikarer.

Oljedirektoratets avdelingskontor i Harstad, OD-H, ivaretar Oljedirektoratets tilsynsansvar i letefasen nord for 69N inkludert Svalbard. Dette omfatter både ressurs- og sikkerhetsforvaltning. OD-H er i den sammenheng delegert formell myndighet hva angår utstedelse av samtykker og boretillatelse. OD-H ivaretar myndighetenes forvaltningsansvar hva angår Sikkerhetsforskriften av 1971 på Svalbard. En revidert sikkerhetsforskrift for Svalbard vil bli innført i 1988. Videre har OD-H forvaltningsansvar for vitenskapelige undersøkelsestillatelse nord for 65N med formelle fullmakter hva angår utstedelse av tillatelse. Oljedirektoratets informasjonsansvar i de 3 nordligste fylkene Nordland, Troms og Finnmark, ivaretas av OD-H. Driften av miljødatainnsamlingsprosjektet i Barentshavet er delegert OD-H. Videre ivaretas oppgaver tilknyttet driften av kontoret som budsjett, regnskap, personalforvaltning og arkivtjeneste.

OD-H har vært operativ i 1987 etter en ny instruks med formelle delegasjoner som ble innført 1.7.87 for avdelingskontoret. Arbeidsoppgavene omfatter tilsyn med petroleumsaktiviteten i letefasen som i 1987 i hovedsak har vært 11. runde boringer med utstedelse av nødvendig tillatelse og oppfølging. Dette omfatter fem §9-samtykker med fem boretillatelser og et §8-samtykke med sytten boretillatelser. I tillegg er en boretillatelse på Svalbard gitt i 1987. To vitenskapelige

undersøkelsestillatelser er gitt i 1987. Hovedoppgavene i 1987 har vært å tilpasse organisasjonen ved OD-H de oppgavene som er delegert. Da Oljedirektoratet ikke fikk nye stillinger for 1987 har dette medført at rutiner og prosedyrer for saksbehandling har vært viet betydelig oppmerksomhet i 1987. Samtidig har samkjøring med hovedkontoret for ens behandling nord og sør for 69N av operatørene vært en av hovedoppgavene.

2 Virksomheten på norsk kontinentalsokkel

2.1 Undersøkelses- og utvinningstillatelser

2.1.1. Nye undersøkelsestillatelser

Det er pr 31.12.87 tildelt 157 kommersielle undersøkelsestillatelser. Hver tillatelse har en varighet på 3 år.

Følgende tillatelser ble gitt i 1987:	Tillatelse nr:
Geophysical Company of Norway A/S	146
Mobil Exploration Norway Inc	147
Norsk Hydro A/S	148
Geophysical Service Inc	149
Esso Norge a.s	150
Saga Petroleum a.s	151
Fina Exploration Norway	152
Institutt for kontinentalsokkelundersøkelser	153
Amoco Norway Oil Company	154
A/S Geoteam	155
Norsk Agip A/S	156
Amerada Hess Norge A/S	157

Tillatelse nr 146 og 147 ble gitt i 1986, men gjaldt først fra 1.1.87.

2.1.2 Nye utvinningstillatelser

Det ble i 1987 tildelt 13 nye utvinningstillatelser bestående av 22 blokker. Utvinningstillatelsene 130 til 142 utgjør 11. tildelingsrunde på norsk sokkel. Denne tildelingsrunden omfatter det største tildelte areal siden den første tildelingsrunden på norsk sokkel. Utvinningstillatelsene 136, 137, 139, 140 og 141 omfatter de såkalte nøkkelblokkene i Barentshavet. Tab 2.1.2.a inneholder opplysninger om utvinningstillatelsene som ble gitt i 1987, mens tab 2.1.2.b opplyser om alle utvinningstillatelser som er gitt siden 1965. Tab 2.1.2.c viser norske og utenlandske andeler ved de enkelte tildelingsrunder.

2.1.3 Andelsoverdragelser

I løpet av 1987 er følgende andelsoverdragelser godkjent i henhold til paragraf 61 i Lov nr 11 av 22. mars 1985 om petroleumsvirksomhet:

Utvinningstillatelse 052

Svenska Petroleum Exploration A/S har kjøpt og innfusjonert Petrowede Norge A/S. Fordelingen i utvinningstillatelse 036 er etter dette:

Den norske stats oljeselskap a.s.	50.000 %
Unocal Norge A/S	20.000 %
Deminex (Norge) A/S	12.500 %
Norsk Hydro Produksjon a.s.	10.000 %
Svenska Petroleum Exploration A/S	5.000 %
Norske Deminex A/S	2.500 %

Utvinningstillatelse 036

Elf Aquitaine A/S har kjøpt og innfusjonert Bow Valley Exploration Norge A/S. Fordelingen i utvinningstillatelse 036 er etter dette:

Den norske stats oljeselskap a.s.	40.000 %
Marathon Petroleum Norge A/S	23.798 %
Elf Aquitaine Norge A/S	17.639 %
Norsk Hydro Produksjon A/S	6.228 %
Total Marine Norsk A/S	4.820 %
Sunningdale Norge A/S	3.875 %
Saga Petroleum a.s.	3.471 %
A/S Uglands Rederi	0.169 %

Utvinningstillatelser 007, 008, 009, 016, 017 og 018

Norminol A/S har kjøpt selskapet Cofranord A/S og omdøpt det til Norexplor A/S. Fordelingen i de nevnte utvinningstillatelsene er etter dette:

Utvinningstillatelse 007

Elf Aquitaine Norge	32.376 %
Norsk Hydro Produksjon a.s.	26.800 %
Norexplor A/S	1.216 %
Eurafrep Norge A/S	1.824 %
Coparex Norge A/S	1.596 %
Total Marine Norsk A/S	16.188 %
Phillips Petroleum Company Norway	14.780 %
Norsk Agip A/S	5.220 %

Utvinningstillatelse 008

Elf Aquitaine Norge	32.376 %
Norsk Hydro Produksjon a.s.	13.400 %
Norexplor A/S	1.216 %
Eurafrep Norge A/S	1.824 %
Coparex Norge A/S	1.596 %
Total Marine Norsk A/S	16.188 %
Den norske stats oljeselskap a.s.	2.000 %
ØMV Norge A/S	11.400 %
Phillips Petroleum Company Norway	14.780 %
Norsk Agip A/S	5.220 %

Utvinningstillatelse 009

Elf Aquitaine Norge	32.376 %
Norsk Hydro Produksjon a.s.	26.800 %
Norexplor A/S	1.216 %
Eurafrep Norge A/S	1.824 %
Coparex Norge A/S	1.596 %
Total Marine Norsk A/S	16.188 %
Phillips Petroleum Company Norway	14.780 %
Norsk Agip A/S	5.220 %

Tab 2.1.2.a
Tildelinger: Tildelingsrunde 11

Utv.nr	Felt/Blokk	% Andel	Rettighetshavere (O=operatør)
130	6201/11	50.000 15.000 15.000 20.000	O Den norske stats oljeselskap a.s A/S Norske Shell Petrobras Norge A/S Texas Eastern Norwegian Inc
131	6406/8	20.000 10.000 10.000 10.000 50.000	O Elf Aquitaine Norge A/S Svenska Petroleum Exploration AB Esso Norge a.s Petrobras Norge A/S Den norske stats oljeselskap a.s
132	6407/10	20.000 10.000 10.000 50.000 10.000	O Norsk Hydro Produksjon a.s Norsk Agip A/S Deminex (Norge) A/S Den norske stats oljeselskap a.s A/S Norske Shell
133	6408/4	50.000 50.000	O Conoco Norway Inc Den norske stats oljeselskap a.s
134	6506/11	50.000 30.000 10.000 10.000	O Den norske stats oljeselskap a.s Norsk Agip A/S Tenneco Oil Company Norsk A/S Texas Eastern Norwegian Inc
135	7124/3 og 7125/1	15.000 5.000 15.000 15.000 50.000	O Saga Petroleum a.s Amerada Hess (Norway) Ltd Arco Norway Inc Total Marine A.S Den norske stats oljeselskap a.s
136	7219/9 og 7220/7	20.000 10.000 10.000 10.000 50.000	O Norsk Hydro Produksjon a.s BP Petroleum Dev. of Norway A/S Norske Fina A/S Mobil Development Norway A/S Den norske stats oljeselskap a.s
137	7224/7 og 7224/8	50.000 10.000 10.000 15.000 5.000 10.000	O Den norske stats oljeselskap a.s BP Petroleum Dev. of Norway A/S Norsk Hydro Produksjon a.s Esso Norge A/S Saga Petroleum a.s A/S Norske Shell
138	7122/6	20.000 5.000 10.000 15.000 50.000	O Total Marine Norsk A.S Amerada Hess (Norway) Ltd Norsk Hydro Produksjon a.s A/S Norske Shell Den norske stats oljeselskap a.s
139	7226/8 og 7226/9 og 7226/11	50.000 10.000 10.000 10.000 10.000 10.000	O Den norske stats oljeselskap a.s Conoco Norway Inc Elf Aquitaine Norge A/S Norske Fina A/S Mobil Development Norway A/S A/S Norske Shell
140	7320/9 og 7321/7	35.000 15.000 50.000	O Mobil Development Norway A/S Conoco Norway Inc Den norske stats oljeselskap a.s
141	7321/8 og 7321/9	20.000 15.000 5.000 50.000 10.000	O Norsk Hydro Produksjon a.s BP Petroleum Dev. of Norway A/S Saga Petroleum a.s Den norske stats oljeselskap a.s Tenneco Oil Company Norsk A/S
142	29/9 og 30/7 og 30/10	40.000 10.000 50.000	O Elf Aquitaine Norge A/S Saga Petroleum a.s Den norske stats oljeselskap a.s

Utvinningsstillatelse 016		Total Marine Norsk A/S	8.094 %
Phillips Petroleum Co. Norway	36.960 %	Eurafrep Norge A/S	0.456 %
Norske Fina A/S	30.000 %	Coparex Norge A/S	0.399 %
Norsk Hydro Produksjon a.s.	13.040 %	Norexplor A/S	0.304 %
Elf Aquitaine Norge A/S	6.700 %		

Tab 2.1.2.b
Utvinningsstillatelser og arealer pr 31.12.87

Tild.- runde tildelt	Utvinn. till. nr	Antall blokker tildelt	tilb. levert	Areal tildelt km ²	Areal tilb.lev. km ²	Areal i utv.till. km ²	
1.	01.sept.1965 07.des.1965 12.sept.1977	001-021 022 019 (2)	74 4 2	52 3 0	39842.476 2263.565 617.890	35072.925 1984.116 0.0	4769.551 279.449 617.890
2.	23.mai 1969 30.mai 1969 14.nov. 1969 11.juni 1971	023-031 032-033 034-035 036	9 2 2 1	1 0 0 0	4107.833 746.285 1024.529 523.937	2233.366 376.906 564.837 262.047	1874.467 369.379 459.692 261.890
ut.	10.aug. 1973	037	2	0	586.834	295.157	291.677
3.	01.apr. 1975	038-040 og 042	7	4	1840.547	1389.779	450.768
0	1.juni 1975 06.aug. 1976 27.aug. 1976 03.des. 1976 07.jan. 1977 18.febr.1977 23.des. 1977	041 043 044 045-046 047 048 049	1 2 1 4 2 2 1	0 0 0 2 1 1 1	488.659 604.558 193.076 1270.682 368.363 321.500 485.802	244.048 303.215 90.418 531.190 304.160 107.019 485.802	244.611 301.343 102.658 739.492 64.203 214.481 0.0
ut.	16.jun. 1978	050	1	0	500.509	151.962	348.547
4.	06.apr. 1979	051-058	8	1	4007.887	1887.772	2120.115
ut.	20.aug. 1982	079	1	0	102.167		102.167
5.	18.jan. 1980 27.mars 1981 23.apr. 1982	059-061 062-064 073-078	3 3 6	2 1 0	1108.078 1099.522 2311.912	998.675 499.780	09.403 599.742 2311.912
6.	21.aug. 1981	065-072	9	0	3218.945		3218.945
7.	10.des. 1982	080-084	5	0	2082.966		2082.966
ut.	08.juli 1983	085	3	0	1521.160		1521.160
8.	09.mars 1984	086-100	17	0	6346.603		6346.603
9.	14.mars 1985	101-111	13	0	5293.053		5293.053
ut.	26.juli 1985	112	1		260.215		260.215
10a	23.aug. 1985	113-120	9		3075.433		3075.433
10b	28.febr. 1986	121-128	9		3828.257		3828.257
ut.	11.juli 1986	129	1		225.393		225.393
11.	10.apr. 1987 29 mai 1987	130-137 138-142	11 11		4163.711 2975.806		4163.711 2975.806
			227	69	97399.820	48066.693	49333.127

- ut = tildelt utenfor tildelingsrunder

Utvinningsstillatelse 017			Utvinningsstillatelse 018	
Phillips Petroleum Co. Norway	36.960 %		Phillips Petroleum Co. Norway	36.960 %
Norske Fina A/S	30.000 %		Norske Fina A/S	30.000 %
Norsk Agip A/S	13.040 %		Norsk Agip A/S	13.040 %
Norsk Hydro Produksjon a.s.	6.700 %		Norsk Hydro Produksjon a.s.	6.700 %
Elf Aquitaine Norge A/S	8.094 %		Elf Aquitaine Norge A/S	8.094 %
Total Marine Norsk A/S	4.047 %		Total Marine Norsk A/S	4.047 %
Eurafrep Norge A/S	0.456 %		Eurafrep Norge A/S	0.456 %
Coparex Norge A/S	0.399 %		Coparex Norge A/S	0.399 %
Norexplor A/S	0.304 %		Norexplor A/S	0.304 %

Tab 2.1.2.c

Tildelingsrunder – Norske og utenlandske andeler

Tildelingsrunde	År	Antall blokker	Andel %		Operatør %	
			norsk	utenl.	norsk	utenl.
1	1965	78	9	91	0	100
2	1969 – 71	14	15	85	0	100
Statfjord	1973	2	52	48	0	100
3	1974 – 78	22	58	42	63	37
Ula (19 B)	1977	2	50	50	0	100
Gullfaks	1978	1	100	0	100	0
4	1979	8	58	42	68	32
5	1980 – 82	12	66	34	92	8
6	1981	9	64	34	50	50
Utv.t 079	1982	1	100	0	100	0
7	1982	5	60	40	80	20
Utv.t 085	1983	3	100	0	100	0
8	1984	17	60	40	60	40
9	1985	13	43	57	62	38
Utv.t 112	1985	1	67	33	0	100
10A	1985	9	64	36	67	33
10B	1986	9	65	36	56	44
Utv.t 129	1986	1	67	33	100	0
11	1987	22	59	41	62	38

2.1.4 Tilbakeleveringer

Det har i 1987 funnet sted tilbakeleveringer i 3 utvinningsstillatelser. I en utvinningsstillatelse er hele arealet tilbakelevert. Dette fremgår av tab 2.1.4.

Tab 2.1.4

Tilbakeleveringer

Utv. till.	Operatør	Blokk	Opprinnelig areal km ²	Tilbakeleverert areal km ²	Areal i utvinningsstill. km ²
053	Hydro	30/6	508.360	174.408	333.952
063	Hydro	7117/9	331.606	331.606	000.000
064	Statoil	7120/8	331.606	168.174	163.432

2.1.5 Tildelingsrunder

11. tildelingsrunde ble utlyst med søknadsfrist 10. oktober 1986, og omfattet 39 blokker innenfor områdene Møre Sør, Møre I, Haltenbanken, Troms Nordvest, Bjørnøya Sør og Finnmark Vest. Det ble også gitt anledning til å søke på tidligere utlyste blokker nord for 62°N.

I tillegg ble 5 såkalte nøkkelblokker i Barentshavet (tidligere kalt "strategiske blokker") utlyst med søknadsfrist 23. januar 1987. Ytterligere 4 nøkkelblokker samt 3 blokker (tilbakeleverte deler) i Nordsjøen ble utlyst med søknadsfrist 8. april 1987.

Totalt søkte 21 selskaper på i alt 34 blokker.

12. tildelingsrunde, fase A ble utlyst 13.8.87. Runden omfattet 18 blokker eller deler av blokker i Nordsjøen. Søknadsfrist ble satt til 19.2.88. Den 26.11.87 ble ytterligere 3 Nordsjøblokker utlyst, slik at 12. tildelingsrunde, fase A, totalt kom til å omfatte 21 blokker.

Utlysningen av blokkene i Nordsjøen er basert på at mulighetene for å gjøre oljefunn er gode, at blokkene ligger nær eksisterende eller planlagte anlegg, at leterisikoen er moderat og vann dybden er liten. Blokker med muligheter for fellesstrukturer med Danmark og/eller Storbritannia er også inkludert.

2.2 Kartlegging og leteboring

2.2.1 Geofysiske og geologiske undersøkelser

Det ble samlet inn totalt 120 794 km seismikk på norsk sokkel i 1987. Dette er noe lavere enn i rekordåret 1986. (se fig 2.2.1.a).

2.2.1.1 Oljedirektoratets geofysiske undersøkelser 1987.

Oljedirektoratet samlet inn 19 289 km seismikk i løpet

av 1987 (fig 2.2.1.b). Det ble samlet inn data i områdene angitt på fig 2.2.1.c og d.

Vøringplatået.

Det ble samlet inn 3 416 km med "Western Challenger". Dette er en regional undersøkelse og dataene prosesseres hos Western Atlas (2 721 km) og Ensign Geophysics Ltd. (695 km) i London.

Fig 2.2.1.a

Seismiske undersøkelser på norsk kontinentalsokkel 1962–1987

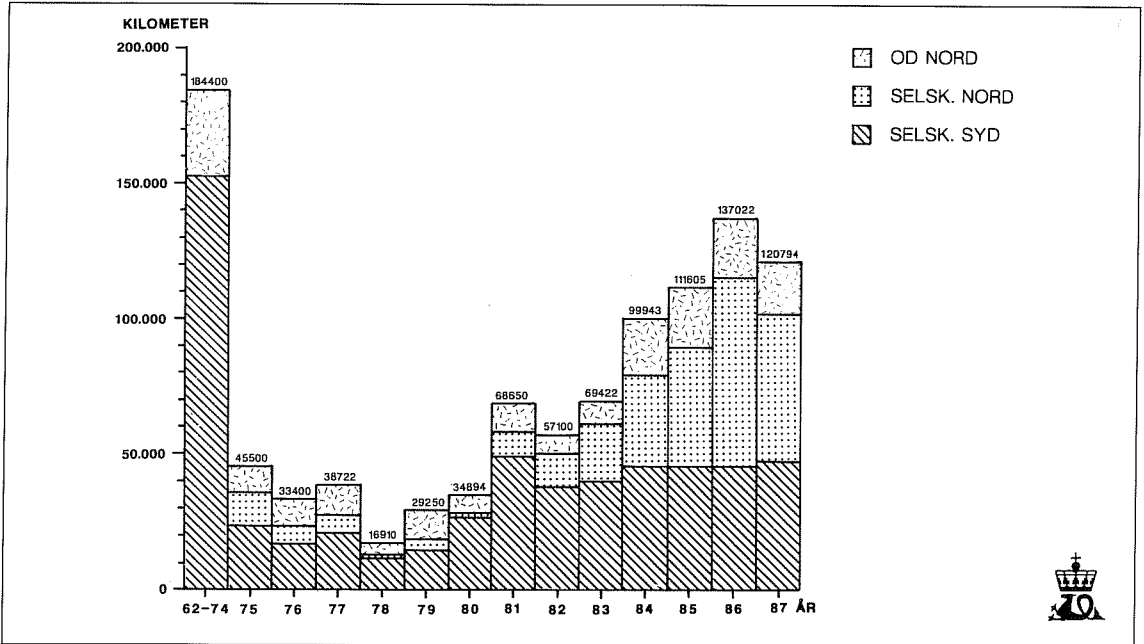


Fig 2.2.1.b

Seismiske undersøkelser på norsk kontinentalsokkel 1962–1987

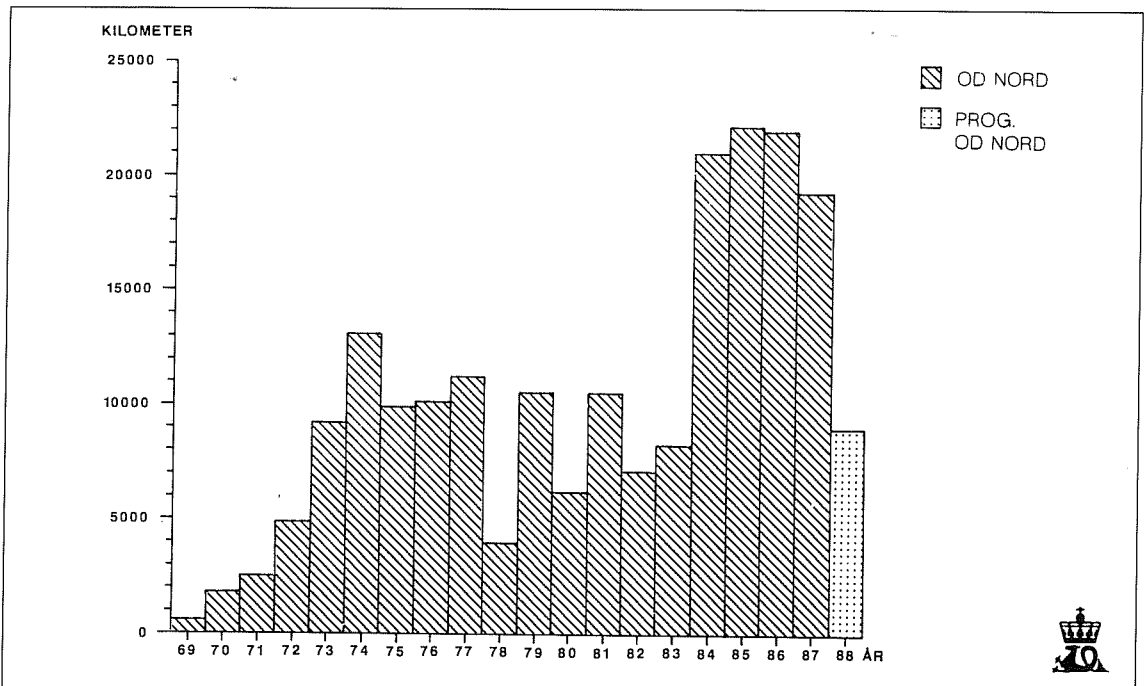
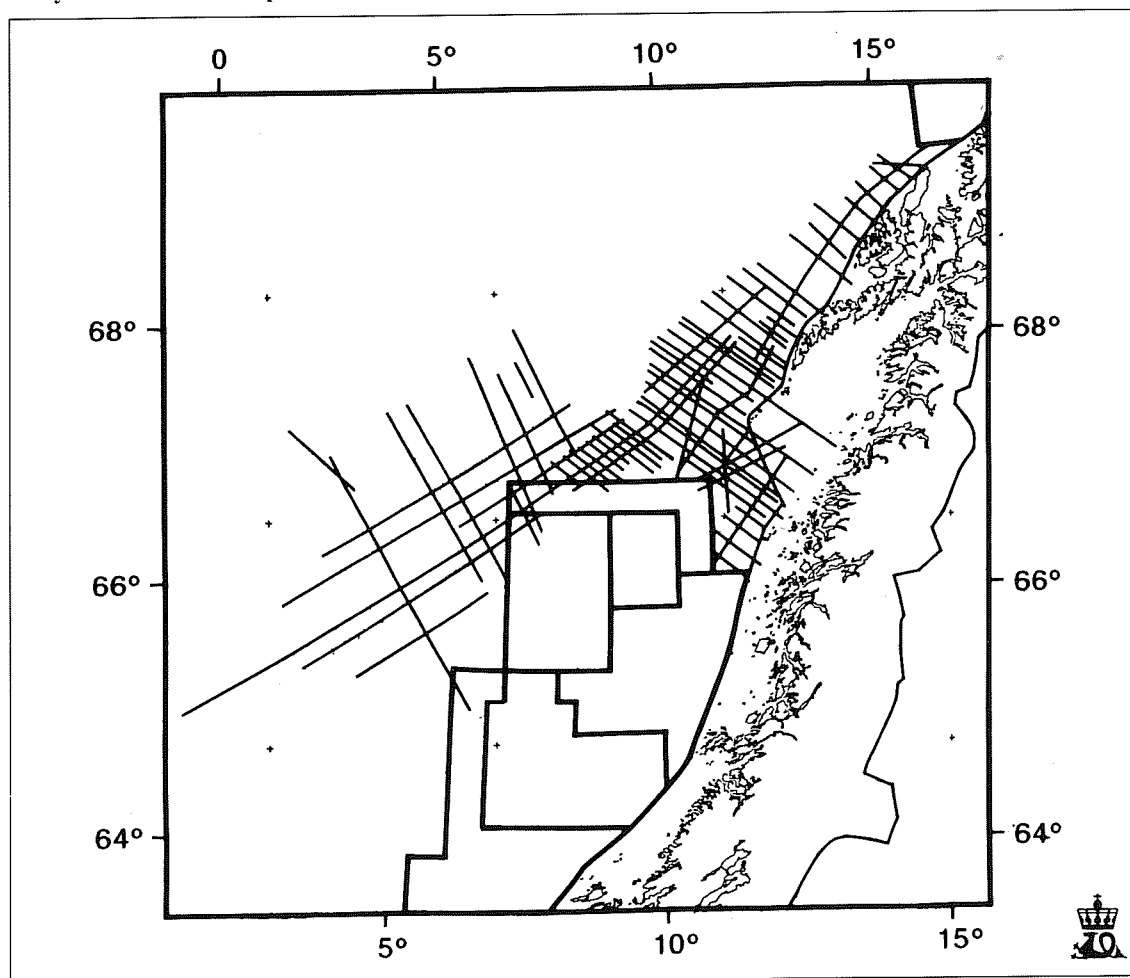


Fig 2.2.1.c
Geofysiske undersøkelser på midt-norsk sokkel 1987 utført av Oljedirektoratet



Lofoten Vest.

Det ble samlet inn 3 845 km med CGGs fartøy "Rig Master", og i tillegg 130 km med testlinjer. En testlinje ble kjørt med redusert kildevolum, og det ble også samlet inn 4 og 8 parallelle linjer samtidig ved hjelp av to-kabel teknologi og flere kilder. Disse testene vil være nyttige i forbindelse med analyse av kildegenerert støy og direktivitetsstudier. Datene prosesseres hos Geco A/S i Stavanger (2 160 km) og Ensign Geophysics Ltd (1 815 km) i London.

Bjørnøya Vest.

Det ble samlet inn 4 135 km med GSIs fartøy "Polar Princess" og 114 km med "Geco Echo". Disse undersøkelsene fullfører Oljedirektoratets nett i området. Dataene blir prosessert hos GSI i Stavanger.

Nordflaket/Spitsbergenbanken.

Det ble samlet inn 1 365 km med GSIs fartøy "Polar Princess". En linje på 400 km ble samlet inn ved hjelp av tre kilder og to kabler tauet bredt, slik at det ble samlet inn seks parallelle linjer. De øvrige dataene ble

samlet inn med et meget bredt "kildearray" (over 100 meter) for å forsøke å oppnå en forbedring av datakvaliteten i forhold til tidligere undersøkelser i området. Hensikten med å taue brede "kilde- og mottagerarrayer" er å oppnå bedre direktivitet slik at man oppnår bedre penetrasjon gjennom havbunnen og bedre støykansellering. Ulempen med denne metoden er at man mister høye frekvenser og dermed en del av detaljoppløsningen i de grunneste lagene.

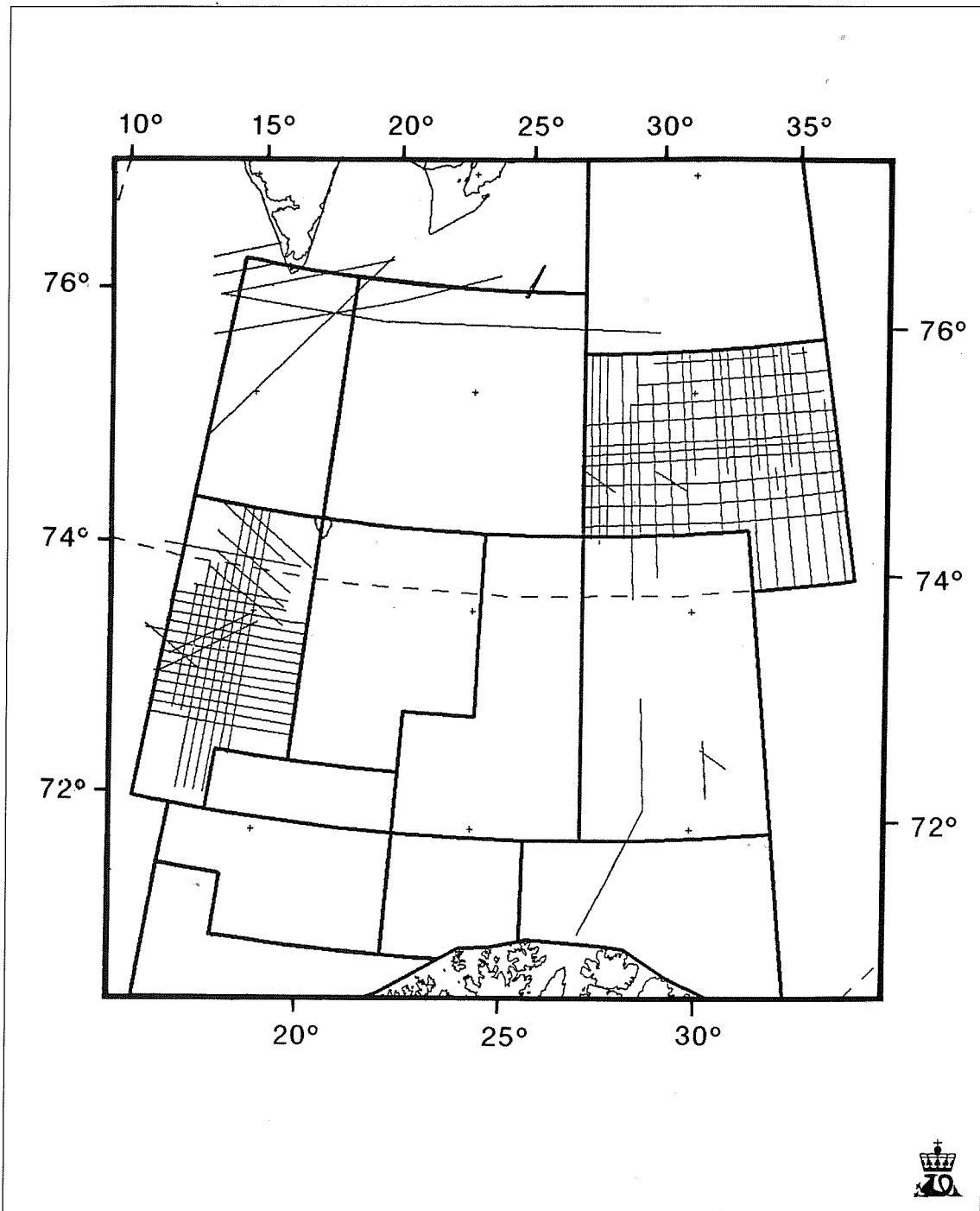
Dataene blir prosessert hos CGG i London (964 km) og Geco Stavanger (401 km).

Sentralbanken.

Det ble samlet inn 4 048 km med "Geco Echo" og 1 793 km med "Geco Gamma". "Geco Gamma"-dataene ble skutt med to kilder og to kabler tauet bredt, slik at det ble samlet inn fire parallelle linjer. En av disse linjene ble sendt ut til flere selskaper for testprosessering, og ut fra resultatet av denne testprosesseringen ble prosesseringen av dataene fordelt mellom CGG (2 040 km), Geco (1 892 km) og Western Atlas (1 920 km).

Fig 2.2.1.d

Geofysiske undersøkelser utenfor Nord-Norge 1987 utført av Oljedirektoratet

**Nordkappbassenget.**

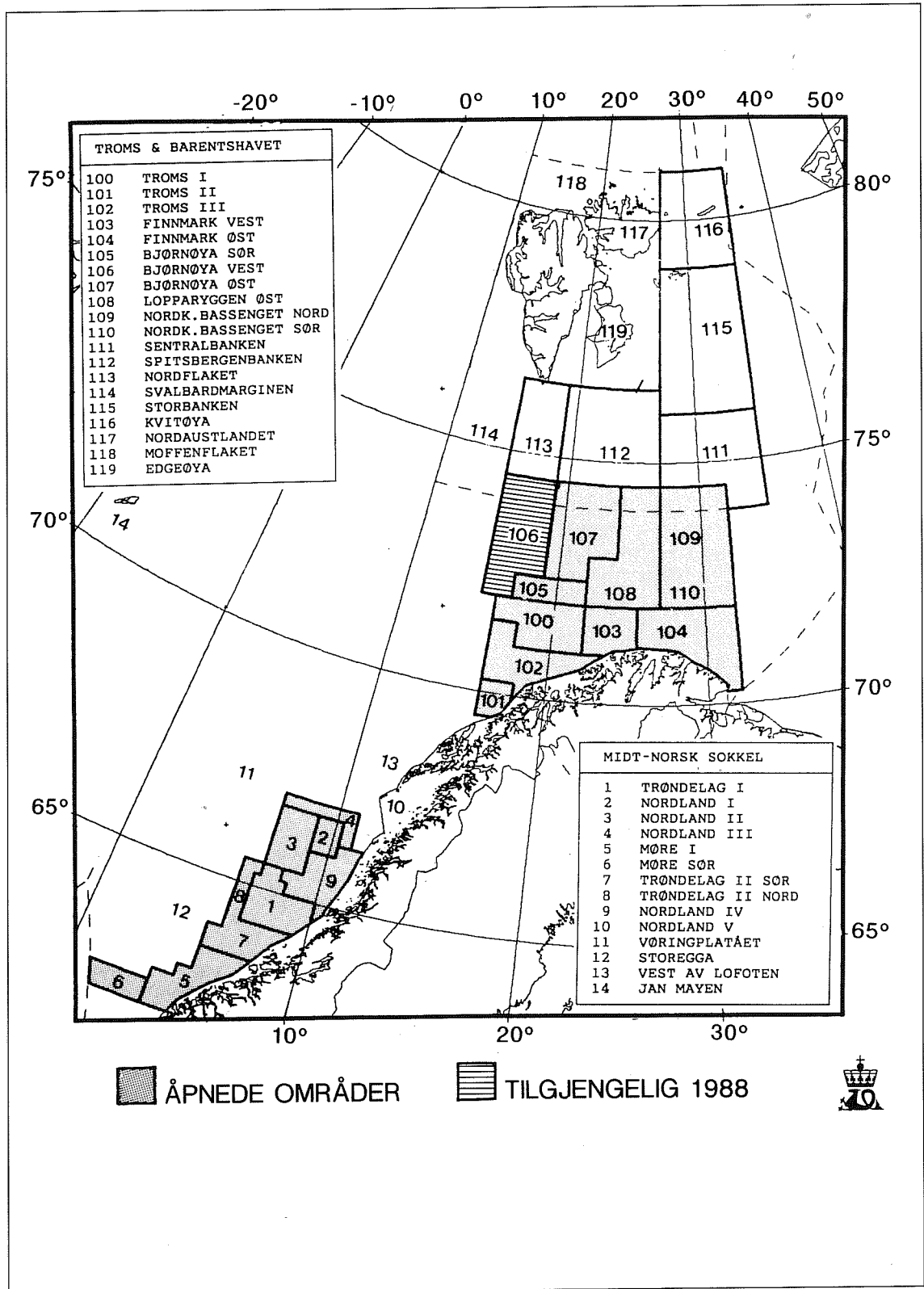
Det ble samlet inn flere testlinjer over flanken av Nordkappbassenget med "Geco Echo". Det ble benyttet en minikabel med korte grupper (5 meter) og "null offset" (avstand mellom kilde og nærmeste mottaker) i tillegg til vanlig kabel. Det ble gjort sammenligninger av flere typer kilder (luftkanoner/vannkanoner) med forskjellige konfigurasjoner og det ble også samlet inn

data med to kabler over hverandre med "null offset". Det ble benyttet nærfeltsmålinger over de enkelte kanonene til beregning av fjernfeltsignaturer. Hovedtyngden av dataene blir prosessert hos GSI i Stavanger, mens det er utført spesielle tester hos SERES i Trondheim, Merlin i London og Geco i Stavanger.

Hensikten med minikabel og punktkilde i tillegg til

Fig 2.2.1.e

Områder som er, eller som i nær framtid vil bli, tilgjengelig for seismisk datainnsamling for industrien. Områdebetegnelser nord for Stad



vanlig kabel og stort 1(array1) er å få samlet inn grunne data med høy oppløsning parallelt med de dype dataene. Slike grunne data vil kunne benyttes til detaljkartlegging av de grunneste lagene og påvisning av anomalier i havbunnen samt grunn gass.

På slutten av undersøkelsene ble det skutt en lang linje (232 km) gjennom potensielle prospekter i Nordkappbasenget og inn mot Finnmarkskysten. Denne linjen ble prosessert av GSI i Stavanger.

2.2.1.2 Åpning av nye leteområder.

Oljedirektoratet har i løpet av 1987 klargjort Bjørnøya Vest for åpning for seismiske undersøkelser i selskaperes regi (fig 2.2.1.e). Årets data vil foreligge ferdig prosessert våren 1988.

2.2.1.3 Geofysiske undersøkelser i selskaperes regi

I 1987 ble det skutt 101 504 km seismikk på norsk kontinentalsokkel i regi av oljeselskap, kontraktører eller universiteter. Av dette er 20 784 km 3D-seismikk. 47 604 km ble skutt i Nordsjøen og 53 900 km nord for Stad.

Det framgår av tallene over, at aktiviteten i Nordsjøen økte svakt fra 1986 til 1987, mens aktiviteten nord for Stad gikk en del ned.

Norske oljeselskap skjøt 42 643 km, utenlandske oljeselskap 30 417 km, kontraktørselskap 19 272 km og vitenskapelige institusjoner 9 172 km seismikk i 1987. Det ble samlet inn 18 072 km spekulativ seismikk av GECO, NOPEC og Western, og ca 1 200 km av IKU og Geoteam.

2.2.1.4 Salg av seismiske data

Oljedirektoratet har i 1987 regnskapsført inntekter ved salg av seismiske datapakker for 207.4 mill kr (313.6 mill kr i 1986). Jf tab 2.2.1.4.

Selskap som har kjøpt alle Oljedirektoratets seismiske datapakker i de forskjellige områdene er som følger:

Trøndelag I

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

Nordland I

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

Nordland II

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

Nordland III

Agip, BP, Elf, Esso, Mobil, Saga, Shell, Statoil og Total.

Møre I

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

Møre Sør

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

Trøndelag II Sør

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

Trøndelag II Nord

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

Nordland IV

Agip, Elf, Esso, Mobil, Saga, Shell, Statoil og Total.

Troms I

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

Troms II

Agip, Elf, Esso, Hydro, Mobil, Saga, Shell, Statoil og Total.

Troms III

Agip, Elf, Esso, Mobil, Saga, Shell, Statoil og Total.

Finnmark Vest

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

Finnmark Øst

Agip, Amoco, Arco, BP, Conoco, Deminex, Elf, Esso, Hydro, Mobil, Saga, Shell, Statoil, Texas Eastern og Total.

Bjørnøya Sør

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

Bjørnøya Øst

Agip, Amoco, Arco, BP, Conoco, Elf, Esso, Fina, Hydro, Mobil, Saga, Shell, Statoil, Tenneco og Total.

Lopparyggen Øst

Agip, Amerada, Amoco, Arco, BP, Conoco, Demi-

nex, Elf, Esso, Fina, Hydro, Mobil, Phillips, Saga, Shell, Statoil, Tenneco, Texas Eastern og Total.

Nordkappbassenget Sør

Agip, Amoco, Arco, BP, Conoco, Deminex, Elf, Esso, Hydro, Mobil, Petrobras, Phillips, Saga, Shell, Statoil, Texas Eastern og Total.

Nordkappbassenget Nord

Agip, Amoco, Arco, BP, Conoco, Elf, Esso, Hydro, Mobil, Saga, Shell, Statoil, Texas Eastern og Total.

Tab 2.2.1.4.**Oversikt over antall seismiske datapakker solgt i 1987 og totalt:**

Pk	Navn	1987	Totalt
001	MØRE-TRØNDELAGE-REGIONAL-PAKKE-1		32
002	MØRE-TRØNDELAGE-REGIONAL-PAKKE-2		25
003	TAMPEN-SPUR	2	21
004	MØRE-SØR-84	2	21
005	TRØNDELAGE-REGIONAL	1	24
006	HALTENBANKEN-VEST-84	1	23
007	FRØYABANKEN-84	1	24
008	MØRE-TRØNDELAGE-PAKKE-2	1	22
009	MØRE-TRØNDELAGE-PAKKE-3		28
010	TRÆNABANKEN		30
011	REG-DATA-NORDLANDSRYGGEN		20
012	NORDLAND-IV-85	2	8
013	REG-DATA-MID-N-SOKKEL		19
014	NORDLAND-II-83		21
015	NORDLAND-III-84	2	9
016	TROMS-II	2	9
017	REGIONAL-DATA-TROMS-ØST	1	17
018	FINNMARK-VEST-83	1	18
019	FINNMARK-VEST-84	1	19
020	NORDLAND-III-85	3	9
021	MØRE-SØR-TEST-84		5
022	STOREGGA-85	1	4
023	VØRINGPLATAET	1	4
024	VØRING-BASS.-85/86	3	3
025	LOFOTEN-VEST-86	4	4
026	JAN-MAYEN-85	1	1
100	TROMS-HOVEDPAKKE		34
101	REG-DATA-TROMS-BARENTSH.-73	2	20
102	TROMS-III-83/84	2	11
103	TROMS-III-85	3	8
105	TROMS-I-ØST-77	1	18
106	TROMS-NORD-82-PAKKE-1		23
107	TROMS-NORD-83-PAKKE-3		22
108	TROMS-NORD-82-PAKKE-2		15
109	TROMS-NORD-83-PAKKE-4		15
200	BJØRNØYA-PAKKE-1	1	21
201	BJØRNØYA-SØR-84	1	21
202	BJØRNØYA-ØST-REGIONAL-84	3	17
203	BJØRNØYA-ØST-84	3	16
204	BJØRNØYA-TILLEGG-NORD	2	15
205	BJØRNØYA-VEST-REGIONAL-84	3	10
206	LOPPARYGGEN-ØST-REGIONAL-84	3	19
207	LOPPARYGGEN-ØST-85-SSL-DIAG	3	19
208	LOPPARYGGEN-ØST-85-NORD	4	19
209	LOPPARYGGEN-ØST-85-GECO-DIAG	3	19
210	LOPPARYGGEN-ØST-85-GRID	3	19
211	BJØRNØYA-ØST-TEST-85		1
212	BJØRNØYA-VEST-86-DIAG	6	6
213	BJØRNØYA-VEST-86-HIGH	6	6
214	BJØRNØYA-VEST-86-MARGIN	5	5
300	BARENTSHAVET-SØR-ØST-HOVED	7	20
301	BARENTSHAVET-SØR-ØST-PAKKE-2	7	19
302	NORDKAPP-BASS.-85-GECO-DIAG	9	18
303	NORDKAPP-BASS.-85-NORD	9	17
304	NORDKAPP-BASS.-85-GRID	10	19
305	NORDKAPP-BASS.-86-DIAG	18	18
306	NORDKAPP-BASS.-86-SØR	18	18
307	NORDKAPP-BASS.-86-NORD	14	14
308	FINNMARK-ØST-86-REGIONAL	16	16
309	FINNMARK-ØST-86-DIAG	15	15
310	FINNMARK-ØST-86-GSI	15	15

2.2.1.5 Frigivning av data og materiale fra sokkelen

I forbindelse med Oljedirektoratets oppfølging av oljevirksomheten på norsk kontinentalsokkel, mottar Oljedirektoratet bl a kopier av borehullslogger og kontinuerlige, representative utvalg av borekaks og borekjerner.

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

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

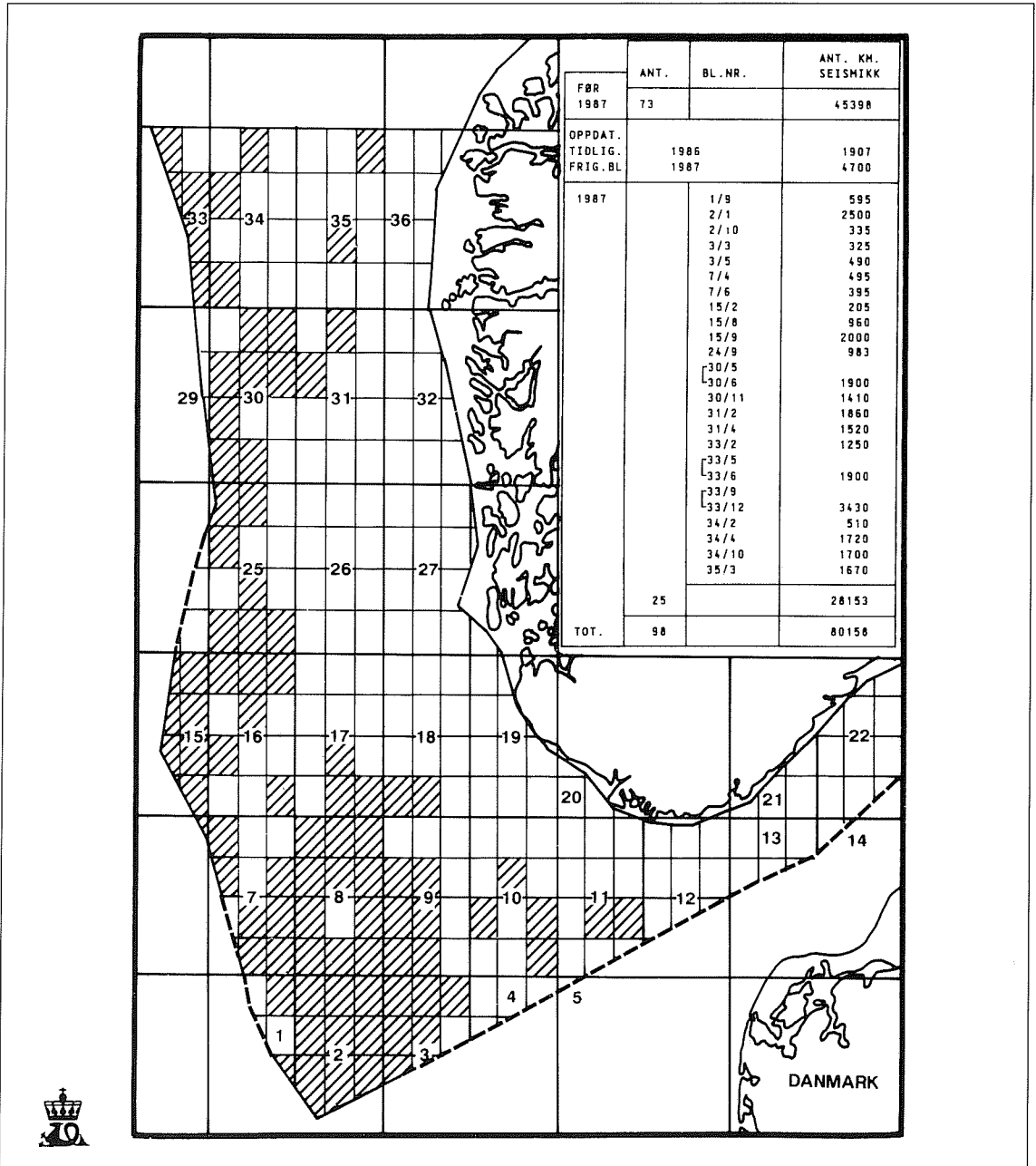
kjernen i letehull og halvparten av kjernen i produksjonsbrønner.

Pr 31.12.87 har Oljedirektoratet lagret 49 178 m kjernemateriale fra 535 borehull, 308 715 prøver av vasket borekaks fra 753 hull og 305 496 våtprøver fra 802 hull på norsk kontinentalsokkel. Dette inkluderer produksjonshull. I alt foreligger materiale fra 1 064 borehull.

Oljedirektoratet har ansvaret for å publisere data og frigi materiale i undervisnings- og forskningsøyemed. Data frigis 5 år etter at borehullet er komplett. Rettighetshavernes tolkninger frigis ikke.

Fig 2.2.1.f

Blokker der seismiske data er frigitt



Tab 2.2.1.6

Tillatelse til vitenskapelige undersøkelser etter naturforekomster

Tilatelse	Navn	Geo- fysikk	Arbeidsfelt Geo- logi	Bio- logi	Område
233	Institut für Meereskunde an der Universität Kiel Forbundsrepublikken Tyskland	X		X	Vøringplatået, Vest og syd-vest Lofoten
234	Universitetet i Oslo Institutt for geologi Oslo	X			Mørebasenget, Vøringplatået
235	Universitetet i Bergen Jordskjelvstasjonen Bergen	X			Lofoten/ Vesterålen og vestlige Barentshav
236	Norges geologiske undersøkelse Trondheim	X			Barentshavet
237	Universität Hamburg Hamburg Forbundsrepublikken Tyskland		X		Nordsjøen
238	Norges geologiske undersøkelse Trondheim		X		Sunnmøre
239	Universitetet i Tromsø Institutt for biologi og geologi Tromsø	X	X		Finnmarkskysten og sørlige Barentshav
240	Universität Hamburg Hamburg Forbundsrepublikken Tyskland	X			Lofoten
241	Universität Hamburg Hamburg Forbundsrepublikken Tyskland	X			Norskehavet
242	Alfred-Wegener-Institut für Polar und Meeresforschung Bremerhaven Forbundsrepublikken Tyskland		X		Nordishavet
243	Norges geologiske undersøkelse Trondheim		X		Nordmøre og Trøndelag
244	Universitetet i Tromsø Institutt for biologi og geologi Tromsø	X	X		Sørlige Barentshav, Finnmarkskysten
245	Universitetet i Bergen Jordskjelvstasjonen Bergen	X			Svalbard-området
246	Norsk Polarinstitutt Oslo Lufthavn	X	X		Svalbard-området, Barentshavet
247	Utgår				
248	Universitetet i Bergen Jordskjelvstasjonen Bergen	X			Kystområder i Finnmark
249	Universitetet i Bergen Jordskjelvstasjonen i Bergen	X			Sognefjorden
250	Universität Hamburg Hamburg Forbundsrepublikken Tyskland		X		Nordsjøen, Skagerrak
251	Universitetet i Bergen Jordskjelvstasjonen Bergen		X		Langs kanten av Nordsjøbasenget fra Arendal til Stord
1/87-H	Universitetet i Tromsø Institutt for biologi og geologi Tromsø	X			Sørlige Barents- hav og Finnmarks- kysten
2/87-H	Universitetet i Trondheim Norges Tekniske Høgskole Institutt for petroleums- teknologi og anvendt geofysikk Trondheim	X			Vestlige Barentshav

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

I Oljedirektoratets kjernestudierom er det anledning til å studere kjernemateriale, borkaks og våtprøver. I spesielle tilfeller er det mulig å få utlevert materiale til studier og analyser utenfor direktoratet. Her gjelder også 5 års regelen for frigivning.

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

Pr 31.12.86 var 73 blokker frigitt, 7 av disse i 1986. I alt er 45 798 profilkilometer frigitt, 7 156 km i 1986.

Fig 2.2.1.f viser et oversiktskart med angivelse av hvilke blokker det er frigitt data fra.

2.2.1.6 Vitenskapelige undersøkelser

Pr 31.12.87 er det gitt i alt 252 tillatelser til vitenskapelige undersøkelser på den norske kontinentalsokkel. Som det fremgår av tab 2.2.1.6 er det i 1987 gitt 20 slike tillatelser; 18 utstedt av Oljedirektoratet i Stavanger og 2 av Oljedirektoratets avdelingskontor i Harstad.

Fra 1.7.87 ble behandling av søknader og utstedelse av tillatelser vedrørende vitenskapelige undersøkelser for områder nord for 65°N delegert til Oljedirektoratets avdelingskontor i Harstad. I de tilfeller søknader omfatter områder både nord og syd for 65°N saksbehandles og utstedes tillatelse i Stavanger. Undersøkelse nr 1/87-H og 2/87-H er følgelig utstedt av Harstad-kontoret.

2.2.2 Leteboring

Ved årsskiftet 1986/87 var fire letehull under boring. Alle disse er avsluttet i 1987.

I 1987 er det påbegynt 36 nye letehull, fordelt på 25 undersøkelseshull og 11 avgrensningshull. Dette er samme antall letehull som i 1986, jf fig 2.2.2.a. Ett undersøkelseshull og ett avgrensningshull nådde ikke prospektive dyp.

35 letehull er avsluttet i løpet av året, 3 er suspendert og 6 var under boring ved årets slutt.

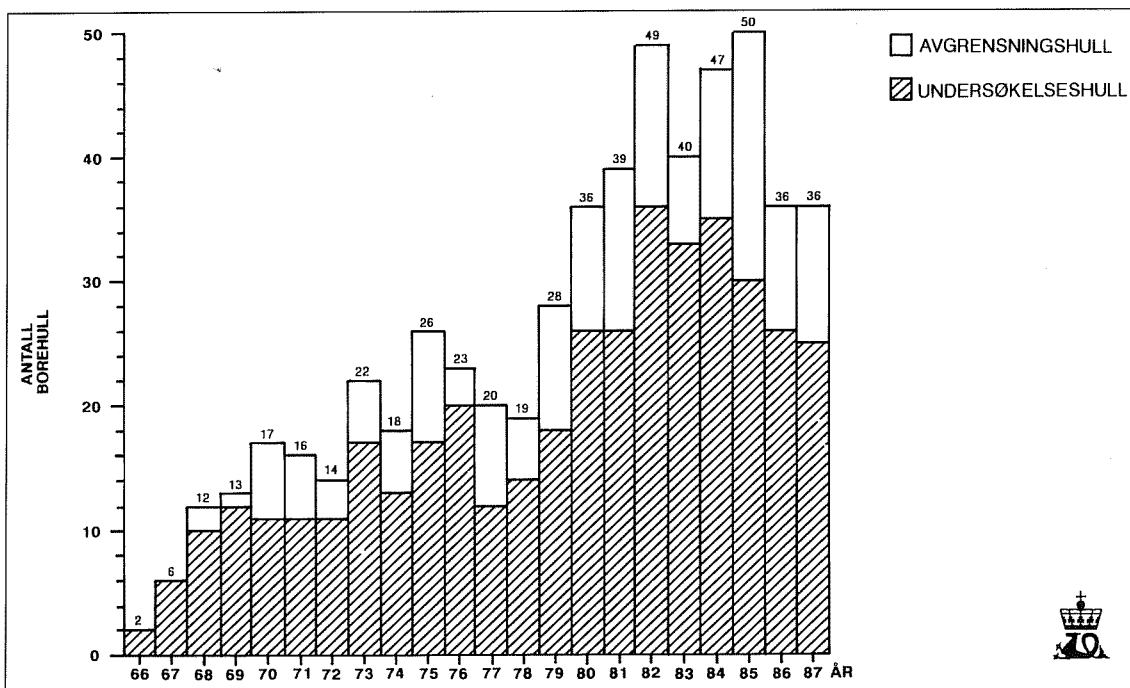
Ved årsskiftet 1987/88 var det påbegynt i alt 569 letehull på norsk sokkel, (411 undersøkelseshull og 158 avgrensningshull).

Borevirksomheten i 1987 resulterte i 17 borehull i Nordsjøen, 14 utenfor Midt-Norge og 5 utenfor Nord-Norge.

I alt 22 letehull er midlertidig forlatt på norsk sokkel ved årets slutt.

Fig 2.2.2.a

Leteboring på norsk kontinentalsokkel. Antall borehull påbegynt pr år 1966-1986



Suspenderte borehull på norsk sokkel med utstyr plassert på havbunnen er:

1/09-01	25/01-07 R	30/9-2 R
1/09-04	25/01-08 SR	34/10-03
1/09-06 S	30/02-01	34/10-05
2/07-14	30/02-01	6407/09-03
2/07-19	30/03-04	6407/09-05
2/11-06 S	30/06-09	6407/09-05
7/11-7 R	30/06-16	
15/09-17	30/06-19	

Fig 2.2.2.b, c og d viser plasseringen av de påbegynte borehullene i de tre områdene på norsk sokkel (Nordsjøen, Midt-Norge og Nord-Norge).

De norske selskapene Saga, Norsk Hydro og Statoil har i 1987 hatt operatøransvaret for 22 (61 %) av de

påbegynte boringene. De resterende 14 fordeler seg på Conoco, Shell, Elf, BP, Esso, Mobil, Phillips og Total. Dette går fram av tab 2.2.2.a.

Siden starten i 1966 har 18 forskjellige selskap hatt operatøransvar på norsk sokkel. Statoil har boret flest hull, i alt 133. Deretter følger Norsk Hydro med 83 og Phillips med 53 (Tab 8.2.e).

62 forskjellige flyttbare boreinnretninger har til nå operert på norsk kontinentalsokkel (Tab 8.2.h).

2.2.2.1 Fordeling på prospekttyper

Leteaktiviteten i 1987 rettet seg i første rekke mot jurassiske sandsteinsprospekter. 18 av 25 undersøkelseshull gjaldt jurassiske mål. Hovedmålene for de øvrige hullene fordelte seg på prospekter av følgende alder: 2 tertiær, 2 kritt, 1 trias og 1 karbon. 1 borehull nådde ikke prospektet.

Fig 2.2.2.b

Hull boret i 1987 i Nordsjøen og Møre Sør

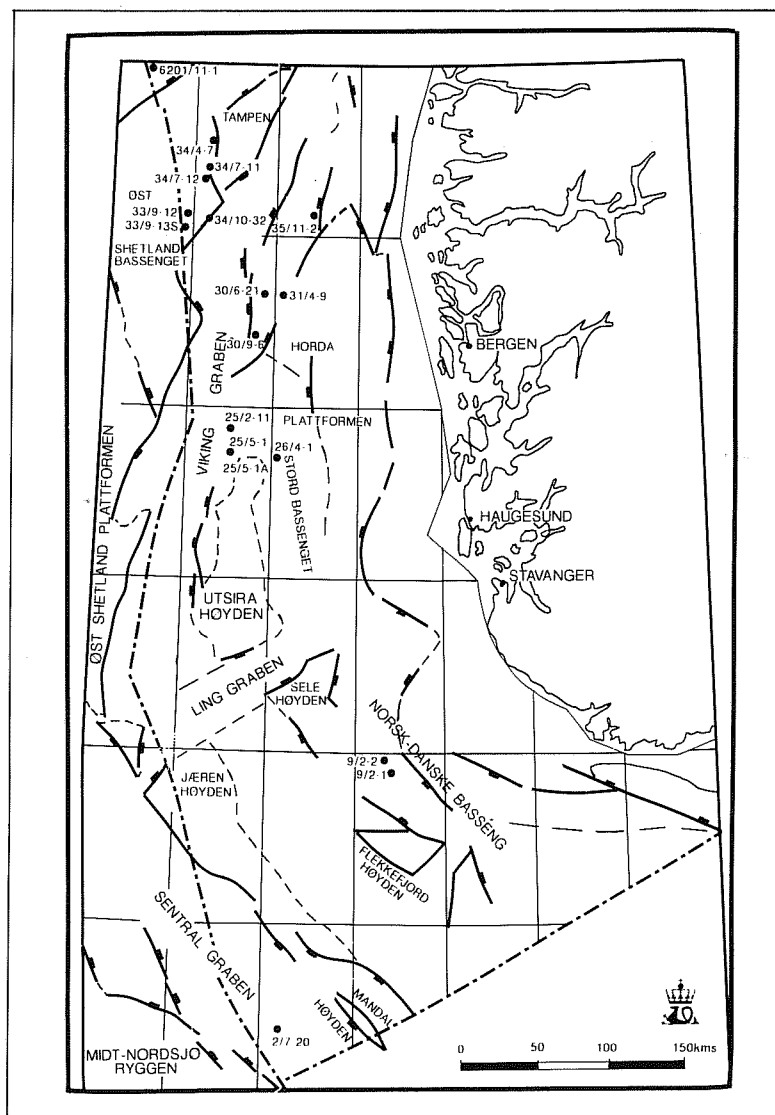


Fig 2.2.2.c
Hull boret i 1987 utenfor Midt-Norge

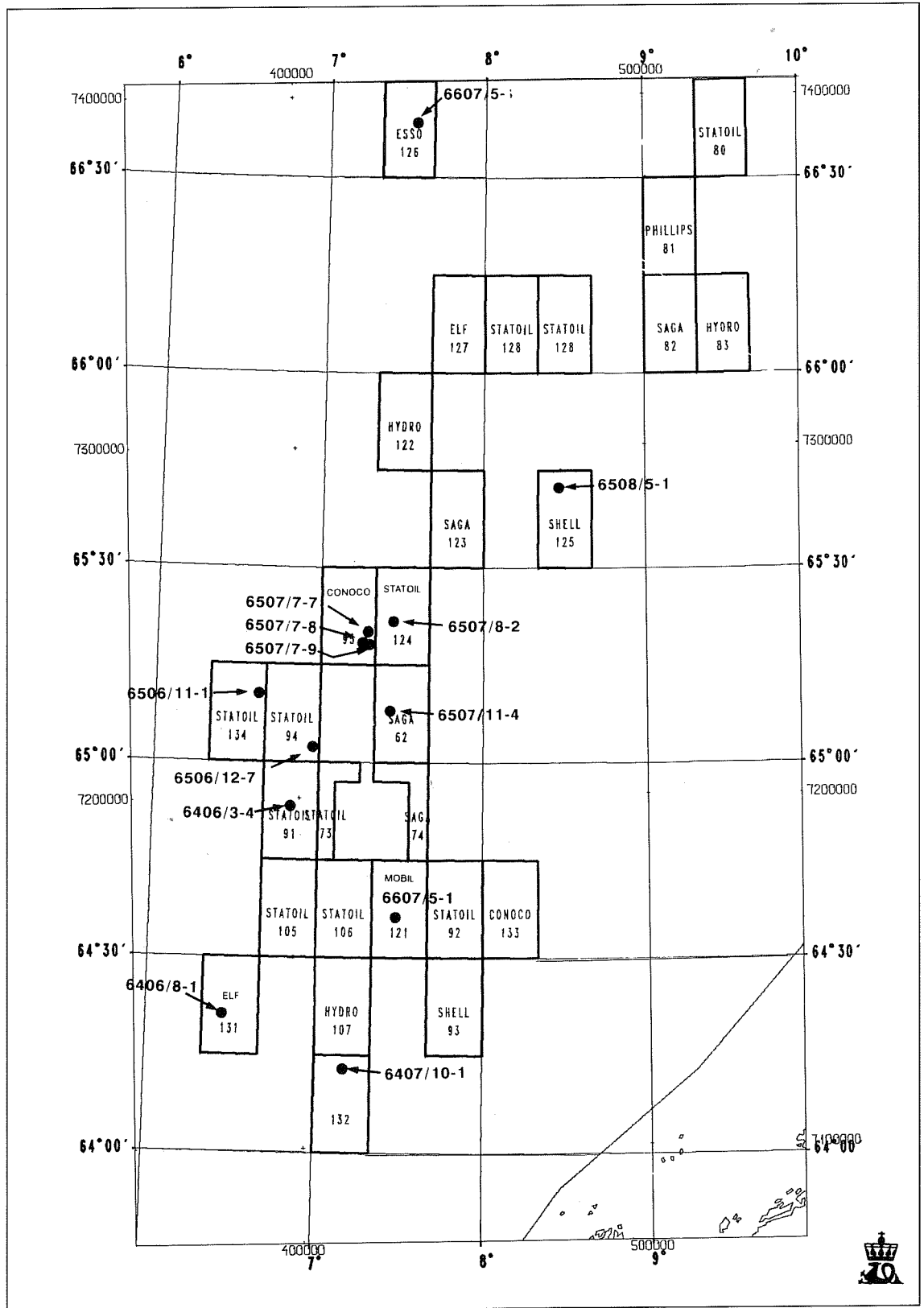
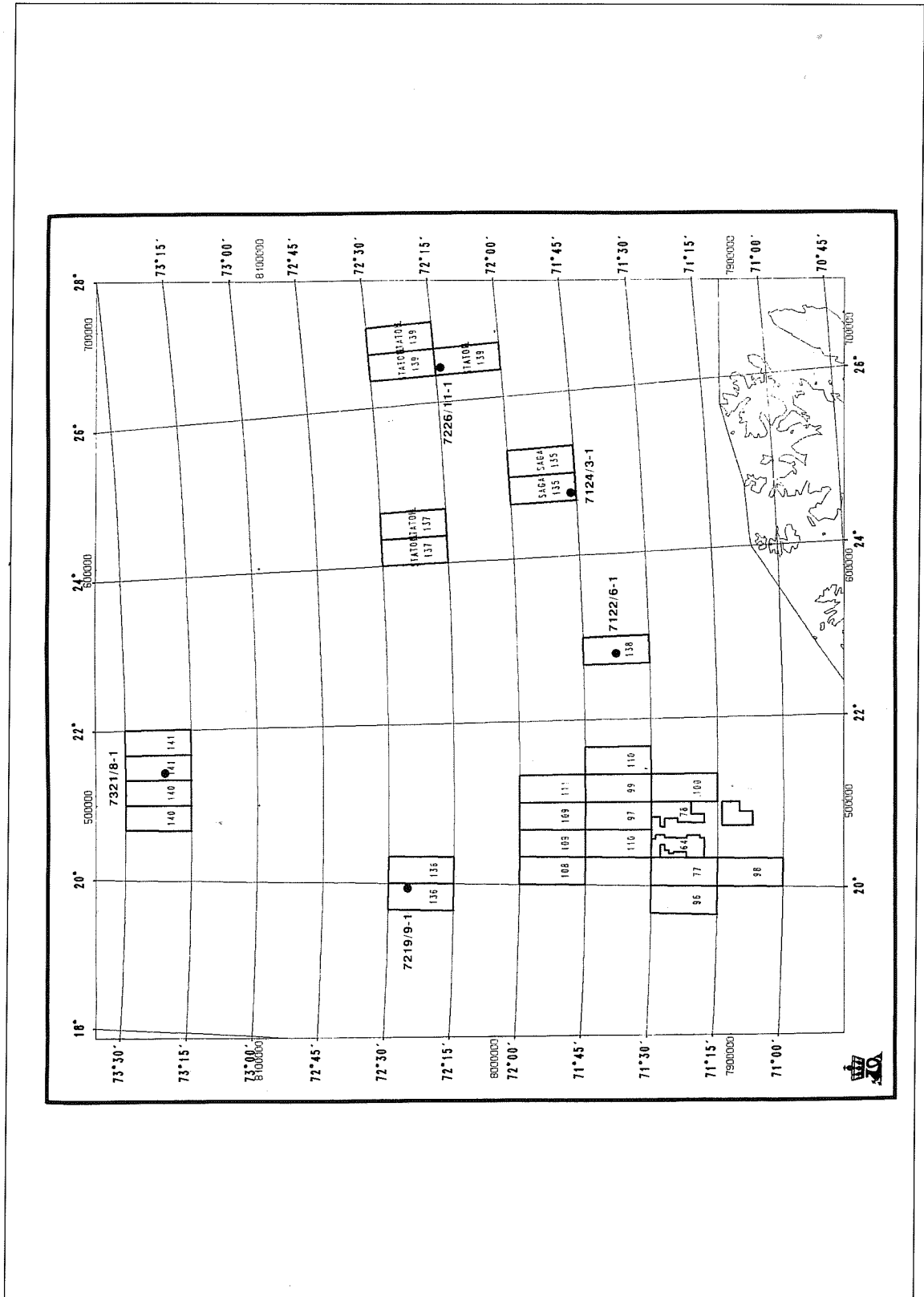


Fig 2.2.2.d
Hull boret i 1987 i Barentshavet



Tab 2.2.2.a

Påbegynte og/eller avsluttede undersøkelseshull (U) og avgrensningshull (A) i 1987

R = gjenåpning x = har ikke nådd prospektive dyp s = sideboret

Borehull	Till.nr	Posisjon Nord Øst	Boring Påbegynt Avsluttet	Operatør Boreinnretning	Borehull type Kompletterings- klassifikasjon	Vanndyp KBE	Total dyp Alder på Totaldyp
	Utv.till						
25/01-07 R	455	59 55 08.28	87.02.08	Elf	Avgrensning	101	2720
	024	02 04 52.33	87.02.14	Nortrym	Suspendert	25	
25/01-08 SR	466	59 54 03.28	87.02.14	Elf	Avgrensning	102	2650
	024	02 06 09.79	87.02.18	Nortrym	Suspendert	25	
25/02-10 SR	494	59 53 11.80	87.09.16	Elf	Undersøkelse	120	2967
	112	02 30 08.33	87.09.22	Nortrym		0	
2/12-01	530	56 14 04.07	86.10.14	Hydro	Undersøkelse	70	4795
	113	03 42 27.50	87.03.12	Treasure Scout	olje/gass	23	Perm
6407/02-03	531	64 56 01.39	86.11.07	Saga	Undersøkelse	250	3050
	074	07 39 53.04	87.01.23	Treasure Saga	Gass/kondensat	26	Trias
6407/07-02	532	64 15 26.39	86.11.20	Hydro	Undersøkelse	338	3320
	107	07 10 42.65	87.01.21	Polar Pioneer	Olje	23	
6407/06-03	533	64 42 31.77	86.12.15	Statoil	Undersøkelse	222	3220
	092	07 40 09.84	87.02.17	Dyvi Delta	Olje/gass	29	Ø.trias
31/04-09	534	60 32 02.29	87.01.23	Hydro	Avgrensning	147	2480
	055	03 05 26.92	87.03.07	Polar Pioneer	Olje	23	U.jura
34/04-07	535	61 31 09.83	87.02.17	Saga	Avgrensning	354	2950
	057	02 15 15.49	87.05.12	Treasure Saga	Olje	26	Trias
25/02-11	536	59 52 27.86	87.02.20	Elf	Undersøkelse	118	2075
	112	02 30 59.58	87.05.10	Nortrym	Olje/gass	25	U.tertiær
30/06-21	537	60 38 34.88	87.02.20	Hydro	Avgrensning	112	3100
	053	02 43 47.60	87.04.09	Vildkat	Olje/gass	25	U.jura
9/02-01	538	57 49 58.10	87.02.21	Statoil	Undersøkelse	98	3756
	114	04 31 27.92	87.04.28	Dyvi Delta	Olje/gass	29	
30/09-06	539	60 23 03.77	87.03.08	Hydro	Undersøkelse	113	3034
	104	02 49 55.59	87.04.21	Polar Pioneer	Olje/gass	23	U.jura
34/10-32	540	61 04 33.37	87.04.09	Statoil	Avgrensning	136	3753
	050	02 12 43.59	87.07.13	West Vision	Suspendert	34	
34/10-32 R	540	61 04 33.37	87.07.15	Statoil	Avgrensning	136	3742
	050	02 12 43.59	87.08.10	Deepsea Bergen	Olje/gass	23	Trias
6407/10-01	541	64 13 40.66	87.05.07	Hydro	Undersøkelse	343	3347
	132	07 11 29.81	87.06.19	Polar Pioneer	Tørt hull	23	Trias
6508/05-01	542	65 42 51.22	87.04.22	Shell	Undersøkelse	409	2589
	125	08 28 35.37	87.05.24	West Vanguard	Tørt hull	25	Trias
25/05-01	543	59 43 47.19	87.05.12	Elf	Undersøkelse	118	3430
	102	02 34 13.46	87.08.01	Nortrym	Olje/gass	25	Trias
6506/12-07	544	65 10 04.38	87.05.04	Statoil	Undersøkelse	267	4840
	094	06 54 38.87	87.08.08	Dyvi Delta	Olje/gass	29	U.jura
26/04-01	545	59 36 37.84	87.05.08	BP	Undersøkelse	119	3690
	118	03 01 13.26	87.07.17	Treasure Scout	Tørt hull	23	Trias
6507/07-07 X	546	65 17 52.25	87.05.11	Conoco	Avgrensning	335	1035
	095	07 18 50.65	87.06.07	Treasure Hunter	Oppgitt	25	
6507/11-04	547	65 08 11.28	87.05.16	Saga	Undersøkelse	287	3045
	062	07 26 03.45	87.06.22	Treasure Saga	Tørt hull	26	U.jura
7124/03-01	548	71 45 36.57	87.05.29	Saga	Undersøkelse	273	4730
	135	24 46 49.92	87.10.20	Ross Rig	Olje/gass	23	Karbon
6607/05-01	549	66 38 09.67	87.06.09	Esso	Undersøkelse	366	3817
	126	07 32 21.38	87.09.11	Vinni	Tørt hull	26	Trias
6507/07-08	550	65 17 52.68	87.06.09	Conoco	Avgrensning	332	2855
	095	07 18 49.87	87.08.02	Treasure Hunter	Olje	25	
33/09-12	551	61 19 12.04	87.06.19	Statoil	Avgrensning	148	2959
	037	01 59 36.42	87.08.03	Ross Isle	Olje	22	U.jura
7321/08-01	552	73 20 11.99	87.06.23	Hydro	Undersøkelse	468	3482
	141	21 24 57.27	87.09.03	Polar Pioneer	Tørt hull	23	Perm
35/11-02	553	61 10 25.42	87.07.20	Mobil	Undersøkelse	372	3677
	090	03 27 31.36	87.12.04	Treasure Scout	Gass/kondensat	23	U.jura
25/05-01 A	554	59 43 47.19	87.08.01	Elf	Avgrensning	118	3432
	102	02 34 13.46	87.09.16	Nortrym	Olje	25	Jura
6507/07-09	555	65 19 32.81	87.08.04	Conoco	Avgrensning	345	850
	095	07 19 04.87	87.08.08	Treasure Hunter	Tørt hull	25	
6201/11-01	556	62 01 52.73	87.08.13	Statoil	Undersøkelse	381	3384
	130	01 30 50.37	87.11.06	Deepsea Bergen	Olje	23	Trias
6507/08-02	557	65 20 18.11	87.08.15	Statoil	Undersøkelse	346	2690
	124	07 26 15.04	87.09.09	Dyvi Delta	Tørt hull	29	Trias
9/02-02	558	57 52 44.35	87.08.08	Statoil	Undersøkelse	99	3577
	114	04 24 00.69	87.09.21	Ross Isle	Tørt hull	22	Trias

Borehull	Till.nr Utv.till	Posisjon Nord Øst	Boring Påbegynt Avsluttet	Operatør Boreinnretning	Borehull type Kompletterings- klassifikasjon	Vanndyp KBE	Total dyp Alder på Totaldyp
7122/06-01	559	71 38 19.32	87.09.06	Total	Undersøkelse	401	2710
	138	22 48 42.80	87.11.11	Polar Pioneer	Gass/kondensat	23	Trias
6406/08-01	566	64 21 55.01	87.09.15	Elf	Undersøkelse	348	
	131	06 26 48.16	00.00.00	Vinni'		27	
7226/11-01	561	72 14 18.16	87.10.22	Statoil	Undersøkelse	238	
	139	26 28 44.78	00.00.00	Ross Rig		23	
6407/05-01	562	64 36 22.40	87.12.11	Mobil	Undersøkelse		
	121	07 28 26.54	00.00.00	Treasure Scout		25	
6406/03-04	563	64 53 00.11	87.09.25	Statoil	Avgrensning	295	4414
	091	06 50 48.55	87.12.29	Dyvi Delta	Tørt hull	29	U.jura
34/07-11 X	564	61 16 17.20	87.10.02	Saga	Undersøkelse	190	887
	089	02 06 47.10	87.10.11	Treasure Saga	Oppgitt	26	
33/09-13 S	565	61 27 04.45	87.10.14	Statoil	Avgrensning	291	3077
	037	01 58 03.00	87.12.24	Ross Isle	Olje	29	U.jura
2/07-20	566	56 19 58.22	87.10.15	Phillips	Undersøkelse	71	
	018	03 14 47.62	00.00.00	Dyvi Stena		25	
34/07-12	567	61 16 17.86	87.10.11	Saga	Undersøkelse	190	2784
	089	02 06 47.26	00.00.00	Treasure Saga		26	
7219/09-01	568	72 24 00.78	87.11.17	Hydro	Undersøkelse	356	
	136	19 57 11.68	00.00.00	Polar Pioneer		23	
6506/11-01	569	00 00 00.00	87.12.30	Statoil	Undersøkelse	246	
	134	00 00 00.00	00.00.00	Dyvi Delta		29	

2.2.2.2 Svalbard

Letevirksomheten på Svalbard var noe mindre i 1987 enn i de to foregående år. Norsk Hydro samarbeider med Store Norske Kullkompani på Svalbard. De har skutt 35 km landseismikk i området Adventdalen – Eskerdalen og 300 km marin seismikk i området Tempelfjorden – Billefjorden. I tillegg er det utført geologisk kartlegging i området Billefjorden-Agarfjellet.

Seismikkinnsamlingsskipet "Mobil Search" har i samarbeid med Universitetet i Bergen skutt dypseismikk langs vest og nordkysten av Svalbard. Både Norsk Hydro og Statoil planlegger geologisk feltarbeid og skyting av seismikk i avgrensede områder på Svalbard i 1988.

Det ble i 1987 startet en boreoperasjon på Svalbard. Nordisk Polarinvest har inngått avtale med tidligere rettighetshavere på Haketangen, og boret hull nr 2 på Haketangen.

Boreoperasjonen kom igang 21.6.87. I slutten av oktober ble hullet midlertidig plagget tilbake. Boret var da nådd til en dybde på 1 732 m. Det ble foretatt 3 tester av hullet, og disse ga indikasjoner på mindre mengder gass. Etter demobilisering og sikring av utstyr, ble lokasjonen forlatt for vinteren. Det antas at operasjonene vil bli startet opp igjen i april 1988.

Fig 2.2.2.e viser borelokalitetene på Svalbard, og tab 2.2.2.b viser boretiltalsene som er gitt på Svalbard i forbindelse med boring etter olje og gass.

2.3 Funn i 1987

21 av de 25 undersøkelseshullene i 1987 er boret på nye, tidligere uborede strukturer. Det er påvist tilstrekkelige mengder hydrokarboner til at vi kan snakke om funn i 10 av hullene, mens 8 var tørre og 3 ennå ikke hadde nådd prospektive lag ved årets

utgang. De 3 siste undersøkelseshullene, som alle påviste hydrokarboner, ble boret på separate deler på strukturer hvor det tidligere er gjort funn.

Når det gjelder leteboring generelt, var det stor aktivitet i Nordsjøen, men en viss nedgang i områdene utenfor Midt-Norge. Aktiviteten utenfor Nord-Norge var høy i siste halvår da alle 5 hull i i 1987 ble boret. (11. runde blokker i nye områder).

De mest interessante funnene i 1987 ble gjort i Nordsjøen. Statoil har med 9/2-1, som er boret på nordøst-flanken av Egersundbassenget, påvist at kildebergartene i de dypere delene av bassenget er modne og at betydelige mengder olje er dannet. Videre har Elf funnet olje i blokk 25/5 nær Frigg- og Heimdal-feltene, mens Saga gjorde et nytt oljefunn i blokk 34/7 mellom Statfjord- og Gullfaks-feltet. Mobil har påvist gass og kondensat i 35/11-2, og selv om funnets størrelse ennå er usikkert, er det knyttet stor interesse til den videre letingen i området.

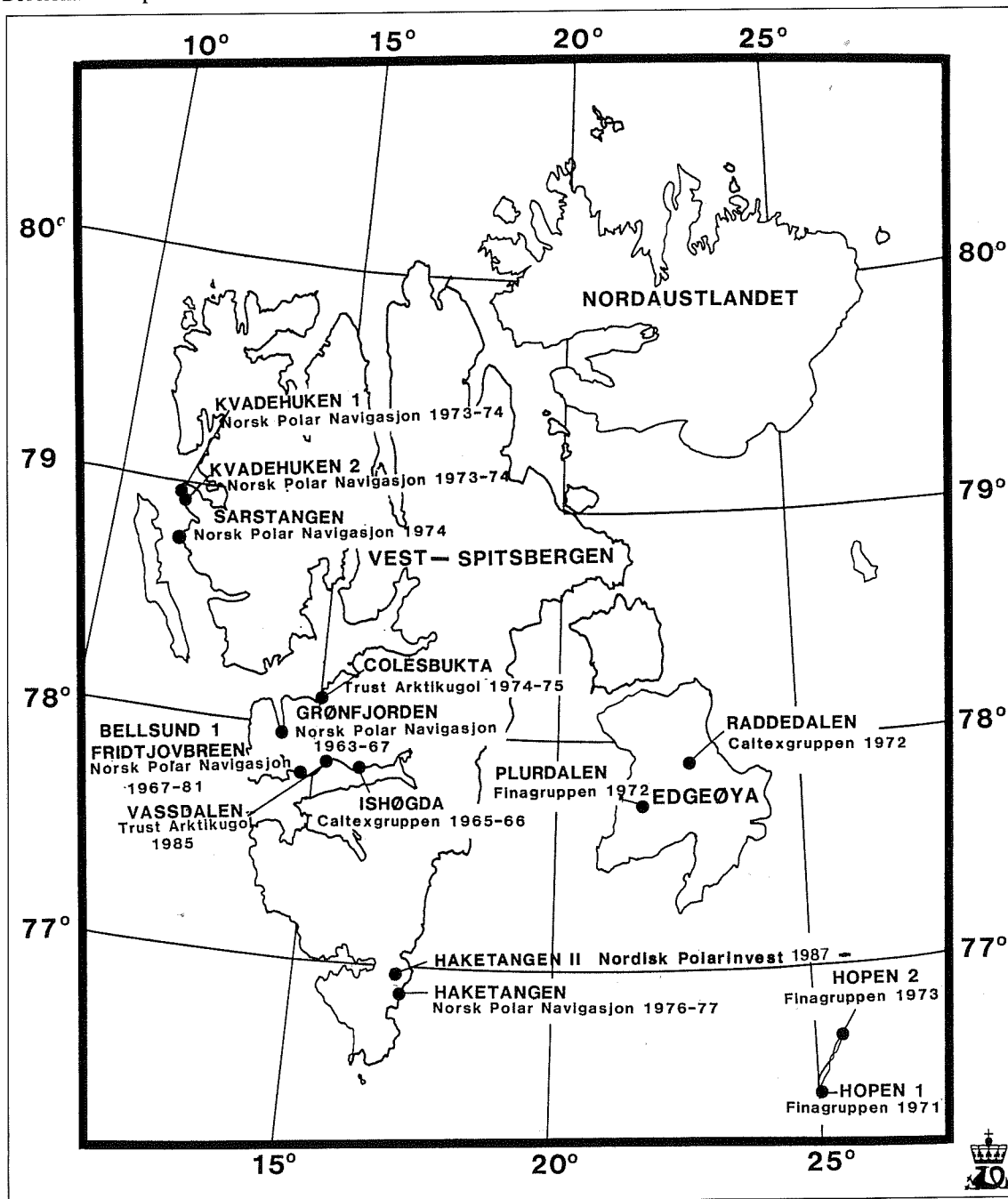
Det hittil vestligste hullet på norsk sokkel ble boret av Statoil i 11. runde blokken 6201/11 på Møre Sør. Hullet 6201/11-1 påviste olje i jurassiske sandsteiner, men på grunn av meget tette reservoarbergarter er de produserbare ressursene trolig relativt små.

Det ble i løpet av siste halvår boret 5 hull i de nytildelte blokkene i Barentshavet. Det ble boret to hull i området Finnmark Vest. Total fant gass og kondensat i blokk 7122/6, mens Saga påviste mindre mengder gass og olje i blokk 7124/3. Norsk Hydro har boret tørre hull i områdene Bjørnøya Sør. (blokk 7219/9). og nøkkelområde III. (blokk 7321/8). Statoil hadde ved årets utløp påtruffet gass i sitt hull i nøkkelområde I. (blokk 7226/11).

Blokk 2/7

Phillips boret ved årsskiftet 1987/88 2/7-20 på Eldfisk

Fig 2.2.2.e
Borelokaliteter på Svalbard



Sør strukturen, der 2/7-9 påviste olje på jura nivå i 1974. Hullet hadde ikke nådd prospektive lag ved årets utløp, men det var funnet indikasjoner på olje i sandstein av øvre jura-alder.

Blokk 2/12

Norsk Hydros undersøkeshull 2/12-1 påviste olje i sandsteiner av midtre jura alder. Hullet ble testet, og maksimal produksjon var 1 600 Sm³olje og 220 000 Sm³ gass pr dag gjennom en 14,3 mm dyseåpning. Størrelsene på ressursene er ennå ikke klarlagt.

Blokk 9/2

Statoils hull 9/2-1 ble boret på et prospekt sentralt i blokken og påviste olje i sandsteiner av jura alder. Hullet ble testet og maksimal produksjon var 1 080 Sm³olje og 26 000 Sm³ gass pr dag gjennom en 19 mm dyseåpning. Funnet er meget interessant med henblikk på videre leting i området, selv om det trolig ikke er stort nok til å kunne utnyttes alene med dagens oljepriser. Hull 9/2-2 som ble boret på en struktur i den nordøstlige del av blokken var vannførende.

Tab 2.2.2.b
Boreaktivitet på Svalbard

Borehull (lokaltet)	Posisjon nord øst	Påbegynt	Avsluttet	Boretid dager	Operatør Rettighetshaver	Total dybde meter	KB elev. over msl meter
7714/2-1 Grønnfjorden I (Nordenskiöld Land)	77 57 34 14 20 36	09.06.63 13.06.64 26.06.65 26.06.67	05.09.63 26.08.64 08.09.65 12.08.67	287	Norsk Polar Navig. Norsk Polar Navig.	971,6	7,5
7715/3-1 Ishøgda I (Spitsbergen)	77 50 22 15 58 00'	01.08.65	15.03.66	277	Texaco Caltex gruppen	3304	18
7714/3/1 Bellsund I (Fridtjofsbreen)	77 47 14 46	23.08.67 29.06.68 07.07.69 10.07.74 16.07.75 22.08.80 01.07.81	02.09.67 21.08.68 16.08.69 18.09.74 20.09.75 05.09.80 10.08.81	299*	Norsk Polar Navig. Norsk Polar Navig.	405	
7625/7-1 Hopen I (Hopen)	76 26 57 25 01 45	11.08.71	29.09.71	50	Forasol Fina gruppen	908	9,1
7722/3-1 Raddedalen (Edgeøya)	77 54 10 22 41 50	02.04.72	12.07.72	100	Total Caltex gruppen	2823	84
7721/6-1 Plurdalen (Edgeøya)	77 44 33 21 50 00	29.06.72	12.10.72	108	Fina Fina gruppen	2351	144,6
7811/2-1 Kvadehuken I (Brøggerhalvøya)	78 57 03 11 23 33	01.09.72 21.04.73	10.11.72 19.06.73	112	Terratest a/s Norsk Polar Navig.	479	
7625/5-1 Hopen II (Hopen)	76 41 15 25 28 00	20.06.73	20.10.73	123	Westburne Int. Ltd Fina gruppen	2840,3	314,7
7811/2-2 Kvadehuken II (Brøggerhalvøya)	78 55 32 11 33 11	13.08.73 22.03.74	19.11.73 16.06.74	186	Terratest a/s Norsk Polar Navig.	394	
7811/5-1 Sarstangen (Forlandsrevet)	78 43 36 11 28 40	15.08.74	01.12.74	109	Terratest a/s Norsk Polar Navig.	1113,5	5
7815/10-1 Colesbukta (Nordenskiöld Land)	78 07 15 02	13.11.74	01.12.75	373	Trust Arktikugol	3180	12
7617/1-1 Tromsøbreen I (Haketangen)	76 52 30 17 05 30	11.09.76 13.06.77	22.09.76 19.09.77	109	Terratest a/s Norsk Polar Navig.	990	6,7
7617/1-2 Tromsøbreen II (Haketangen)	76 52 31 17 05 38	20.07.87			Deutag * Tundra A/S	1732	6,7
*(Deutag = Deutsche Tiefbohr-Aktiengesellschaft (Polargas prospektering KB))							
7715/1- Vassdalen (Van Mijenfjorden)	77 49 08 15 16 00	22.01.85			Trust Arktikugol		

* boringen er ikke endelig avsluttet

Blokk 25/2

Elf har som operatør for utvinningstillatelse 112 boret og testet undersøkeshull 25/2-11. Hullet er boret på en ny struktur øst for Frigg-feltet, der 25/2-10 påviste gass og olje i to lag av henholdsvis oligocen og eocen alder. 25/2-11 påviste gass og olje i tilsvarende lag og beste test i gass-sonen produserte 666 000 Sm³gass pr dag gjennom en 25 mm dyseåpning. Resultatet av boringen tyder på at funnet er mindre enn først antatt.

Blokk 25/5

Utvinningsstillatelse 102 ble tildelt i 9. runde med Elf

som operatør. Undersøkeshull 25/5-1 påviste olje i sandsteiner av midtre jura alder i en struktur som strekker seg inn i blokk 25/2. Hull 25/2-6 som tidligere er boret på denne strukturen, påviste en tynn oljesone i bergarter av andre jura alder, mens hovedprospektet, midtre jura, ble truffet for langt ute på flanken og var vannførende. 25/5-1 er testet og maksimal produksjon var 658 Sm³olje og 154 000 Sm³gass pr dag gjennom en 19 mm dyseåpning.

Avgrensningshull 25/5-1A ble avviksboret fra 25/5-1 for å skaffe flere opplysninger om reservoarets utbredelse mot nord-vest. Hullet ble ikke testet, men resul-

tatene var meget oppløftende idet strukturens ressurser økte i betydelig grad. Funnet er meget interessant, særlig på bakgrunn av den sentrale beliggenheten mellom Frigg og Heimdal. Det er imidlertid nødvendig med flere hull før funnets utbredelse kan fastlegges nærmere.

Blokk 30/3

Statoil har boret et kombinert lete- og produksjonshull 30/3-A-1, sentralt på Veslefrikk-feltet. Formålet med letedelen var å undersøke den underliggende Statfjord-formasjonen der det tidligere ikke er påvist hydrokarboner. Det ble påvist olje i Statfjord-formasjonen, og det ble ved testing produsert 300 Sm³ olje pr dag gjennom en dyseåpning på 12,7 mm. Det er planlagt at produksjon fra Veslefrikk-feltet skal starte i 1989, og den påviste oljen i Statfjord-formasjonen kan i denne forbindelse representere verdifulle tilleggsressurser.

Blokk 30/6

Norsk Hydro boret undersøkelseshull 30/6-21 på en separat forkastningsblokk like nord-øst for hovedstrukturen på Oseberg-feltet. Det ble påvist olje i sandsteinslag av midtre jura alder. Beste test produserte 800 Sm³ olje og 112 000 Sm³ gass pr dag gjennom en dyseåpning på 19 mm. Oljens tetthet er 0,85 g/cm³. Boringen bekrefter feltets utstrekning mot nord.

Blokk 30/9

Norsk Hydro boret undersøkelseshull 30/9-6 på en separat struktur sør for Oseberg-feltet. Det ble påvist olje i tynne sandsteinslag av midtre jura alder. Beste test produserte 186 Sm³ olje og 17 200 Sm³ gass pr dag gjennom en dyseåpning på 8 mm. Oljens tetthet er 0,85 g/cm³. De påviste ressurser er forholdsvis beskjedne, men det antas at funnet kan utnyttes i forbindelse med utviklingen av Oseberg-feltet.

Blokk 31/4

Norsk Hydro påviste olje/vann-kontakten på Bragefeltets østflanke med avgrensningshull 31/4-9. Testen viste olje i sandsteiner av midtre jura alder. Maksimal produksjon var 320 Sm³ olje og 25 000 Sm³ gass pr dag gjennom en 12,7 mm dyseåpning.

Blokk 33/9

Statoil har som operatør for utvinningstillatelse 037 boret 2 avgrensningshull i blokken. Hull 33/9-12 er boret på den sørlige del av Statfjord Øst-strukturen som strekker seg inn i blokk 34/7. Det ble påvist olje i sandsteiner av midtre jura alder. Olje/vann-kontakten ligger på samme nivå som i de to tidligere hullene på strukturen. Det ble utført 3 tester og beste test produserte 1470 Sm³ olje pr dag gjennom en 19 mm dyseåpning. Det er ikke ventet at de nye resultatene vil føre til større endringer i feltets anslåtte ressurser som er 19 x 10⁶Sm³ utvinnbar olje.

Hull 33/9-13 er boret på den nord-østlige del av Statfjord Nord-strukturen der det også tidligere er

påvist olje i sandsteiner av jura alder. Det ble utført 2 tester og beste test produserte 1628 Sm³ olje pr dag gjennom en 19 mm dyseåpning. Gass/olje forholdet var 52 Sm³/Sm³. Det er ikke ventet at resultatene fra dette hullet vil føre til store endringer i feltets ansiåtte ressurser som er 39 x 10⁶Sm³ utvinnbar olje og 2 x 10⁹Sm³ assosiert gass.

Blokk 34/4

Saga har som operatør for utvinningstillatelse 057 boret avgrensningshull 34/4-7 på den nordvestlige del av Snorre-feltet. Hullet testet olje i sandsteiner av trias alder. Maksimal produksjon var 1 735 Sm³ olje pr dag gjennom en 16 mm dyseåpning. De gode testresultatene viser at denne delen av reservoaret har gode produksjonsegenskaper.

Blokk 34/7

Hull 34/7-12 er boret av Saga på en separat struktur sør for Snorre-feltet. Det ble påvist olje i sandsteiner av midtre jura alder. Det ble utført 3 tester og beste test produserte 1490 Sm³ olje pr dag gjennom en 12,7 mm dyseåpning. Gass/olje forholdet var 65 Sm³/Sm³. Funnet er særlig interessant fordi det ligger nær eksisterende og planlagte felt. Beregninger viser at det kan være stort nok til å forsvare en fremtidig utbygging. Det er imidlertid nødvendig å foreta flere undersøkelser før funnets endelige utstrekning kan fastlegges.

Blokk 34/10

Hull 34/10-32 ble boret som et avgrensningshull på den sørlige delen av Gullfaks Sør. Funnet ble testet og maksimal produksjon var hele 2 680 Sm³ olje pr dag gjennom en 25,4 mm dyseåpning. Resultatene fra denne brønnen bekrefter Oljedirektoratets anslag for teknisk utvinnbare ressurser i Gullfaks Sør, som er 34 x 10⁶Sm³ olje, 12 x 10⁶Sm³ kondensat og 103 x 10⁹Sm³ gass.

Blokk 35/11

Mobil har boret det andre hullet på blokken som ble tildelt i 8. runde. Det ble påvist gass og kondensat i bergarter av midtre jura alder og reservoaret ble testet i 5 soner. Beste test produserte 532 000 Sm³ gass og 522 Sm³ kondensat pr dag gjennom en 16 mm dyseåpning. Funnet er interessant, men flere boringer er nødvendig for å kunne vurdere dets størrelse og utbredelse.

Blokk 6201/11

Statoil har som operatør for utvinningstillatelse 130, boret det første hullet i det såkalte Møre Sør området. Hullet er det vestligste som er boret på norsk sokkel. Hull 6201/11-1 fant olje og gass i sandsteiner av øvre trias alder. Funnet ble testet og maksimal produksjon var 120 Sm³ olje og 96 000 Sm³ gass pr dag gjennom en 16 mm dyseåpning. Reservoaregenskapene var meget varierende, og flere hull må til før funnets størrelse og betydning kan fastslås.

Blokk 6406/3

Statoil har boret avgrensningshull 6406/3-4 på nordvest flanken av funnet som ble gjort med 6406/3-2. Det ble funnet gode indikasjoner på hydrokarboner i 6406/3-4, og fire produksjonstester ble forsøkt. Formasjonene viste seg imidlertid å være tette slik at det ikke ble noen produksjon fra reservoaret. Resultatet var skuffende, men det er ennå for tidlig å si noe om hva dette betyr for de totale utvinnbare ressursene i strukturen.

Blokk 6407/2

Saga boret undersøkelseshull 6407/2-3 i den nordøstre del av blokken. Det ble påvist gass og kondensat i bergarter av midtre jura alder i strukturen som utgjør en forlengelse av Midgard-feltet mot sørøst. Beste test produserte 1,3 mill Sm³ gass og 220 Sm³ kondensat pr dag gjennom en 38 mm dyseåpning.

Blokk 6407/6

Statoil har som operatør for utvinningstillatelse 092 boret undersøkelseshull 6407/6-3 nordvest i blokken. Det ble påvist gass over en tynn oljesone i strukturen som trolig strekker seg inn i naboblokken 6407/5. Det ble utført tester i gass og olje-sonen. Beste test i gass-sonen produserte 1,3 x 10⁶ Sm³ gass og 520 Sm³ kondensat pr dag gjennom en 38 mm dyseåpning. I olje-sonen var produksjonen 160 Sm³ olje og 340 000 Sm³ gass pr dag gjennom en 25,4 mm dyseåpning. Testresultatene må betraktes som meget gode, men de totale ressursene i strukturen er trolig relativt beskjedne. Funnet har imidlertid en gunstig beliggenhet og kan utgjøre verdifulle tilleggssressurser med henblikk på en samlet utvinningsplan for Haltenbank-området.

Blokk 6407/7

Med 6407/7-1 fant Norsk Hydro feltet som er gitt navnet Njord helt sør i blokken. Reservoaret består av flere adskilte soner med varierende reservoaregenskaper. Undersøkelseshull 6407/7-2 ble boret på en separat del av strukturen øst for det første hullet og påviste olje i bergarter av jura alder. Reservoaret ble testet i 2 soner og maksimal produksjon var hele 1 330 Sm³ olje pr dag gjennom en 25,4 mm dyseåpning. Resultatet er positivt, og Oljedirektoratet arbeider med å framskaffe nye ressursanslag for feltet.

Blokk 6407/10

Undersøkelseshull 6407/10 som ble boret på en separat forkastningsblokk på Njord-feltets sørøst-flanke var tørt.

Blokk 6506/12

Undersøkelseshull 6506/12-7 er boret på en nordøstlig forlengelse av Smørbukk-feltet. Det ble som i tidligere hull på Smørbukk-strukturen, påvist gass og kondensat i sandsteiner av midtre og undre jura alder. I dette borehullet ble det i tillegg påvist olje i et underliggende sandsteinsreservoar av undre jura alder. Det ble

utført 4 tester og høyeste oljeproduksjon ble målt til 800 Sm³ olje gjennom en 25,4 mm dyseåpning. Høyeste gassproduksjon var 325 000 Sm³ gass gjennom en 25,4 mm dyseåpning. Testresultatene er oppmuntrende, spesielt med tanke på de gode oljetestene fra et så dypt reservoar (nesten 5 000 m). Smørbukk feltet er imidlertid svært komplisert med varierende reservoaregenskaper fra sone til sone. Det er grunn til å tro at feltet inneholder mer olje enn tidligere antatt.

Blokk 6507/7

Conoco har boret en ny avgrensingsbrønn på Hei-drun-feltet med positive resultater. Brønn 6507/7-8 er boret på den sørøstlige delen av feltet. Hullet påviste olje i sandsteiner av midtre og undre jura alder. 2 tester ble utført. Maksimal produksjon ble målt til 1 145 Sm³ olje og ca 99 000 Sm³ gass pr dag gjennom en 21 mm dyseåpning. Gass/olje-forholdet er 86 Sm³/Sm³. Testresultatene er gode og bekrefter tidligere ressursanslag for feltet.

Blokk 7122/6

Total har som operatør for utvinningstillatelse 138 boret undersøkelseshull 7122/6-1 på østflanken av Hammerfest-bassenget. Brønnen påviste gass og kondensat i bergarter av trias alder og ble testet i 2 soner. Beste test produserte 580 100 Sm³ gass og 75 Sm³ kondensat pr dag gjennom en 17,4 mm dyseåpning. Det gjenstår mye arbeid før en kan ha noen endelig formening om reservoarets størrelse.

Blokk 7124/3

Saga har som operatør for utvinningstillatelse 135, boret undersøkelseshull 7124/3-1. Dette er det hittil østligste hullet på norsk sokkel og det første hullet i området Finnmark Vest. 7124/3-1 påviste litt gass over en tynn oljesone i sandsteiner av jura til trias alder. Hullet ble ikke produksjonstestet, men resultatene er positive med tanke på den videre leteaktivitet i Barentshavet.

Blokk 7219/9

Norsk Hydro som er operatør for utvinningstillatelse 138, påbegynte i 1987 det første hullet i Bjørnøya Sør. Boringen var ved årsskiftet ikke avsluttet, men resultatene så langt er skuffende.

Blokk 7226/11

Statoil som er operatør for utvinningstillatelse 139, var ved årsskiftet i gang med å bore det første hullet i nøkkelområde II. Det er påvist gass. Betydningen av dette er ennå ikke klarlagt.

Blokk 7321/8

Norsk Hydro som er operatør for utvinningstillatelse 141 tildelt i 11. runde, har boret det første hullet i nøkkelområde III. Det ble kun påvist spor av hydrokarboner i bergarter av jura alder. Hullet ble ikke produksjonstestet, men har gitt viktig informasjon med tanke på videre utforskning i Barentshavet.

Troms I-området

Det er ikke boret noen lete hull i Troms I-området i løpet av 1987.

2.4 Felt under vurdering

Operatørene erklarte i 1987 følgende felt drivverdige: Snorre, Brage, Draugen og 30/6 Gamma nord.

En rekke andre felt både i Nordsjøen og på Haltenbanken anses nå av operatørselskapene for utbyggingklare. Andre felt er under vurdering i påvente av markedsmuligheter, prisoppgang, bedre reservoarinformasjon, utbyggingsteknologiske fremskritt og/eller andre forhold som vil bety bedre lønnsomhet.

2.4.1 Nordsjøen

Hod

Blokk 2/11 ble tildelt i 1969 med Amoco som operatør. Feltet ligger om lag 12 km sør for Valhall. Deler av blokken er senere tilbakelevert, og deler av det tilbakeleverte areal er inngått i utvinningstillatelse 068.

Hod-feltet består av 2 mindre strukturer. Disse er undersøkt med tilsammen 5 lete hull; 2 på den vestre delen og 3 på den østre delen av Hod. Undersøkelser viser at olje finnes i kritt-reservoarer av sen kritt/tidlig tertiær alder.

Oljedirektoratets anslag for utvinnbare ressurser er $7 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje og $5 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass. Operatøren har et lavere ressursestimat. Ressursanslagene er usikre på grunn av tertiær gass som ødelegger kvaliteten på seismiske data, og kompliserte olje-/vann-kontakter. Direktoratet vil vurdere ressursene nærmere i forbindelse med behandlingen av operatørens plan for utbygging og drift for feltet.

Operatøren planlegger å legge fram en slik plan i løpet av våren 1988. Feltet foreslås utbygget med en ubemannet brønnhodeplattform som vil bli utstyrt med måleutstyr, "pig-sender" og innkvarteringsmuligheter. Det planlegges fem produksjonsbrønner, men antallet kan bli større. Produserte mengder vil bli transportert til Valhall som to-fasestrømning. Produksjonsstart er av operatøren satt til sommeren 1990.

Felt omkring Ula

Blokk 1/3 er naboblokken til Gyda-feltet mot vest, og Elf Aquitaine er operatør. Det er påviste et mindre oljefunn som trolig strekker seg inn i blokk 2/1. Det er ikke forbindelse mellom Gyda-feltet og 1/3-3-strukturen.

Blokk 2/2 er naboblokken til Gyda mot øst, med Saga som operatør. Det er også her påvist et lite oljefunn. Vanddypet er svært moderat, 60 m.

I naboblokken til Ula-feltet mot vest, 7/11, er det påvist et oljefunn, og i blokk 7/8 nord-vest for Ula er det også påvist et mindre oljefelt.

En eventuell utbygging av disse mindre funnene bør vurderes i sammenheng med utbygging av infrastrukturen på Ula-feltet.

Sleipner Vest og satellittfelt i Sleipner-området

Sleipner-området omfatter blokkene 15/5, 15/6, 15/8, 15/9 og 16/7.

Tildelingsår, operatør og utvinningstillatelser er som følger:

Blokk	15/5	15/6	15/8 og 15/9	16/7
Tildelingsår	1977	1969	1976	1981
Operatør	N Hydro	Esso	Statoil	Esso
Utvinnings-tillatelse	048	029	046	072

Sleipner Vest-feltet er tidligere erklært økonomisk drivverdig, og utvinnbare reserver på feltet er anslått til $135 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass, $27 \times 10^6 \text{Sm}^3$ m olje og 9×10^6 tonn NGL.

Det er gjort i alt seks mindre funn i Sleipner-området i tillegg til Sleipner Øst og Sleipner Vest: 15/9 Theta, 15/9 My, 15/8 Alfa S, 16/7 A og H og på en struktur som strekker seg over grensen mellom 15/5 og 15/6. Utvinnbare ressurser i disse satellittfeltene er beregnet til $50 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje.

Sleipner Vest kan bygges ut uavhengig av Sleipner Øst. Alternativt kan feltet fases inn etter Sleipner Øst og benytte ledig prosesskapasitet på Sleipner Øst-plattformen.

Gassen i Sleipner Vest inneholder mye CO_2 i forhold til hva som normalt spesifiseres i salgskontrakter. CO_2 -innholdet kan reduseres enten ved å blande gassen med CO_2 -fattig gass fra andre felt, eller ved å behandle gassen i CO_2 -fjerningsanlegg til havs eller på land. Fjerningsanlegg på land vil antagelig kreve egen rørledning for gassen. Utbyggingen av feltet er avhengig av at gassen blir solgt. Satellittfeltene kan antagelig tilknyttes hovedplattformene. Deler av Theta-reservene står i trykkkommunikasjon med Sleipner Øst og må utvinnes i tilknytning til produksjon herfra.

Balder

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

Feltet ble påvist i 1974 ved boring av lete hull 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 beslutning om utbygging av feltet, og det er ikke boret i denne blokken siden 1981. De utvinnbare oljeressursene er anslått til $35 \times 10^6 \text{Sm}^3$.

Ilandføringssøknad ble levert i desember 1980, men en kraftig nedjustering av reservene svekket økonomien i prosjektet, og søknaden ble trukket tilbake. Operatørselskapet har feltet under vurdering.

Oseberg-området

Oseberg-området omfatter blokkene 30/2, 30/3, 30/6, 30/9 og 31/4 (fig 2.5.9.a). Selve Oseberg-feltet er vedtatt utbygget og prøveproduksjon startet i 1986. Feltet planlegges å være i produksjon i 1989 (jf kap 2.5.9).

I området er det gjort funn av ulik størrelse i feltene Oseberg, Brage, Veslefrikk, Huldra, 30/6-Beta, 30/6-

Kappa, 30/6-Gamma Nord og 30/9-Omega. Oppdagede ressurser framgår av tab 3.2 og 3.3.

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

Det er besluttet at oljen fra Oseberg skal ilandføres i rør til Sture i Øygarden. Gass vil bli reinjisert i oljeproduksjonsfasen. Et gasstransport-behov vil oppstå først etter år 2000. Det forutsettes at Oseberg kan tilknyttes de transportsystemer for gass som da finnes. For øvrige felt i Oseberg-området antas den samme transportmåte som for Oseberg.

Oseberg-feltet strekker seg inn i to utvinningstillatelser: Blokk 30/6, utvinningstillatelse 053 som ble tildelt i 1979, og blokk 30/9, utvinningstillatelse 079 som ble tildelt i 1982.

Norsk Hydro framla i november 1987 revidert plan for utbygging og drift for den nordlige delen av Oseberg-feltet; Oseberg II. Operatøren har anslått total oljeutvinning fra feltet til $58 \times 10^6 \text{ Sm}^3$. Det er dessuten påvist tilleggsressurser i øvre Brent.

Oseberg II-plattformen planlegges oppgradert fra en satellittplattform til en integrert produksjons-, bore- og boligplattform med støtte fra et hjelpefartøy i borefasen. Tidspunktet for produksjonsstart er framskyndet fra 1995 til desember 1990. Gjennomsnittlig produksjonsrate anslås til $14\,300 \text{ Sm}^3/\text{d}$.

En framskynding av Oseberg II har medført at behovet for injeksjonsgass har økt utover det Troll-modul kan levere. Operatøren planlegger å hente ytterligere injeksjonsgass fra satellittfeltet Gamma nord.

Gamma nord

Gamma nord ligger i blokk 30/6 som ble tildelt som utvinningstillatelse 053 i 1979. Strukturen har en tynn oljesone med overliggende gasskappe. Ressursene er av operatøren beregnet til $11 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ olje og $11 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ gass.

Strukturen planlegges utbygget for å dekke behovet for injeksjonsgass i forbindelse med den planlagte framskyndingen av Oseberg II. Operatøren vurderer muligheten for produksjon fra horisontale havbunnskompletterte brønner for å øke utvinningen av oljesonen. Produksjonsstart er planlagt til desember 1990.

Brage

Brage-feltet ligger i blokk 31/4 som ble tildelt som utvinningstillatelse 055 i 1979. Norsk Hydro er operatør. Plan for utbygging og drift ble overlevert myndighetene i desember 1987.

Olje er påvist i tre reservoarer: Staffjord, Fensfjord og Sognefjord. Operatøren har anslått utvinnbare reserver til $38 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ olje og $3 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ gass.

Feltet planlegges utbygget med en integrert produksjons-, bore- og boligplattform. Produksjonsstart er planlagt til desember 1991, og gjennomsnittlig produksjonsrate vil bli $12\,100 \text{ Sm}^3/\text{d}$.

Gullfaks Sør, 34/10-Beta og 34/10-Gamma

Blokk 34/10 ble tildelt i 1978 med Statoil som operatør, jfr beskrivelsen av Gullfaks, kap 2.5.12. Gullfaks Sør ligger midt i blokken (omlag 9 km sør for Gullfaks-feltet). Beta ligger vest for Gullfaks Sør og strekker seg inn i 33/12. Gamma ligger i blokkens sør-østre hjørne.

Gullfaks Sør er strukturelt komplisert. Det er observert flere uavhengige gass/olje-, gass/vann- og olje/vannkontakter på feltet. Det er påvist hydrokarboner i sandsteiner av midtre og undre jura og av trias alder. Til nå er det boret fem hull på Gullfaks Sør, ett på Beta og ett på Gamma. Hull 34/10-32 ble boret våren og sommeren 1987 på den sørøstlige delen av strukturen. Det ble påvist og testet olje i sandsteiner av undre jura alder. Det er i 1987 startet innsamling av ny 3D-seismikk over Gullfaks Sør.

Gullfaks Sør inneholder både olje, kondensat og fri gass. Operatøren vurderer både samtidig olje- og gassproduksjon og sekvensiell produksjon (først olje, siden gass). Oljedirektoratet har i 1987 ikke forandret ressursanslaget for Gullfaks Sør, Beta eller Gamma. Resultatene fra hull 34/10-32 synes å bekrefte Oljedirektoratets ressursanslag.

Statoil la i september 1987 fram en mulighetsstudie for Gullfaks Sør. Studien viser fem alternative plattformkonsepter. Gullfaks A er tenkt benyttet til prosessering og lagring av olje. Gasstransport både til Storbritannia og Kontinentet vurderes. Tidspunktet for framlegging av plan for utbygging og drift er usikkert.

Staffjord Øst og Staffjord Nord

Staffjord Øst ble tidligere kalt 33/9 Alfa, og Staffjord Nord ble tidligere kalt 33/9 Beta. Strukturene ligger henholdsvis like øst og nord for Staffjord-feltet. Staffjord Øst strekker seg inn i blokk 34/7. Det er boret 3 hull på Staffjord Øst. Hull 33/9-12 ble boret sør på strukturen sommeren 1987. Det ble påvist og testet hydrokarboner i sandsteiner av midtre jura alder. Hullet bekreftet de foreliggende ressursanslag.

Staffjord Nord består av to separate reservoarer, av henholdsvis øvre og midtre jura alder. Det underste reservoaret strekker seg muligens inn i blokk 34/7. Det er boret to hull på Staffjord Nord. Hull 33/9-13 ble boret nordøst på strukturen høsten 1987. Hydrokarboner av midtre jura alder ble påvist og testet. Det er planlagt boring av et avgrensningshull på Staffjord Nord i 1988. Ny 3D-seismisk undersøkelse som dekker begge strukturene forelå ferdig prosessert våren 1987.

Oljedirektoratet har i 1987 ikke forandret ressursanslaget for Staffjord Øst og Nord. Direktoratet vil i 1988 arbeide med en ny evaluering av feltene.

Staffjord Øst og Nord tenkes satt i produksjon henholdsvis i 1993 og i 1994. Operatøren har i de senere år utredet forskjellige utbygningssløsninger. Feltene planlegges utbygget ved hjelp av undervannsinstallasjoner med brønnstrøms-overføring til Staffjord C.

Snorre

Snorre-feltet ligger i blokkene 34/4 og 34/7. Blokk 34/4 ble tildelt som utvinningstillatelse 057 i 1979. Blokk

34/7 ble tildelt som utvinningstillatelse 089 i 1984. Saga er operatør på begge blokkene.

Plan for utbygging og drift av Snorre-feltet ble oversendt myndighetene 1.9.87. En Stortingsproposisjon om Snorre vil bli forelagt Stortinget tidlig i 1988.

Det er nå boret 11 letehull på Snorre-feltet, 34/4-1.4.6 og 7 og 34/7-1.3,4,6,7,9 og 10. Alle hullene har påvist olje med assosiert gass, men uten gasskappe.

Snorre er et stort oljefelt. De økonomiske utvinnbare reservene er av operatøren beregnet til om lag $120 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje og $7 \times 10^9 \text{Sm}^3$ assosiert gass. Oljedirektoratets tall ligger vel 11 % lavere. Oljen, som er sterkt undermettet, er fordelt i to reservoarer: Staffjord-reservoaret og Lunde-reservoaret. Reservoarene er godt kartlagt, og det er forholdsvis god volumkontroll. Det knytter seg usikkerhet til sand-enheterens utstrekning og kommunikasjon i Lunde-reservoaret. Dette kan ha betydning for produksjonsoppførelsen. Reservoarets dybde er ca 2 500 m. Boring og testing har påvist tre ulike olje/vann-kontakter. Den dypeste kontakten er i den vestlige delen av feltet.

Vanndypet varierer over feltet fra 300 m i sør til 370 m i nord. Feltet planlegges utbygd med en flytende strekkstagplattform i sør og en havbunnsinstallasjon i den sentrale delen av feltet. Oljen vil bli prosessert i to trinn på Snorre-plattformen, og deretter transportert i rør til Staffjord for sluttprosessering.

For å utnytte strekkstag-plattformens fleksibilitet, er utbyggingen tenkt foretatt i to faser. Fase I medfører drenering av den sørlige og sentrale delen av feltet, og har utbyggingskostnader på ca 20 mrd 1987-kroner. Fase II gjelder drenering av den sentrale og den nordlige delen av feltet og innebærer to utbyggingsmuligheter. En mulighet er flytting av plattformen, en annen er videre utbygging med installasjoner på havbunnen.

Oljedirektoratet har i arbeidet med Snorre-utbyggingen vært særlig opptatt av størrelsen på de utvinnbare reservene, prosjektets prisfølsomhet og tilleggsreservene i området. Direktoratet har bedt om at rettighetshaverne innen høsten 1988 legger fram en plan som tilfredsstiller myndighetenes krav til utvinning av tilleggsreservene.

Oljedirektoratet mener at utbyggingen vil kunne gjennomføres innenfor arbeidsmiljø- og sikkerhetsmessige akseptable rammer.

Saga har lagt vekt på høy evakueringskapasitet med rette gjennomløpende rømningsveier til boligområdet. To av disse veiene er godt beskyttet mot eksplosjonsfare.

Livbåtene vil være av fritt-fall-typen. På grunn av de effektive rømningsveiene og den valgte livbåttypen, foreslås en livbåtdekning lavere enn 200 %.

Baser på erfaringer med operasjonelle problemer under kuldeperioder vinteren 1987, har Oljedirektoratet påpekt at det i planene for Snorre i liten grad er tatt inn designkriterier for å kunne motvirke slike problemer.

2.4.2 Haltenbanken

De siste års aktivitet på Haltenbanken har vist at

området er prospektivt og interessant. Det er gjort ni funn på Haltenbanken, og planleggingen med hensyn til utbygging er kommet langt. Ressursgrunnlaget i området er i størrelsesorden $300 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje og $300 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass. For Draugen er det overlevert plan for utbygging og drift (PUD) i september 1987 og for Heidrun ble PUD overlevert myndighetene i november 1987. Disse feltene vil kunne være starten på første produksjonsfase i området, som hovedsakelig vil være en oljeproduksjonsfase. Oljedirektoratet er imidlertid særlig opptatt av å finne frem til en ressursmessig og samfunnsøkonomisk fornuftig bruk av gassforekomstene allerede i den tidlige oljeproduksjonsfasen. Avhengig av når det vil oppstå et gassmarked vil felt med hovedsakelig gassressurser kunne fases inn.

Tyrihans

Det er boret to undersøkelseshull på feltet som består av to strukturer, en med gass/kondensat og en med tynn oljesone og gasskappe. Ressursene er $16 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje/kondensat og $40 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass.

Midgard

Det er i alt boret 4 letehull på Midgard-feltet. Strukturen er delt i tre ved to tverrgående forkastninger. Feltet består i hovedsak av gass, og reservoaregenskapene er gode.

I en av forkastningsblokkene er det påvist en tynn oljesone som kan være vanskelig å utvinne da den ligger mellom en stor gasskappe og en vannsone. Feltet vil antakelig produsere ved trykkavlastning. Oljedirektoratet har beregnet utvinnbare ressurser til $80 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass og $15 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje.

Draugen

Seks lete- og avgrensingshull er boret på feltet. Reservoaret er godt kartlagt. Det er langstrakt og tynt, med en oljekolonne som varierer fra 11 til ca 40 m. Feltet inneholder lett olje med et lavt gass/olje forhold. Reservoaret har gode egenskaper og vil bli produsert ved vanninjeksjon. Oljedirektoratets ressursestimat for feltet er $68 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje og $4.7 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass.

Plan for utbygging og drift ble forelagt myndighetene i september 1987.

Feltet planlegges utbygget med en fast betongplattform. Det planlegges 6-7 produksjonsbrønner og 6 vanninjektorer. På grunn av feltets utstrekning vil alle vanninjektorer og to av produksjonsbrønnene være havbunnsbrønner. Produksjonsstart er satt til sommeren 1992.

Oljedirektoratet mener at den foreslåtte plan kan gjennomføres innenfor rammen av sikkerhets- og arbeidsmiljølovgivingen.

Smørbukk og 6506/12-Beta, Blokk 6506/12

Det er boret i alt 7 hull på blokken. To strukturer som begge inneholder gass og kondensat er påvist. I 1987 ble det boret ett hull i Smørbukk-strukturen. Det førte til en oppjustering av anslaget for oljereservene.

6506/12-Beta, er nå kartlagt med 3D-seismikk. Tilsvarende kartlegging vil i 1988 bli gjennomført på Smørbukk.

Basert på nye studier er Oljedirektoratets vurdering av reservene for Smørbukk nå $20 \times 10^6 \text{Sm}^3$ kondensat og $65 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass. I disse tallene er oljeresservene som ble påvist i 1987, ikke inkludert. Anslaget for reservene på 6506/12-Beta ble nedjustert noe i 1987, og er nå $22 \times 10^6 \text{Sm}^3$ kondensat og $11 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass.

Av de to funnene i blokken er 6506/12-Beta best kartlagt og mest modent for utbygging. Tidspunkt for utbygging og valg av utbyggingsløsning for funnene i denne blokken, vil være avhengig av markedsutviklingen for gass fra Haltenbanken. En faset utbygging kan også bli vurdert for å tilpasse seg gassmarkedet. Når det gjelder prosessering og transport av kondensat og gass fra Smørbukk-feltene, vil det være aktuelt å se dette i sammenheng med øvrig utbygging i området.

Heidrun

Feltet er undersøkt med åtte lete- og avgrensningshull. Feltet inneholder tung olje med en overliggende gasskappe. Reservoaret er sterkt forkastet, og inneholder flere reservoarformasjoner. Injeksjon av vann vil gi høyest oljeutvinning. Det kan være mulig å injisere assosiert gass i en avgrenset tidsperiode. Gasskappen bør ut fra reservoarhensyn produseres etter at hoveddelen av oljen er produsert. Oljedirektoratets ressursanslag er $113 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje og $41 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass. Direktoratet vil vurdere ressursene nærmere i forbindelse med behandlingen av operatørens plan for utbygging og drift for feltet.

Denne planen ble forelagt myndighetene i november 1987.

Operatøren vurderer å starte produksjon fra feltet på et lavere nivå ved årsskiftet 1989/90. Produksjonsinnretningen vil være en ombygd boreinnretning. En slik tidlig produksjonsfase kan gi informasjon om reservoaret som kan komme til nytte under den videre planleggingen av hovedproduksjonen. Utbyggingsløsningen for hovedproduksjonen fra feltet er en strekkstagplattform med betongskrog. Hovedproduksjonen fra feltet er planlagt å starte sommeren 1992.

Blokk 6407/7 og 6407/10

Det er boret to letehull i 6407/7 som begge påviste olje. Funnet strekker seg inn i blokk 6407/10 som ble tildelt i 1987. Det ble boret ett hull i denne blokken i 1987. Dette hullet påviste ikke olje. Strukturen er sterkt forkastet, og det behøves flere hull før strukturen er tilstrekkelig kartlagt. De foreløpige anslag for ressursene er $25 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje og $2.5 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass.

6406/3

Lete hull nummer to i denne blokken påtraff reservoar-sandstein som var oljefylt. I 1987 ble det boret et nytt hull i forlengelsen av denne strukturen. Dette hullet påtraff sandstein som var tett.

2.4.3 Troms

Det er påvist alt i alt betydelige mengder gass i feltene Askeladd, Albatross, Snøhvit og blokk 7120/12 i Hammerfest-bassenget i Troms I-området. Det er ikke gjort funn i andre deler av området.

2.5 Felt vedtatt utbygd og felt i produksjon

En rekke felt på den norske kontinentalsokkelen er erklært drivverdige og er under utbygging eller i produksjon.

Valhall, Albuskjell, Cod, Edda, Ekofisk, Eldfisk, Tor, Vest Ekofisk, Ula, Heimdal, Frigg, NØ-Frigg, Odin, Gullfaks, Statfjord og Murchison er i produksjon. Ø-Frigg, Gyda, Oseberg, Veslefrikk, Tommeliten, Troll og Sleipner Øst er under planlegging/utbygging. I det følgende omtales disse feltene nærmere.

2.5.1 Valhall

Utvinningsstillatelse 006

Rettighetshavere

Amoco Norway Oil Company	28.33 %
Amerada Hess Norge A/S	28.33 %
Texas Eastern Norwegian Inc	28.33 %
Norwegian Oil Consortium A/S & CO	15.00 %

Blokk 2/8 ble tildelt i 1965 med Amoco som operatør. Valhall-feltet ligger hovedsakelig i blokk 2/8 (fig 2.5.3.a). Den sørlige delen av feltet strekker seg inn i blokk 2/11, utvinningsstillatelse 033. I denne utvinningsstillatelsen har hver av de ovennevnte selskapene en andel på 25 %.

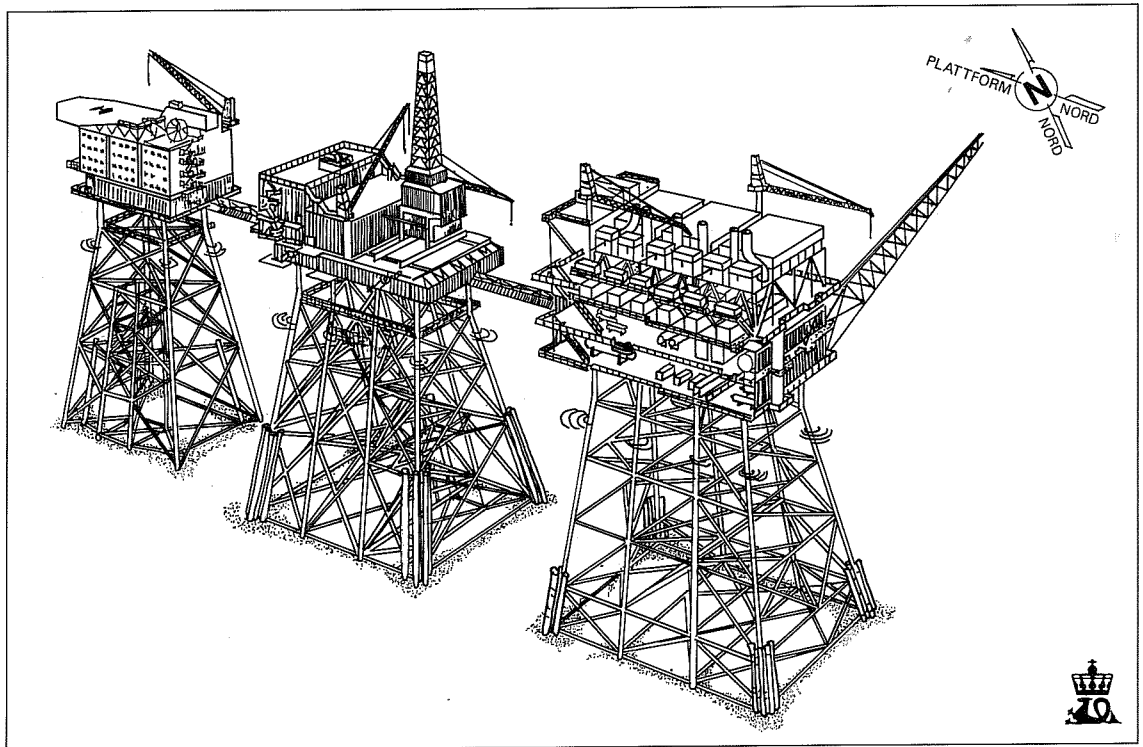
Utnyttelse av forekomstene

Valhall kan geologisk og reservoarmessig sammenlignes med feltene i Ekofisk-området. Feltene produserer fra oppsprukket kritt som er relativt tett i forhold til andre reservoarbergarter på norsk sokkel. Dette gjør at feltene vil ha lang levetid og forholdsvis liten utvinningsgrad. Valhall produserer mest fra Tor-formasjonen (2/3 av reservene) og en mindre del fra Hod. Ekofisk-formasjonen som utgjør den viktigste formasjonen på en del av feltene i Ekofisk-området, er ikke til stede på Valhall.

Valhall ble satt i produksjon i november 1982 og ved slutten av 1987 var det 20 produksjonsbrønner på feltet. Det har så langt ikke produsert opp mot forventningene på grunn av strømming av reservoarbergarten inn i produksjonsbrønnene. Operatøren ser ut til å ha klart å omgå dette problemet i det siste gjennom en spesiell kompletteringsteknikk. Det har vært stor usikkerhet med hensyn til geologien på Valhall på grunn av en gass-sky over reservoaret som har gjort seismikk ubrukelig som kartleggingsredskap over deler av feltet. Etter en god del arbeid fra operatør og partnere har man nå kommet fram til en geologisk modell for feltet som har vist seg brukbar ved boring av nye brønner.

Innsynkningen av Valhall var nevnt som et problem i forrige årsmelding. Det er målt en innsynkningshastighet på ca 20 cm/år. Etter mer detaljerte undersøkel-

Fig 2.5.1.a
Installasjoner på Valhall



ser har Oljedirektoratet funnet at det ikke synes å være så stort innsynknings-potensiale på Valhall som fryktet. Det betyr at det neppe er aktuelt med de samme modifikasjoner på Valhall som på Ekofisk. Forhold tilknyttet innsynkning, som for eksempel brønndeforrasjon, produktivitetstap og differensielle setninger, er ikke studert i detalj.

Produksjonsanlegg

Utbyggingen omfatter en bolig-, en bore-, en produksjons- og en stigerørsplattform. De tre førstnevnte plattformene er plassert på Valhall-feltet og knyttet til hverandre med broforbindelse. Fig 2.5.1.a viser disse installasjonene. Stigerørsplattformen som Phillips Petroleum Company Norway har operatøransvaret for, er tilknyttet Ekofisk-tanken.

Olje blir adskilt fra gass på Valhall ved hjelp av to separasjonsenheter før den blir pumpet til Ekofisk-anlegget hvor den måles og ledes videre inn i Teesside-rørledningen. Gassen komprimeres, tørkes og duggpunktcontrolleres på produksjonsplattformen før den sendes i ledning til Ekofisk-anlegget hvor den måles og sendes videre inn i Emden-ledningen. De tyngre gassfraksjonene, NGL, blir adskilt på Valhall gjennom et fraksjoneringsstårn, og injiseres deretter dels i oljen og dels i gassen. Et nitrogen-genereringssystem ble startet opp på Valhall i sommer. Injeksjon av slik gass i eksportgass-strømmen gjør det enklere å møte gasspesifikasjonen. Systemet gjør også at en kan øke NGL-injeksjonen i eksportgassen. Et hydrosyklon-anlegg er testet med tanke på å fjerne olje fra produsert vann.

Gassbrenning

Mengden gass brent var gjennomsnittlig $74 \times 10^3 \text{Sm}^3/\text{døgn}$ i 1987. Dette tilsvarer 3.8 % av brutto gassproduksjon (fig 2.5.1.b). Brennegrensen har vært på $150 \times 10^3 \text{Sm}^3/\text{dag}$ i 1987. Gass er blitt brent særlig på grunn av problemer med kompressorene, og i forbindelse med nedstengningen av Ekofisk i august.

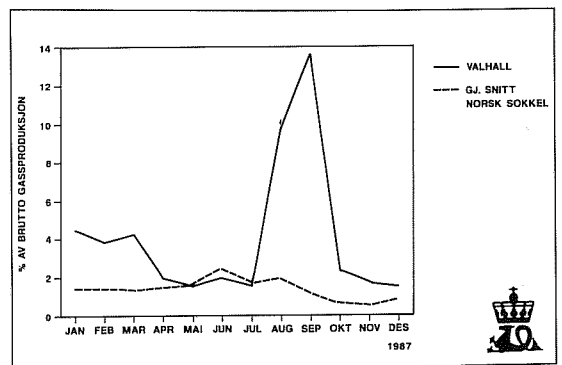
Målesystemer

Det er ikke utført inspeksjoner på olje- og gassmålesystemene på Valhall i beretningsperioden.

Kostnader

Totale utbyggingskostnader er ca 10.9 mrd 1987-kr. Totale driftskostnader fram til år 2010 er beregnet til ca 14.3 mrd 1987-kr.

Fig 2.5.1.b
Gass brent på Valhall



2.5.2 Tommeliten

Utvinningstillatelse 044

Rettighetshavere:	
Den norske stats oljeselskap a.s	70.64 %
Norske Fina A/S	20.23 %
Norsk Agip A/S	9.13 %

Utvinningstillatelse 044 ble tildelt 27.8.76, og omfatter blokk 1/9, sør-vest for Ekofisk-området (fig 2.5.3.a).

Feltet ble oppdaget ved boring av letehull 1/9-1 i 1977. Plan for utbygging og drift ble lagt fram og godkjent i 1. halvdel av 1986.

Utnyttelse av forekomstene

Tommeliten består av to strukturer, Alfa-strukturen i sør og Gamma-strukturen i nord. I begge strukturene er det påvist gass/kondensat. De hydrokarbonførende lagene er representert ved Ekofisk- og Tor-formasjonen. Oljedirektoratet anslår de utvinnbare reservene til $16.8 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass. Utvinningsstrategien for feltet vil være produksjon ved hjelp av reservoærens naturlige drivmekanisme.

Utbygging

Feltet vil bli utbygget ved havbunnskompletterte brønner, og full brønnstrømsoverføring og oppkopling til Edda-plattformen. På Edda vil det bli foretatt 1.-trinns separering, vannfjerning og måling, før gass og kondensat transporteres videre gjennom eksisterende rørledninger for sluttbehandling på Ekofisk Senter.

Utbyggingen er planlagt i fire faser. Fase 1 og fase 2 vil være utbygging av Gamma-strukturen. Alfa-strukturen vil bli utbygget i fase 3 og 4. Produksjonen er planlagt slik at et stabilt produksjonsplata i overkant av $1.1 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass pr år kan opprettholdes lengst mulig. Feltet skal settes i drift 1.10.88. Fire produksjonsbrønner er ferdig boret, mens den femte ventes ferdig i løpet av februar 1988.

Kostnader

Totale utbyggingskostnader ved full utbygging antas å bli omlag 4.8 mrd 1987-kr. Totale driftskostnader er beregnet å bli ca 2.2 mrd 1987-kr.

2.5.3 Ekofisk-området

Utvinningstillatelse 018

Rettighetshavere:	
Phillips Petroleum Co Norway A/S	36.960 %
Norsk Fina A/S	30.000 %
Norsk Agip A/S	13.040 %
Norsk Hydro Produksjon as	6.700 %
Elf Aquitaine Norge A/S	8.094 %
Total Marine Norsk A/S	4.047 %
Eurafrep Norge A/S	0.456 %
Norexplor A/S	0.399 %
Coparex Norge A/S	0.304 %

Ovennevnte gruppe "Phillips-gruppen" har rettighetene til feltene Cod, Edda, Eldfisk, Ekofisk og Vest Ekofisk. Cod ligger i blokk 7/11, Edda og Eldfisk i blokk 2/7 og Ekofisk og Vest Ekofisk i blokk 2/4.

Albuskjell er delt mellom utvinningstillatelsene 018 og 011 og Tor-feltet mellom 018 og 006. Albuskjell ligger i blokkene 1/6 og 2/4 mens Tor ligger i blokkene 2/4 og 2/5.

Fordelingen er som følger:

Albuskjell:	
"Phillips-gruppen"	50.00 %
A/S Norske Shell	50.00 %

Tor:

"Phillips-gruppen"	75.3612 %
"Amoco-gruppen"	24.6388 %

(rettighetshaverne på Valhall)

Utbygging

Ekofisk-området, som er operert av Phillips, består av 7 felt: Albuskjell, Cod, Edda, Ekofisk, Eldfisk, Tor og Vest Ekofisk. I 1969 ble Ekofisk-feltet oppdaget og allerede i 1970 ble feltet erklært drivverdig. I perioden fra 1969 til 1972 ble de andre feltene i området oppdaget. I 1968 ble Cod-feltet oppdaget. Dette er det eneste som produserer fra et sandsteinsreservoar i Ekofisk-området. De andre feltene i området produserer fra kritt bergarter. Ekofisk-feltet er det desidert største feltet i Ekofisk-området, med et hydrokarbonporevolum som er ca 30 % større enn Statfjord-feltet. Eldfisk er det nest største feltet i området. Fig 2.5.3.a viser feltenes beliggenhet.

Feltene er utbygget i fem faser så langt:

Fase 1. Prøveproduksjon på Ekofisk-feltet fra fire brønner ferdigstilt på havbunnen. Fasen varte fra juni 1971 fram til mai 1974.

Fase 2. Utbygging av installasjonene på Ekofisk-feltet.

Fase 3. Utbygging og tilknytning av feltene Vest Ekofisk, Cod og Tor til Ekofisk Senter, samt legging av en oljerørledning til Teesside og en gassrørledning til Emden. Ledningene ble satt i drift henholdsvis i oktober 1975 og i september 1977. Før gassrørledningen ble ferdigstilt, ble den produserte gassen injisert i Ekofisk-feltet.

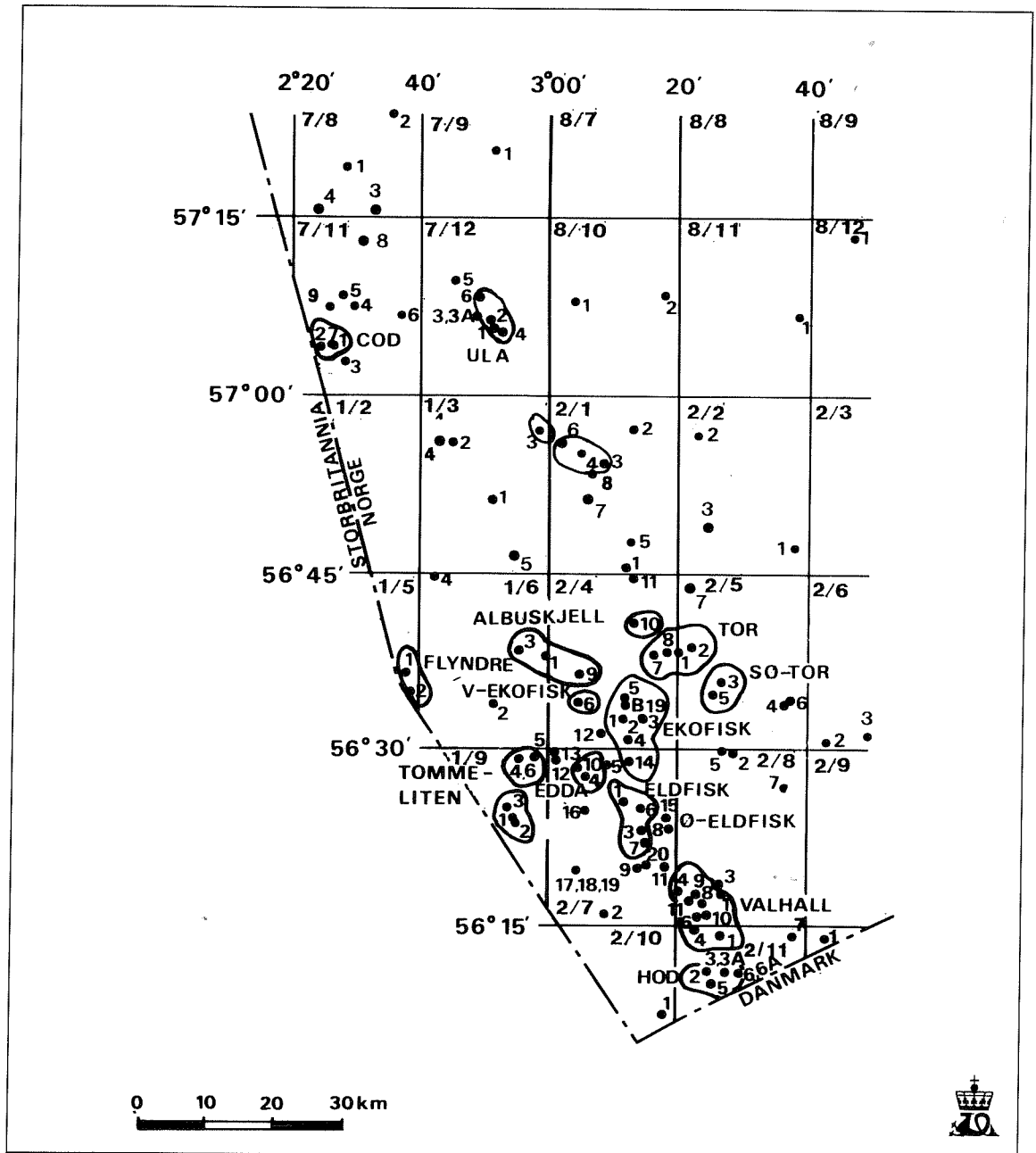
Fase 4. Utbygging og tilknytning av feltene Eldfisk, Edda og Albuskjell til Ekofisk Senter.

Fase 5. Vanninjeksjon i Tor-formasjonen på Ekofisk-feltet for å øke utvinningen av olje og gass fra feltet. Vanninjeksjon startet den 31. desember 1987. Fig 2.5.3.b viser installasjonene i Ekofisk-området.

Framtidige planer

Utvinningsgraden fra oljefeltene i området er så lav som 20 %. Flere prosjekter for å øke utvinningsgraden

Fig 2.5.3.a
Ekofisk-området



er under vurdering. Operatøren utreder nå en plan i tre faser for ytterligere tiltak på Ekofisk-feltet:

Fase 1. Vanninjeksjon inn i Ekofisk-formasjonen i den nordlige delen av feltet i tillegg til injeksjon i Tor-formasjonen, samt produksjon fra nye brønnsliuser på Ekofisk Senter.

Fase 2. Vanninjeksjon fra Ekofisk Senter i Ekofisk og Tor-formasjonen, samt produksjon fra nye brønnsliuser i den sørlige delen av feltet.

Fase 3. Injeksjon av nitrogen gjennom to brønner på Ekofisk Senter. Nitrogen vil bli generert på eksisterende prosessplattform på Ekofisk Senter.

Disse tiltakene vil kunne øke utvinningsgraden fra feltet vesentlig. Lignende tiltak er under utredning for det nest største feltet i området, Eldfisk-feltet. De to første fasene vil innebære økt oljeutvinning, mens nitrogeninjeksjon vil være spesielt rettet mot økt utvinning av gass.

Vanninjeksjon

Vanninjeksjon på Ekofisk-feltet ble først bestemt begrenset til Tor-formasjonen i den nordlige delen av feltet. Denne begrensningen ble lagt på prosjektet ut fra resultater av laboratorietester. I tillegg til laborato-

rie-tester ble vanninjeksjon utprøvd på feltet. Denne utprøvingen ga bedre resultater enn de laboratorie-testene hadde gitt.

I Ekofisk-formasjonen har man nylig avsluttet en injeksjonstest. Disse resultatene bekreftet også at vanninjeksjon vil være fordelaktig i den nedre delen av Ekofisk-formasjonen. Derfor vil operatøren nå gå fram etter planen nevnt ovenfor.

Det er fortsatt en viss frykt for at vanninjeksjon vil virke negativt inn på de mekaniske egenskapene til reservoarbergarten. Dette vil bli undersøkt videre i 1988.

Innsynkning på Ekofisk

I november 1984 ble det konstatert at havbunnen ved Ekofisk Senter hadde sunket. Målinger som er utført siden, anslår den totale innsynkningen pr 31.12.87 til noe i overkant av fire meter.

Innsynkningsraten i perioden 1980-86 var 0.4-0.5 meter pr år med en viss reduksjon mot slutten av perioden. Innsynkningen i 1987 er blitt målt til ca 0.3 meter på årsbasis.

Flere målemetoder har vært benyttet for å fastlegge innsynkningsraten. I 1984/85 ble det foretatt analyser av bølgedata. Analysene indikerte kun tidligere innsynkningsrate. Derfor foretok operatøren i 1985 en

rekke målinger av avstanden fra havflaten til horisontale stag i understellet på plattformene. Metoden hadde begrenset nøyaktighet, og i den senere tid har satellittmålinger vært foretatt og undervannstrykksonder vært i bruk.

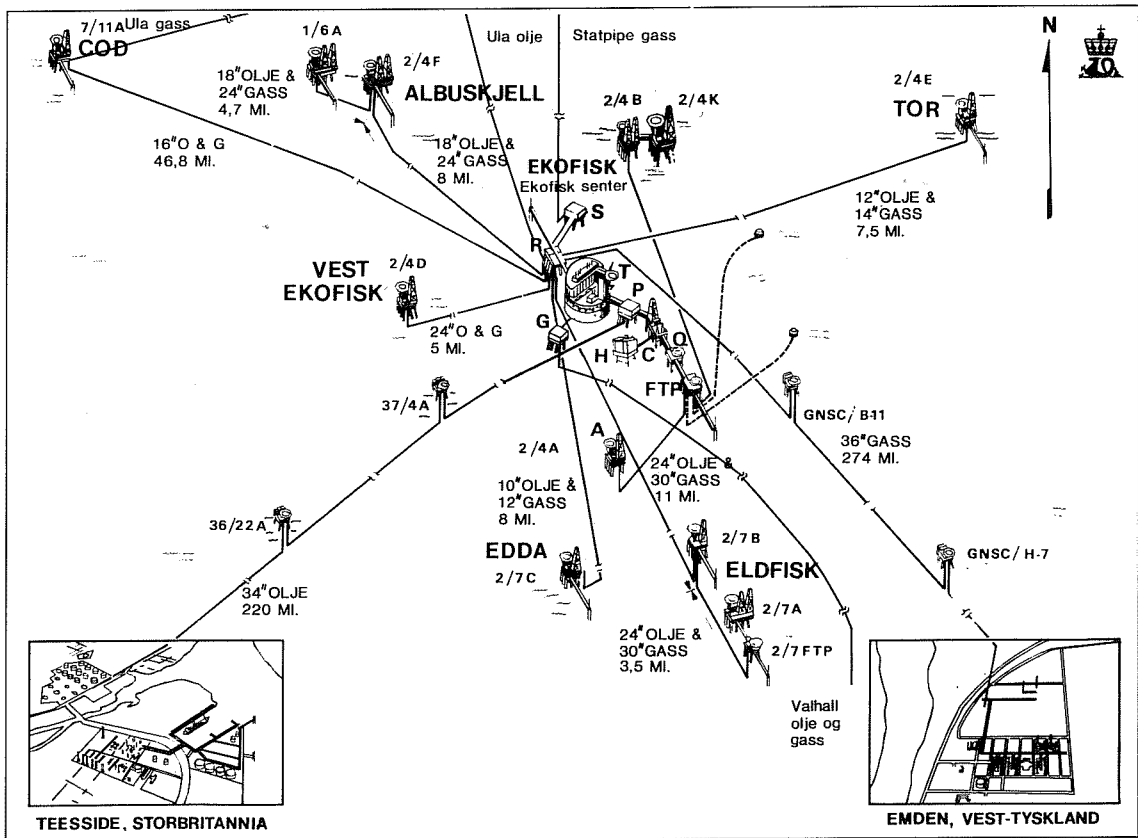
Innsynkningen på Ekofisk kommer av at bergarten tre km under havbunnen som oljen og gassen ligger i, er forholdsvis løs og presses sammen ettersom poretrykket avtar. Man har hele tiden vært klar over at reservoarvolumet ville reduseres, men det var ikke ventet at dette ville vise seg på overflaten. Det er fortsatt visse usikkerheter knyttet til hvordan reservoarvolumreduksjonen fører til innsynkning og om det er andre forhold som bidrar til innsynkningen.

Det kan oppstå flere problemer med reservoaret på grunn av trykkavlastningen. Brønnenes manglende stabilitet er et økende problem på Ekofisk. Deformering av brønner kan føre til at større petroleumsmengder enn tidligere antatt, må etterlates i reservoaret.

Ekofisk-feltets sentrale stilling i gasstransport-sammenheng gjør det påkrevet å fortsette å arbeide med forstærkelsen av innsynkningen.

Den eneste måten å forhindre videre innsynkning og andre problemer relatert til trykkavlastningen på, er å begrense trykknedgangen. Dette kan gjøres gjennom injeksjon av naturgass, nitrogengass og/eller vann.

Fig 2.5.3.b
Installasjoner i Ekofisk-området



Oppjekking

For å kunne tåle ytterligere innsynkning, måtte plattformene i det sentrale Ekofisk-komplekset modifiseres. Sommeren 1987 ble dekkene på fem av plattformene hevet seks meter, mens dekket på 2/4 G-plattformen ble hevet 10 meter.

Detaljplanleggingen av prosjektet startet i mai 1986 og omfattet:

- hydrauliske jekkesystemer med slaglengde 6.5 m
- elektroniske styringssystemer
- modifikasjon av selve plattformkonstruksjonene

Tidsplanen for prosjektering, fabrikasjon og installasjon av utstyr, samt oppjekking var meget stram. Periodevis ugunstige værforhold under forberedelsene førte til forsinkelser av hevingen i forhold til den opprinnelige tidsplanen. Disse fikk imidlertid ingen konsekvenser for gjennomføringen av prosjektet.

Innretningenes dekk ble hevet i følgende rekkefølge:

- 2/4 H
- 2/4 R
- 2/4 C, Q og FTP
- 2/4 G

Ekofisk Senter ble satt i drift igjen 4.9.87.

Ekofisk-tankens utforming gjør det vanskelig å foreta oppjekking for å beskytte denne innretningen permanent. Operatørens planlagte løsning er å beskytte tanken ved hjelp av en 105 m høy betongvegg plassert omkring selve tanken.

Innkvartering under oppjekkingen

Oppjekkingsarbeidene krevde større personellressurser enn først antatt, og det ble tidlig behov for ekstra innkvarteringsmuligheter.

Forsinkelsene, prosjektets størrelse og viktighet, og fysiske begrensninger førte til at innkvarteringen fikk lavere standard enn hva regelverket krever.

Det er på Ekofisk-området fortsatt flere boligkvarter som ikke oppfyller forskriftenes minimumskrav. Soverommene er ikke utstyrt med egne bad og toalett, og boligkvarterene er på enkelte områder ikke tilrettelagt for kvinnelige arbeidstakere.

Beredskap

Oppjekkingen medførte omfattende beredskapsmessige tiltak. For å kunne dekke behovene for underbringelse av personell, lagerplass og kraftforsyning, ble et flotell og to oppjekkbare innretninger tilkoplede Senteret. De tre brotilkoblede innretningene ga flere rømningsveier, i tråd med de beredskapsmessige prinsipper som er lagt til grunn på Senteret, nemlig evakuering over bro. Ekstra beredskapsfartøy overvåket operasjonen. I tillegg til streng kontroll med hvem som til enhver tid befant seg på stellingsverket under plattformene, var spesielle utkikksposter plassert på strategiske punkter for blant annet å varsle "manøverbord". Værvarsling ble ivaretatt av egen meteorolog.

I tillegg ble det satset sterkt på informasjon og holdningsskapende kampanjer. Dette var et meget verdifullt beredskapsmessig bidrag.

Branner/faresituasjoner

I forbindelse med oppjekkingen ble det registrert 15 branntilfeller. Ingen av brannene medførte personskader og resulterte i bare mindre eller ingen materielle skader.

En potensielt meget alvorlig ulykke ble avverget da kuttingen av et antatt trykkløst stigerør på behandlingsplattformen 2/4-FTP ble stanset før det var skåret gjennom. Nesten-ulykken er under behandling hos påtalemyndigheten.

Innsynkning ellers i området

Innsynkning forekommer ikke bare på Ekofisk Senter. Det påregnes et behov for modifikasjoner av plattformene nord og sør på feltet i løpet av 2. halvdel av 1990-tallet.

Oljedirektoratet har i 1987 gjennomført en undersøkelse av mulighetene for innsynkning på Eldfisk-feltet. Foreløpig ser det ikke ut til å bli noen umiddelbare problemer med Eldfisk-feltet.

Andre felt i området

Operatøren planlegger automatisering av Albuskjell-feltet for å redusere kostnadene ved operasjon av feltet. En slik automatisering reiser en del prinsipielle spørsmål som myndighetene må ta stilling til i løpet av 1988. Oljedirektoratet vil fokusere blant annet på utnyttelsen av eventuelle tilleggsreserver før plattformen skal automatiseres.

På Tor-feltet forberedes installasjon av gassløftingsutstyr. Dette vil gi feltet vesentlig lengre økonomisk levetid.

Installasjonen på Edda vil kunne holdes i drift lenger fordi gassen fra Tommeliten føres over plattformen.

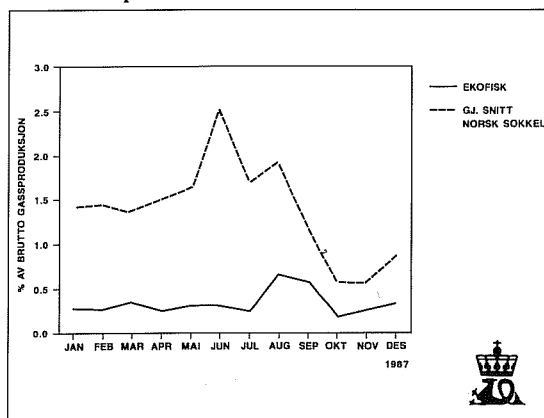
Gassbrenning

I fase 1 av Ekofisk-utbyggingen fra 1971 til 1974, ble det drevet prøveproduksjon med lasting fra bøye, og all gass ble brent. Fra 1977 er gassen blitt ilandført og solgt gjennom Emden-rørledningen, og overskuddsgass er blitt injisert i Ekofisk-reservoaret. Mengden gass som ble brent i Ekofisk-området i 1987 var gjennomsnittlig $79 \times 10^3 \text{Sm}^3/\text{dag}$. Dette tilsvarer 0.3 % av brutto gassproduksjon (se fig 2.5.3.c.). Brennegrensen har gjennom hele året vært $400 \times 10^3 \text{Sm}^3/\text{dag}$. Hovedårsaken til den noe høyere gass brenningen i 1987 enn i 1986 er oppstarten etter nedstengningen i august 1987.

Rørledninger og pumpeplattformer

Operatøren besluttet etter lengre tids vurdering ikke å ha mannskap på 34/4-A. Behovet for innretningen var ikke lenger til stede på grunn av synkende oljeproduksjon på Ekofisk-feltet. Innretningen 36/22-A ble uten mannskap i 1987. Det er således ingen aktive

Fig 2.5.3.c
Gass brent på Ekofisk



pumpestasjoner i drift mellom Ekofisk 2/4-P og Teesside-terminalen i England.

I forbindelse med nedstengningen av Ekofisk-feltet og stans i gasstransporten til Emden, fant Norpipe det nødvendig å benytte soveroms-containerer. I disse soveroms-containerne ble mer enn 2 personer innkvartert pr rom.

Bruk av beredskapsfartøy i tilknytning til en av pumpeplattformene på Ekofisk-Emden-rørledningen er under revurdering.

Målesystemer

Det er utført inspeksjoner på enkelte olje- og gassmålesystemer i Ekofisk-området.

For salgsmålestasjonene i Teesside og Emden er det utført regelmessige inspeksjoner.

Det er avholdt årlig møte med tyske myndigheter. En besluttet blant annet å inngå samarbeidsavtale om den måletekniske virksomheten i Emden. Denne samarbeidsavtalen vil bli underskrevet av begge lands myndigheter våren 1988.

Kostnader

Totale investeringskostnader for de 7 feltene som utgjør Ekofisk-området, beregnes å bli ca 68 mrd 1987-kr. Totale driftskostnader fram til år 2010 ventes å bli ca 126 mrd 1987-kr.

2.5.4 Ula

Utvinningsstillatelse 019A

Rettighetshavere

BP Petroleum Development of Norway A/S	57.5 %
A/S Pelican & CO K.S	5.0 %
Norsk Conoco A/S	10.0 %
Den norske stats oljeselskap a.s.	12.5 %
Svenska Petroleum Exploration A/S	15.0 %

Feltet ligger i blokk 7/12 ca 70 km nord-vest for Ekofisk (fig 2.5.3.a). Det ble funnet i 1976 og erklært drivverdig i desember 1979. Feltutviklingsplanen ble godkjent i 1980, men samme år ble det klart at utbygging ikke ville bli lønnsom. Ny feltutviklingsplan

med endret utbyggingsløsning ble levert i april 1983 og godkjent i januar 1984. BP er operatør for utvinnings-tillatelsen.

Utnyttelse av forekomstene

I juli 1987 økte operatøren sitt reserveanslag til $39.72 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje, det vil si med 56 %. Dette ble gjort på grunnlag av brønndata, produksjonserfaring og ny seismisk tolkning. Oljedirektoratets reserveberegning høsten 1986 medførte en mindre økning av reserveanslaget, som nå er på $33 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje.

Uavhengige studier indikerer at utvinningsgraden ikke er ratesensitiv. Dette, i tillegg til økte reserver og forbedret prosesskapasitet, førte til at en økning av platåraten ble godkjent.

I oktober 1986 startet produksjonen fra den første brønnen. Ved årsskiftet er kun fire brønner i produksjon, og dette lave antallet skyldes problemer under borefasen. Den første vanninjeksjonsbrønnen vil være klar i februar 1988. En av produksjonsbrønnene ble boret ned til trias, men testing av forekomsten måtte oppgis på grunn av høyt trykk. Brønnen vil bli komplettert som produsent fra Ula-formasjonen.

Feltet er planlagt å være ferdig utbygd i slutten av 1989 med 9 produksjonsbrønner og 6 injeksjonsbrønner. Produksjonen har vært holdt på det nivå som er bestemt av produksjonsbegrensningen gitt av myndighetene. På grunn av oppjekkingen av Ekofisk-plattformene, foregikk det ingen produksjon på Ula i tiden 19.8.-1.9.87.

Produksjonsanlegg

Utbyggingsløsningen består av tre konvensjonelle stålplattformer for henholdsvis produksjon, boring og boligkvarter (fig 2.5.4.a). Understellene til plattformene ble installert sommeren 1985, og sammenkoplingsarbeidet til havs pågikk i tidsrommet oktober 1985 – august/september 1986. Oljerørledningen til Ekofisk ble lagt sommeren 1984 og gassrørledningen Ula-Cod våren 1985.

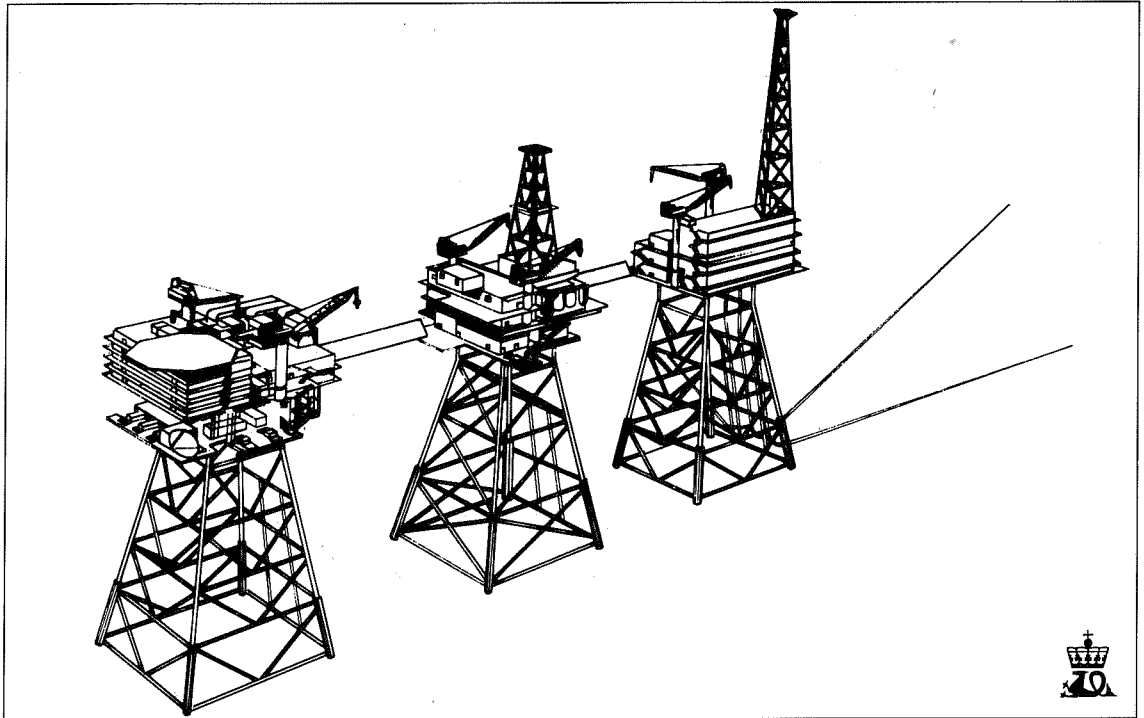
Det har i løpet av året vært nødvendig med enkelte justeringer og modifikasjoner på anlegget. Gasstørkeanlegget holdt ikke mål når det gjaldt duggpunkt, og utstyr i tørketårnet måtte oppgraderes. Ved inspeksjon av separatorene er det funnet betydelige mengder asfaltavsetninger fra oljen, noe som etter hvert kan føre til driftsproblemer.

En del av det elektriske utstyret er plassert i rom som ved hjelp av overtrykk er beskyttet mot inntrengning av gass. Det har vist seg å være vanskelig å få kontrollert trykkovervåkingen på en fullgod måte.

Transport

Oljen fraktes i rør via Ekofisk Senter til Teesside. Statoil er operatør for ledningen. Rørledningen til Ekofisk Senter ble installert på havbunnen sommeren 1984. Diameteren er 508 mm (20") og lengden er ca 70 km. Gassen transporteres i rørledning via Cod til Emden. Rørledningen Ula-Cod ble installert og testet våren 1985.

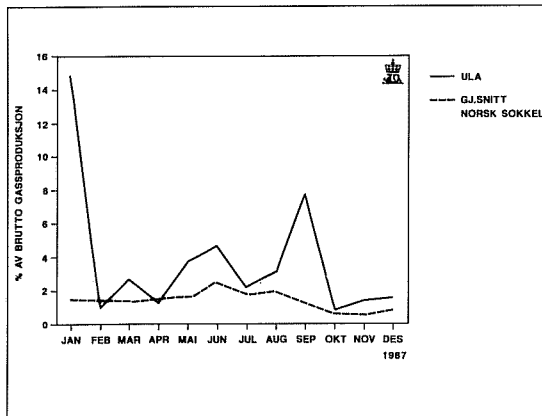
Fig 2.5.4.a
Installasjoner på Ula



Gassbrenning

Gassbehandlingsanlegget kom i drift 28.10.86. Gassbrenningen som har funnet sted etter dette skyldes først og fremst problemer med gasstørkeanlegget fram til høsten 1987. Det ble brent $41 \times 10^3 \text{Sm}^3/\text{dag}$ i gjennomsnitt i 1987, noe som tilsvarer 3.7 % av brutto gassproduksjon (se fig 2.5.4.b). Andre årsaker til gassbrenning på Ula er problemer med MP-kompressor under oppstart, og nedstenging i forbindelse med oppjekkingen på Ekofisk.

Fig 2.5.4.b
Gass brent på Ula



Målesystem

Målesystemet på Ula har vært i drift siden oppstart i oktober 1986. Det har vært en planlagt driftstopp i 1987 (Ekofisk-oppjekkingen). Oljedirektoratet utførte i 1987 en systemrevisjon, og tre driftsrevisjoner, henholdsvis ved driftsorganisasjonen på Forus og på Ula-plattformen og måleutstyret offshore. De fiskale målingene er generelt blitt utført tilfredsstillende av rettighetshaveren.

Kostnader

Totale utbyggingskostnader anslås å bli ca 8.1 mrd 1987-kr. Totale driftskostnader er beregnet til å bli ca 8.0 mrd 1987-kr. for feltets levetid.

2.5.5 Sleipner Øst

Utvinningstillatelse 046

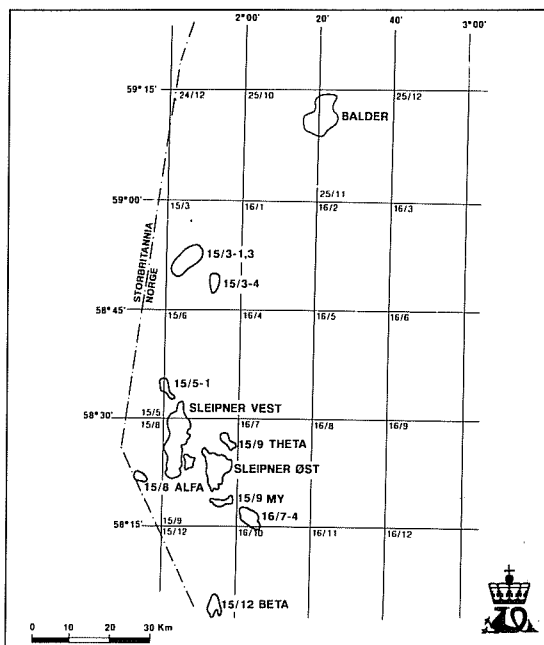
Rettighetshavere

Esso Norge A/S	30.4 %
Norsk Hydro A/S	10.0 %
Den norske stats oljeselskap a.s	59.6 %

Utvinningstillatelsen ble tildelt i 1976 og omfatter blokkene 15/8 og 15/9. Statoil er operatør for Sleipner Øst (se fig 2.5.5). I henhold til bestemmelse om utøvelse av glideskala, har Statoil økt sin andel i utvinningstillatelsen fra 50 %. Esso har fått sin andel redusert tilsvarende.

Utvinnbare reserver på Sleipner Øst-feltet er anslått til $51 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass, $17 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje og 10×10^6 tonn NGL.

Fig 2.5.5
Sleipner- og Balder-området



Utbygging

Sleipner Øst er besluttet utbygget med en fullt integrert prosess-, bore- og boligplattform med et fire-skafet understell i betong, samt en 508 mm diameter væskeledning til Ula-feltet.

Kondensatet er planlagt videretransportert til Teesside i England via Ula-Ekofisk-Teesside rørsystemet. Gassen er planlagt transportert i rørledning til Zeebrugge i Belgia, og gjennom Statpipe/Norpipe-systemet til Emden i Vest-Tyskland.

Beredskap/arbeidsmiljø

Det er i 1987 utført ett tilsynsbesøk i forbindelse med Sleipner-prosjektet. Det ble da funnet mangler ved internkontrollsystemet til Statoil.

Beredskapssituasjonen er blitt fulgt opp fra direktoratets side gjennom deltakelse i hovedrevisjonen og gjennom møtevirksomhet. Direktoratet er fornøyd med samarbeidet som er etablert og resultatene av dette så langt.

Vedrørende arbeidsmiljøet fant direktoratet i forbindelse med hovedrevisjonen våren 1987, manglende innarbeidelse av arbeidsmiljøkrav i tidlig fase av prosjektet. Dette området har blitt aktivt fulgt opp av operatøren i etterfølgende fase.

Kostnader

Totale utbyggingskostnader og totale driftskostnader er beregnet å bli henholdsvis 15.6 mrd og 10.1 mrd 1987-kr.

2.5.6 Gyda

Gyda-feltet ligger i blokk 2/1 ca 28 km sør-øst for Ula-feltet. Feltet dekkes av utvinningstillatelse 019B.

Rettighetshavere

Den norske stats oljeselskap a.s	50.000 %
BP Petroleum Development of Norway A/S	26.625 %
Norske Conoco A/S	19.375 %
K/S A/S Pelican & Co	4.000 %

BP er operatør for feltet. Feltet ble erklært drivverdig 22.1.87. Rettighetshaverne la fram plan for utbygging og drift for feltet 11.3.87. Planen ble godkjent i Stortinget våren 1987.

Utbygging

Feltet er planlagt utbygget med en fast plattform for boligformål, boring og prosessering av olje og gass, jf fig 2.5.6. Oljen skal transporteres til Ekofisk via oljerørledningen fra Ula til Ekofisk, og videre til Teesside. Gassen skal transporteres i ny rørledning direkte til Ekofisk, og brukes der.

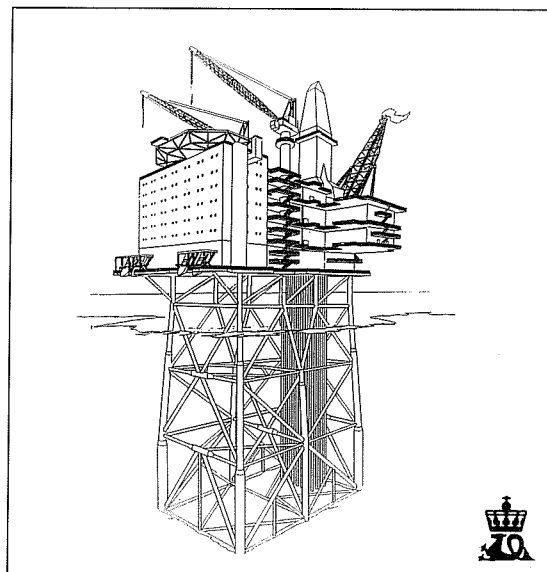
Forbøringsrammen er plassert på feltet og første produksjonsbrønn er under boring. Bygging av plattformen vil foregå fra 2. kvartal 1988 til 1. kvartal 1990. Utplassering av plattformen og sammenkopling vil skje i 2. kvartal 1990. Produksjonen skal etter planen ta til 1.9.90.

Feltet er planlagt produsert med vanninjeksjon som drivmekanisme. Det er planlagt 19 produksjonsbrønner og 11 vanninjeksjonsbrønner. 8 produksjonsbrønner skal forhåndsbores.

Operatørens reserveanslag er $31.8 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje. Oljedirektoratets reserveanslag er $30.5 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje. En venter å produsere $5 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass.

Ved hjelp av åtte forhåndsbores brønner vil en kunne nå platåproduksjon fra produksjonsstart. Platåproduksjonen er planlagt til $9\,500 \text{Sm}^3$ olje og $1.1 \times 10^6 \text{Sm}^3$ gass/dag, og vil vare i ca 2 år. Deretter vil produksjonen avta gradvis, og ventelig være avsluttet i år 2010.

Fig 2.5.6
Planlagt installasjon på Gyda



Kostnader

Totale utbyggingskostnader er beregnet til 8.8 mrd 1987-kr. Totale driftskostnader anslås å bli ca 9.3 mrd 1987-kr. for feltets levetid.

2.5.7. Heimdal

Utvinningstillatelse 036 ble tildelt i 1971 og omfatter blokk 25/4, som ligger ca 180 km vest-nordvest for Stavanger (fig 2.5.8.a). Elf Aquitaine Norge A/S er operatør for Heimdal. For den delen av utvinningstillatelsen som omfatter Heimdal, har staten benyttet sin opsjonsrett, og en har følgende eierforhold:

Rettighetshavere

Den norske stats oljeselskap a.s.	40.000 %
Marathon Petroleum Norge A/S	23.798 %
Elf Aquitaine Norge A/S	17.639 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	6.228 %
Total Marine Norsk A/S	4.820 %
Sunningdale Norge A/S	3.875 %
Saga Petroleum a.s	3.471 %
A/S Uglands Rederi	0.169 %

Feltet ble oppdaget i 1972 ved boring av letehull 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 Statfjord-gassen. Søknad om ilandføring av gass til Kontinentet ble levert i januar 1981 og vedtatt av Stortinget 10.6.81. Ilandførings søknaden for kondensat ble godkjent i januar 1983.

Utbygging

Reservoaret ligger ca 2 100 m under havflaten i sand av paleocen alder. De totale utvinnbare reservene er anslått til $33 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass og $5 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje. Anslaget for oljeinnholdet i gassen er oppjustert noe på bakgrunn av nye målinger av gass tetthet i reservoaret. Heimdal-feltet er bygget ut med en integrert stålplattform med bore-, produksjon- og boligfunksjon (fig 2.5.7). Installasjonsarbeidene på feltet startet sommeren 1984. Produksjonen startet opp i desember 1985, og leveransene via Emden kom i gang i februar 1986.

Produksjonsboring på Heimdal-feltet startet i april 1985. Pr desember 1987 er det boret 11 plattformbrønner, åtte produksjonsbrønner, og to observasjonsbrønner. En brønn er suspendert.

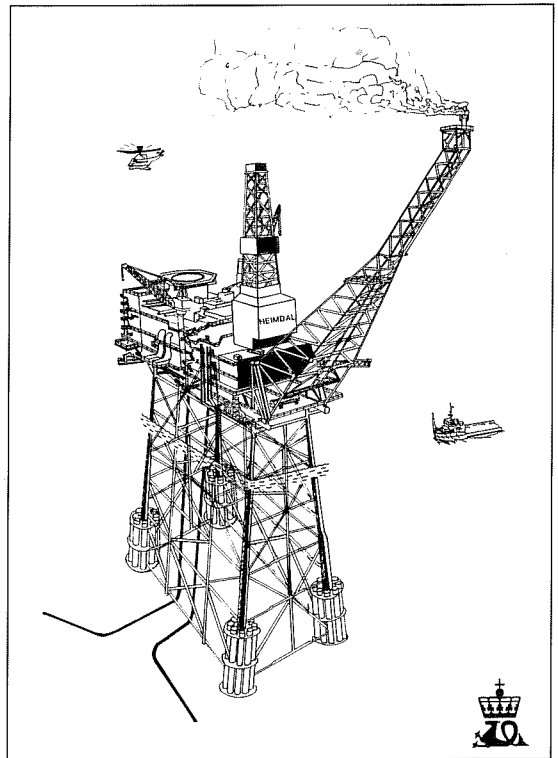
Produksjon

Produksjonen har foregått uten nevneverdige problemer det siste året. Daglig gass-salg har ligget innenfor de kontraktsfestede mengder.

Under frostperioden i januar 1987, ble det konstatert at den elektriske kuldebeskyttelsen av brannvannledninger og produksjonsutstyr ikke holdt de garanterte ytelser. Dette forhold vil bli utbedret.

Fig 2.5.7

Installasjon på Heimdal



Transport

Gassen fra Heimdal-feltet blir transportert i Statpipe, og rørledningen fra Heimdal er tilknyttet Statpipe-systemet på stigerørplattform 16/11-S. Kondensatet blir ilandført via egen rørledning til Brae-feltet i britisk sektor, og videre til Cruden Bay, Skottland, gjennom Brae-Forties-systemet.

Målesystem

De fiskale målingene blir utført på Heimdal, mens kvalitetsanalyser blir utført på Kårstø.

Målesystemene består av tre målerør for gass og tre for kondensat. Det er utført inspeksjoner av gassmålesystemet. Kondensatmålesystemet er inspisert i samarbeid med Department of Energy.

Kostnader

Totale utbyggingskostnader er 10.2 mrd 1987-kr. Totale driftskostnader ventes å bli ca 5.5 mrd 1987-kr. for feltets levetid.

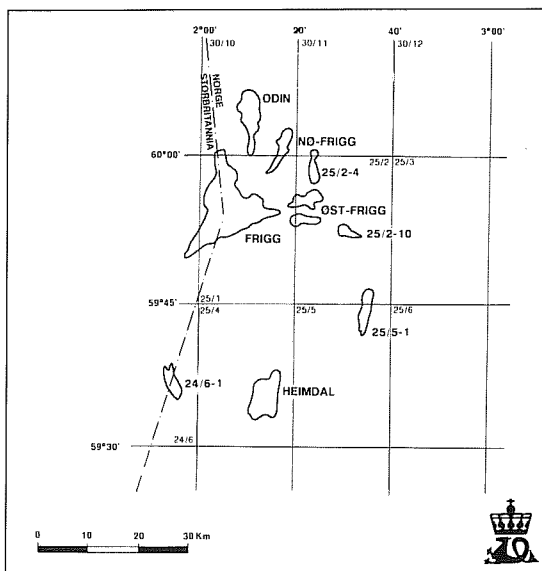
2.5.8 Frigg-området

2.5.8.1 Frigg

Rettighetshavere

Norsk del (60.82 %) (utvinningstillatelse 024)	
Elf Aquitaine Norge A/S	25.19 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	19.99 %
Total Marine Norsk A/S	12.60 %
Den norske stats oljeselskap a.s.	3.04 %

Fig 2.5.8.a
Frigg-området



Britisk del (39.18 %)	
Elf Aquitaine UK Ltd	25.97 %
Total Oil Marine Ltd	12.98 %
BP Ltd	0.23 %

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

Frigg-feltet ligger i blokk 25/1 på norsk sokkel og i blokkene 10/1 og 9/5 på britisk sokkel (fig 2.5.8.a). Feltet er unitisert, og 60.82 % av gassreservene anses etter avtale å tilhøre de norske rettighetshaverne. De resterende 39.18 % tilhører de britiske rettighetshaverne. Avtalen om fordeling av reservene kan reforhandles hvert fjerde år, eller når som helst det måtte bli påvist tilleggsreserver som anses å være i kommunikasjon med Frigg-reservoaret.

Produksjonsanlegg

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

Fase 2 består av en produksjons- og en behandlingsplattform plassert på norsk del av feltet (DP2 og TCP2). Produksjonen fra fase 2 plattformene startet sommeren 1978. Fig 2.5.8.b viser installasjonene på Frigg-feltet.

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

Gass fra NØ-Frigg og Odin blir behandlet og målt på Frigg. Nye moduler for behandling av gass og

kondensat fra disse feltene er installert på TCP2. Det arbeides nå med å knytte også Øst-Frigg, der produksjonen vil starte i oktober 1988, til TCP2. Transport av gass fra Alwyn North-feltet på britisk side foregår via TP1.

Transport

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

Utnyttelse av forekomstene

I 1984 ble det oppdaget stor vannstigning i en brønn på britisk side. Dette bekreftet at det er ujevn vannstigning i reservoaret. 5 brønner ble boret/fordypet i 1985. Hyppig kontroll av væskekontaktene viser en vannstigning på 21-99 m siden produksjonsstart. Gjennomsnittlig stigning er for tiden 9-13 m/år i sentrale deler av feltet, og 17-20 m/år i sør. Vannet trenger inn i reservoaret fra sør på grunn av mindre kontinuerlige skiferbarrierer der, og strømmer lateralt nordover. 6 brønner produserer nå med redusert rate for å holde vannproduksjonen på CDP-1 nede på et akseptabelt nivå.

Produksjonsstans på CDP-1 på grunn av for høy vannproduksjon ventes i løpet av 1989. DP2 vil trolig være i drift fram til 1991.

Operatøren har oppdatert sin reservoarmodell på grunnlag av ny seismisk tolkning, noe som førte til reduksjon av reserveanslaget.

Det vurderes om det bør bores tilleggsbrønner (avviksbrønner fra DP2 eller havbunnskompletterte brønner) for å få produsert eventuelle gjenværende "gassbobler" som de eksisterende brønner ikke klarer å drenere. På basis av 3D-seismikk har operatøren kartlagt to dypere reservoarsoner "Deep-Frigg", der de ønsker å bore en undersøkelsesbrønn tidlig i 1988.

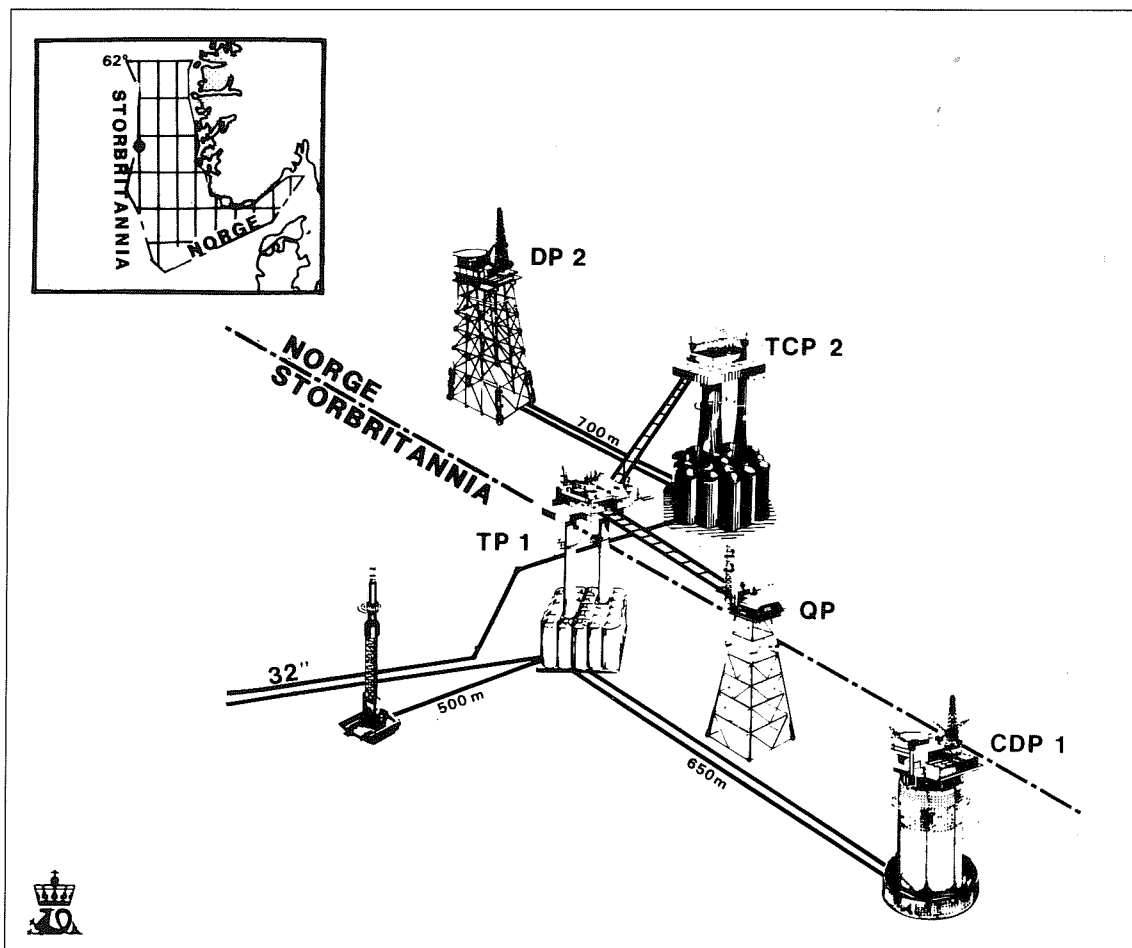
Målesystem – Frigg

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

Målesystem – Alwyn North

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

Fig 2.5.8.b
Installasjoner på Frigg



Kostnader

Totale utbyggingskostnader er ca 28.5 mrd 1987-kr. Totale driftskostnader er beregnet til ca 9.3 mrd 1987-kr. for feltets levetid.

2.5.8.2 Øst-Frigg

Utvinningstillatelse 024 (blokk 25/1) og utvinningstillatelse 026 (blokk 25/2). Fig 2.5.8.a

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

Rettighetshavere

Elf Aquitaine Norge A/S	21.80 %
Norsk Hydro a.s	17.30 %
Total Marine Norsk A/S	10.90 %
Den norske stats oljeselskap a.s.	50.00 %

Produksjonsanlegg

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

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

Feltet ble erklært kommersielt i august 1984, og ilandføringssøknaden ble behandlet av Stortinget 14.12.84. En utviklingsplan med 4 brønner er godkjent av partnerne. Etter planen skal produksjonen begynne i oktober 1988. Utvinnbare gassreserver var anslått til $8 \times 10^9 \text{Sm}^3$ på Øst-Frigg Alfa og $5 \times 10^9 \text{Sm}^3$ på Øst-Frigg Beta, totalt $13 \times 10^9 \text{Sm}^3$.

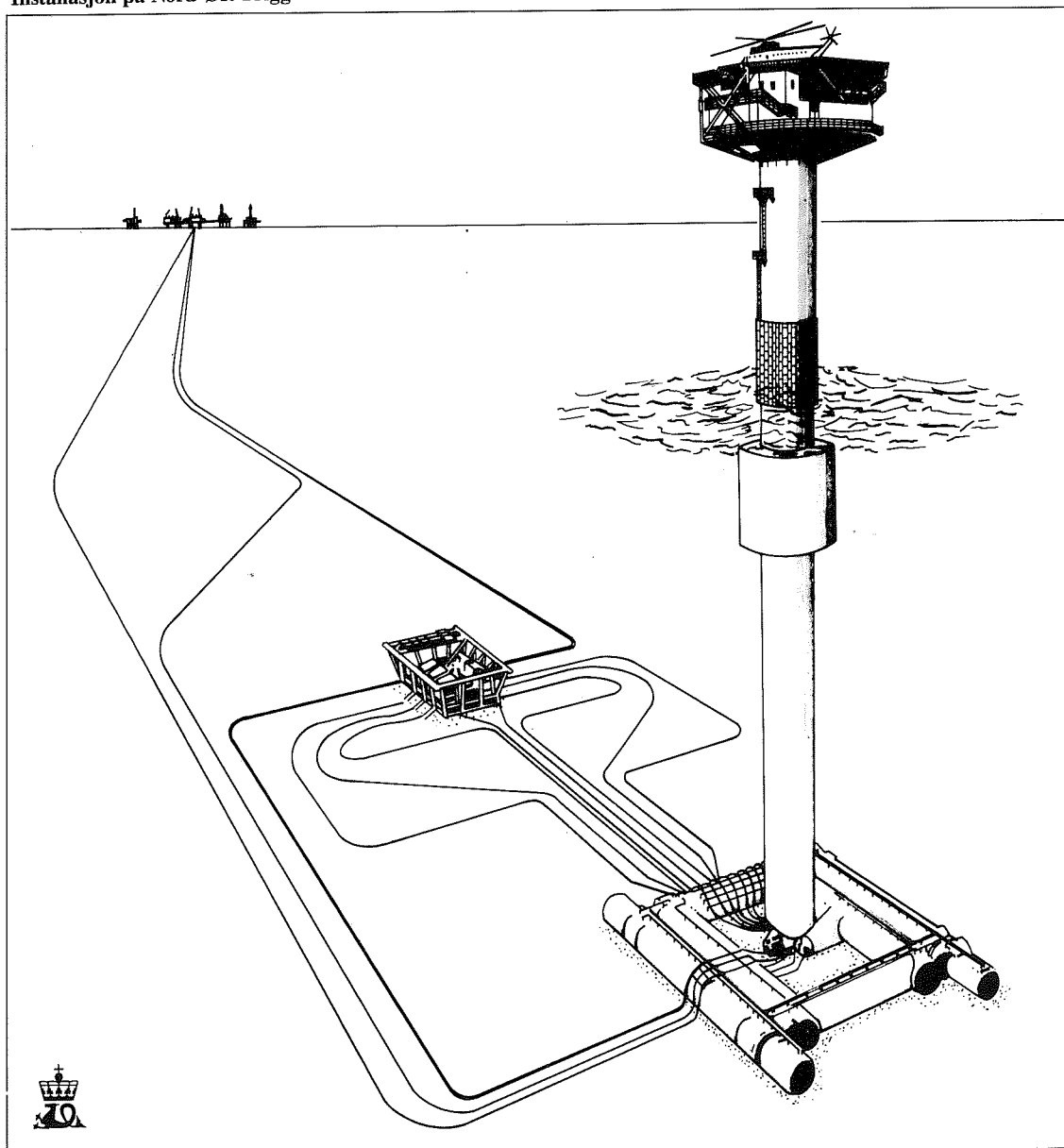
Det har imidlertid vært en gasslekkasje på Øst-Frigg. Gass lekker over fra dette feltet til Frigg. Reserverne på Øst-Frigg Alfa kan bli redusert fra 8 til $4.5 \times 10^9 \text{Sm}^3$. På grunn av dette problemet tenker operatøren å bore en ekstra produksjonsbrønn. Feltet skulle produsert til år 2003, men ser nå ut til å få en produksjonstid til 1998.

Utbyggingen vil være basert på undervannsteknologi. Det er planlagt to identiske undervannsproduksjonssystemer som fjernstyres fra Frigg, en på Alfa og en på Beta. Prosjektet har så langt gått etter planen. De to bunnrammene for produksjonsstasjonene og en sentral manifoldstasjon som vil knytte systemene sammen, ble plassert på havbunnen sommeren 1987. En gass- og serviceledning fra manifolden til TCP2 hvor gassen skal prosesseres og sendes inn i Frigg-feltets transportsystem, er lagt og trykkprøvet. 4 brønner er boret ferdig uten større problemer.

De enkelte moduler og deler av undervannssystemene er stort sett ferdige. Stasjonskontrollmodulen er under utprøving. Prøve-sammenkopling av undervannsproduksjonssystemene er i full gang.

Fig 2.5.8.c

Installasjon på Nord-Øst-Frigg



Kostnader

Totale utbyggingskostnader og totale driftskostnader er beregnet å bli henholdsvis 2.0 mrd og 1.4 mrd 1987-kr.

2.5.8.3 Nord-Øst Frigg

Utvinningsstillatelse 024 (blokk 25/1)

Rettighetshavere

Elf Aquitaine Norge A/S	41.42 %
Norsk Hydro Produksjon A/S	23.87 %
Total Marine Norsk A/S	20.71 %
Den norske stats oljeselskap a.s	5.00 %

Utvinningsstillatelse 030 (blokk 30/10)

Rettighetshavere

Esso Exploration & Production Norway Inc 100 %

Statoil har rett til 17.7 % av nettooverskudd før skatt. Nord-Øst Frigg-feltet ligger i blokkene 25/1 og 30/10 (fig 2.5.8.a), og ny fordeling av gassreservene i august 1984 ga henholdsvis 42 % og 58 % i hver av blokkene. Elf Aquitaine Norge A/S er operatør for utbyggingen.

Utnyttelse av forekomstene

Gass-salget fra Nord-Øst Frigg kom i gang i oktober 1980 ved forhåndslevering fra Frigg. Siden produksjonsstart i desember 1983 har Nord-Øst-Frigg levert denne gassen tilbake, samt levert gass på vegne av Frigg i tillegg til egne kontraktskvanta. For å oppnå en mer langstrakt salgsprofil, skulle salget fortsette ved levering fra Frigg etter produksjonsstans på Nord-Øst Frigg. Imidlertid har usikkerheten vedrørende Friggs produksjonstid ført til at en utbalansering er planlagt gjennomført innen 1.10.89.

Trykkmålinger foretatt før produksjonsstart påviste at reservoaret er i kommunikasjon med Frigg-feltet via den underliggende vannsone. Ca 60 % av feltets utvinnbare reserver er nå produsert. Reservoarsimuleringer indikerer vanngjennombrudd i den første av brønnene tidlig i 1988. Den lave produksjonsraten som holdes nå for å kunne selge gass som tilbakeleveres fra Frigg, bidrar til å redusere vannkoningsproblemet i reservoaret.

Produksjonsanlegg

Gassfeltet Nord-Øst Frigg ble påvist i 1974. Endelig utbyggingsplan ble vedtatt i 1980. Feltet er utbygd med seks brønner som er boret gjennom en rammekonstruksjon på havbunnen (fig 2.5.8.c). I mai 1986 måtte en brønn plugges på grunn av lekkasjeproblemer.

Rammekonstruksjonen har i tillegg til brønnhodene og ventiltrærne en manifold som skal samle gassen fra de seks brønnene. Gassen føres gjennom en 406 mm diameter rørledning til Frigg-feltet for prosessering. Hvert av de seks ventiltrærne styres via separate service- og kontroll-ledninger fra kontrollstasjonen (en leddlagret søyle) plassert 150 m fra brønnhodene. Kontrollstasjonen ble installert i juli 1983 og fjernstyres fra Frigg-feltet.

Produksjon

Produksjonen har gått uten uhell eller andre uforutsette hendelser hele året. Det var total stans i sommerferien og i en to-ukers periode i oktober/november på grunn av fem års vedlikehold av en trykkbeholder på TCP2.

Det har vært en del jordfeil på feltkontrollstasjonen. Disse er blitt rettet blant annet ved utskifting av koblingsbokser.

Noen ubetydelige undervannslekkasjer av olje og gass er blitt utbedret.

Kostnader

Totale utbyggingskostnader er anslått til ca 2.7 mrd

1987-kr. Totale driftskostnader beregnes å bli ca 0.6 mrd 1987-kr.

2.5.8.4 Odin

Utvinningstillatelse 030

Rettighetshaver

Esso Exploration & Production Norway Inc 100 %

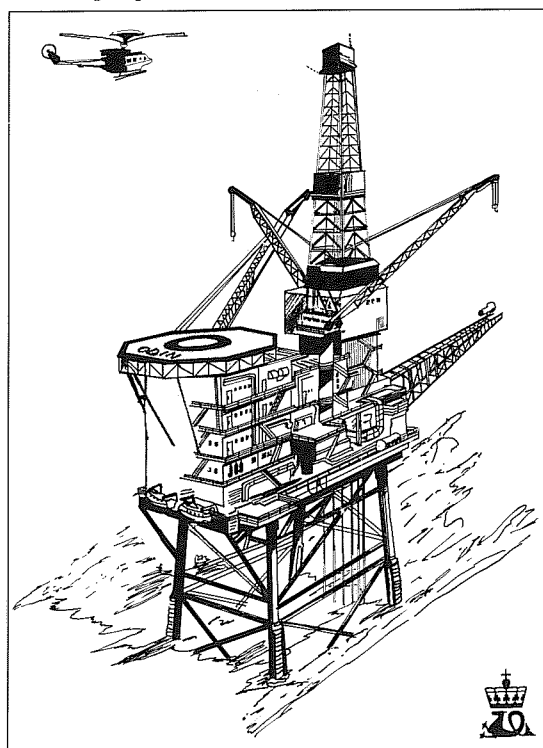
Statoil har rett til 17.5 % av netto-overskudd før skatt. Odin-feltet ligger i blokk 30/10 (fig 2.5.8.a), og Esso er operatør for utbyggingen.

Utnyttelse av forekomstene

Gass-salget fra Odin kom i gang i oktober 1983 ved forhåndslevering fra Frigg. Siden produksjonsstart i april 1984 har Odin tilbakelevert dette, i tillegg til levering av egne kontraktskvanta.

Trykkmålinger før produksjonsstart påviste trykkommunikasjon med Frigg-feltet via den underliggende vannsone. Odin-reservoaret har en raskere trykkreduksjon enn de andre feltene i Frigg-området på grunn av svært begrenset vandring.

Våren 1985 økte operatøren sitt reserveanslag på grunnlag av nye brønndata og kartlegging. Salg av tilleggs-reservene på $11.8 \times 10^9 \text{Sm}^3$ er avhengig av at det oppnås en tilfredsstillende avtale for transport- og behandlingstjenester med FNA-gruppen (Frigg Norway Association Group). I følge gjeldende transportavtale vil 1993 bli siste produksjonsår, men tilleggsreservene kan gi produksjon fram til 1997. Odin hadde jevn produksjon i hele 1987.

Fig 2.5.8.d**Installasjon på Odin**

Produksjonsanlegg

Gassfeltet Odin ble påvist i 1974, og utbyggingsplan ble vedtatt i 1980. Feltet er utbygd med en mindre stålplattform med et forenklet prosess- og boreutstyr og et relativt lite boligkvarter (fig 2.5.8.d).

En slik utbygging var mulig fordi et hjelpefartøy ble benyttet i en 2-års periode, både i forbindelse med installasjonsarbeider og produksjonsboring.

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

På Odin-plattformen blir vann skilt fra gassen, og metanol blir injisert for hydrat-kontroll. Deretter sendes gassen gjennom rørledning til TCP2-plattformen på Frigg for videre behandling før levering gjennom den norske Frigg-ledningen til St Fergus.

Målesystem

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

Kostnader

Totale utbyggingskostnader var ca 3.5 mrd 1987-kr. Totale driftskostnader er beregnet til ca 2.6 mrd 1987-kr.

2.5.9 Oseberg

Oseberg-feltet strekker seg inn i blokk 30/6 utvinningstillatelse 053 som ble tildelt i 1979 og blokk 30/9 utvinningstillatelse 079 som ble tildelt i 1982 (fig 2.5.9.a).

Utvinningstillatelse 053**Rettighetshavere**

Den norske stats oljeselskap a.s	50.00 %
Elf Aquitaine Norge A/S	13.33 %
Total Marine Norsk A/S	6.67 %
Norsk Hydro Produksjon A/S	12.50 %
Mobil Exploration Norge	10.00 %
Saga Petroleum a.s	7.50 %

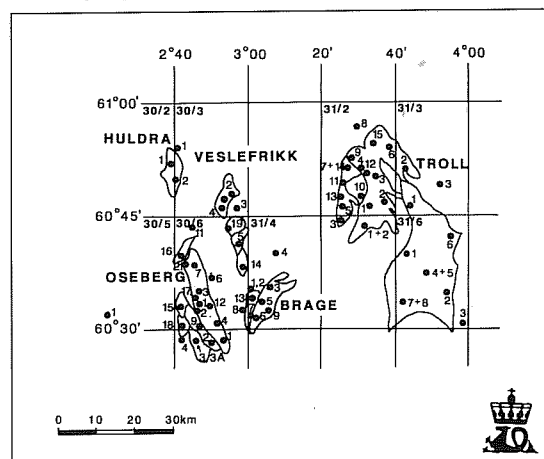
Statoil var operatør fra starten, men operatøransvaret ble overført til Norsk Hydro i april 1982. Elf Aquitaine Norge er teknisk assistent.

Utvinningstillatelse 079**Rettighetshavere**

Den norske stats oljeselskap a.s	73.5 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	16.0 %
Saga Petroleum a.s	10.5 %

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

Fig 2.5.9.a
Oseberg- og Troll-området

**Eierfordeling etter utøvelse av glideskala**

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

Den norske stats oljeselskap a.s	63.24 %
Elf Aquitaine Norge A/S	6.40 %
Total Marine Norsk A/S	3.20 %
Mobil Development Norway A/S	4.80 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	13.75 %
Saga Petroleum a.s	8.61 %

Felthistorie

Det første funnet ble gjort i 1979. Det ble da påvist gass. Senere funn viser at det i reservoaret er et oljeførende lag med gasskappe. Drivverdighetserklæringen ble lagt fram i juni 1983. Stortinget behandlet utbyggingsøknaden i vårsesjonen 1984. Operatørens anslag for ressursene pr 31.12.87 er 247 x 10⁶Sm³ olje og 79 x 10⁹Sm³ gass.

Utbyggingsløsning

Oseberg-feltet er vedtatt utbygd med et feltsenter i sør med to plattformer: Oseberg A, en prosess- og en boligplattform med betongunderstell, og Oseberg B, en bore- og vanninjeksjonsplattform med stålunderstell (fig 2.5.9.b).

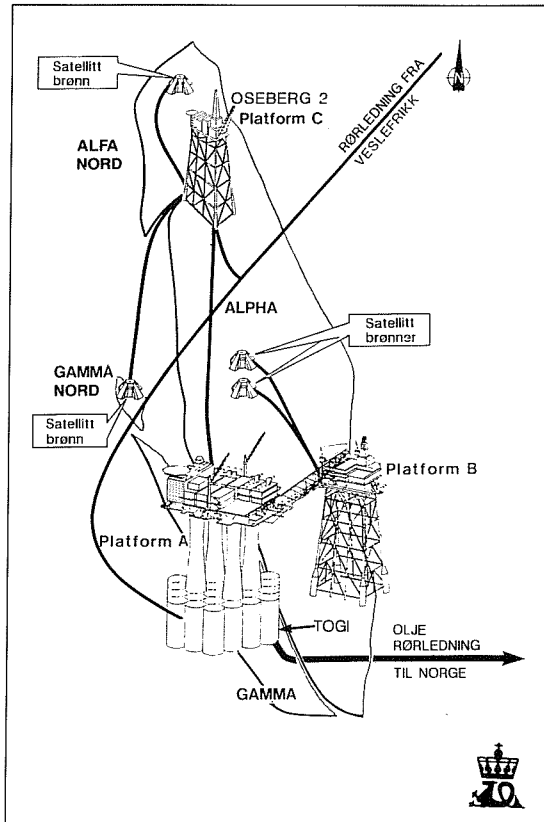
Den midtre delen av feltet er planlagt utbygget med undervannskompletterte brønner.

Produksjonsoppstart er planlagt til 1.4.89.

Oseberg (hovedfeltet)

I plan for utbygging og drift som ble godkjent i 1984, var det forutsatt en utbygging av den nordlige delen av Oseberg (Oseberg II), med en enkel bore- og boligplattform utstyrt for delvis prosessering. Denne plattformen var forutsatt å være produksjonsklar i 1995.

Fig 2.5.9.b
Planlagte installasjoner på Oseberg



Norsk Hydro la i november 1987 fram en revidert plan for utbygging og drift for Oseberg. Oseberg II-plattformen planlegges oppgradert fra en satellitt-plattform til en integrert produksjons-, bore og bolig-plattform (PDQ) med bruk av støttefartøy i borefasen. Tidspunkt for produksjonsstart er framskyndet fra 1995 til desember 1990.

Den viktigste delen av Oseberg-feltet, Alfa-strukturen, var i plan for utbygging og drift forutsatt utvunnet ved hjelp av vanninjeksjon. I 1986 ble dette endret slik at oljen i denne strukturen nå skal utvinnes med gassinjeksjon som drivmekanisme. Gassinjeksjon på Alfa-strukturen vil øke utvinningen fra feltet med ca $15 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje.

Oseberg inneholder ikke tilstrekkelig gass til injeksjon i Alfa-strukturen. Det skal derfor bygges et undervanns-produksjonsanlegg på Troll-feltet (Troll-modul) med en rørledning fra Troll til feltcenteret på Oseberg. Anlegget skal levere ca $25 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass over en 12-års periode fra 1992. Mesteparten av den injiserte gassen kan gjenvinnes etter at oljeproduksjonen på Oseberg er avsluttet.

I forbindelse med framskyndingen av Oseberg II planlegger operatøren å hente ytterligere injeksjons-gass fra et satellittfelt på vestflanken av Oseberg, Gamma nord. Totale gassvolumer er ca $3 \times 10^9 \text{Sm}^3$ over en 6-års periode fra 1990.

Transportsystemer

En rørledning for transport av stabilisert olje fra Oseberg til Sture nord for Bergen, ble lagt sommeren 1987. Ledningen har en diameter på 711 mm og en kapasitet på $95\,000 \text{Sm}^3/\text{døgn}$. Største vanddyp for ledningen er ca 350 m.

Anlegget, inklusive terminalen på Sture, eies og drives av et eget interessent-selskap med navnet I/S Oseberg Transport System (OTS). Deltakerne i selskapet er rettighetshaverne i Oseberg-feltet. Operatør for rørledningen og terminalen er Norsk Hydro. Oseberg Transport System skal kunne tas i bruk 1.4.89.

Oseberg Transport System vil bestå av følgende hovedelementer:

- rørledningsutstyr på Oseberg (plattform A)
- rørledning til havs
- ilandføringssted
- rørledning på land
- terminal

Gasseksporten fra Oseberg vil ta til først etter år 2000, det vil si etter at oljeproduksjonen er avsluttet. Det er ikke tatt standpunkt til hvordan denne gassen skal transporteres.

Produksjonsboring/langtidstesting

Produksjonsboring

Forboring av de første produksjonsbrønner begynte høsten 1985. Det er vedtatt boret i alt 8 brønner før produksjonsstart. Forbøringsprogrammet er for tiden under vurdering og kan bli utvidet med 1-2 brønner.

Langtidstesting

For å få en bedre forståelse av reservoaret på Oseberg, ble det høsten 1986 satt i gang et langtids testeprogram på feltet ved hjelp av produksjonstesteskipet "Petrojarl I". Produksjonstestene har foregått hele 1987 og forventes ferdige våren 1988. Produksjonstestene har foregått i to borehull fordelt på flere reservoarsoner. Det første testehullet ligger på Gamma- og det andre på Alfa-strukturen.

Erfaringen fra testene har vært gode. Vi har fått viktig informasjon særlig om de avgrensede reservoarene i Ness- og Tarbert-formasjonene om volum, med hensyn til olje/vannkontakt, produktivitet, rateavhengighet og annen reservoaroppførsel under produksjonen.

Driftsregulariteten under testing har vært meget god, over 99 %. Ved tilkoplingen til det andre testehullet var det imidlertid en del tekniske problemer som førte til forsinkelser før testproduksjonen kom i gang.

Oljen som produseres av "Petrojarl I", blir brakt til land med egen tankbåt. Gassen som produseres sammen med oljen, blir brent. Det er derfor avgjørende at nytteverdien av en langtidstest settes opp mot verdien av den gass som blir ødet ved brenning.

Innkvartering

Når Oseberg A-plattformen plasseres på feltet i juni 1988, vil den kunne innkvartere ca 320 personer. Boligkvarteret representerer en ytterligere forbedring av bo- og rekreasjonstilbudet offshore. Det er i utformingen lagt stor vekt på at rommene har dagslys og utsikt. Boligkvarteret er i det vesentlige utformet med enkeltrom. Arealdisponeringen og rommenes utforming er gjort ut fra et ønske om å skape optimale betingelser for fellesaktiviteter. Dette nye konseptet er imidlertid ikke fordyrende i forhold til mer tradisjonelle løsninger.

Under oppkopplingsfasen for B-plattformen og den senere installeringen og sammenkoplingen av A-plattformen, behøves et flotell på feltet. En venter en totalbemanning på rundt 1 100 personer over en kortere periode. Norsk Hydro inngikk i 1986 en avtale med et rederi om bygging og leie av et flotell med plass til 800 senger. Ettersom flotellet representerer betydelige utfordringer med hensyn til både sikkerhet, beredskap og livs-/boligmiljø, krevde myndighetene utført ulike studier av det valgte konseptet for å sikre at krav i lover og forskrifter ble ivarettatt.

Flotellet ble ankret opp på Oseberg-feltet med broforbindelse til B-plattformen i oktober 1987. Flotellet representerer en ny generasjon både når det gjelder størrelse, sikkerhet, bo- og rekreasjonsforhold. Det er også tatt hensyn til behov for kontorlokaler for operatør og kontraktorsatte som har sitt arbeid på den faste plattformen.

I den tiden flotellet har vært i bruk på Oseberg, har erfaringene vært gode.

Målesystem

Oljemålingssystemet er installert på Oseberg A-plattformen. Lastemålestasjonen for Sture I vil bli utprøvd hos leverandør og sendt derfra i februar 1988.

Planene for tilsvarende lastemålestasjon for Sture II er i godkjenningssfasen hos operatøren og forventes oversendt Oljedirektoratet i februar 1988. Det er blitt foretatt inspeksjon av målesystemet under lasting fra "Petrojarl I" til tankskipet "Petroskald".

Kostnader

Totale utbyggingskostnader for Oseberg-feltsenter og framskyndet Oseberg II er ca 38 mrd 1987-kr. Totale driftskostnader beregnes å bli ca 41.2 mrd 1987-kr.

2.5.10 Troll

Utvinningstillatelse 054 og 085

Rettighetshavere i utvinningstillatelse 054

Norske Conoco A/S	5.000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	5.000 %
Mobil Exploration Norway Inc	5.000 %
A/S Norske Shell	35.000 %
Den norske stats oljeselskap a.s.	50.000 %

Rettighetshavere i utvinningstillatelse 085

Norsk Hydro a.s	9.000 %
-----------------	---------

Saga Petroleum a.s	6.000 %
Den norske stats oljeselskap a.s.	85.000 %

Troll-feltet dekker deler av blokkene 31/2, 31/3, 31/5 og 31/6 (fig 2.5.9.a). Tildeling av blokk 31/2 ble foretatt i 1979, mens de tre øvrige blokker ble tildelt i juli 1983. Blokk 31/2 har utvinningstillatelse 054 med Norsk Shell som operatør. Blokkene 31/3, 31/5 og 31/6 har utvinningstillatelse 085. Her er operatøransvaret delt mellom Statoil, Saga og Norsk Hydro. Unitiseringen av de to utvinningstillatelsene er avsluttet.

Reservoaret finnes i tre geologiske formasjoner av øvre jura alder. Den øverste formasjonen (Sognefjord) domineres av middels til grovkornet sandstein med gode reservoaregenskaper. Denne formasjonen, som er den største i reservoaret, går over i den underliggende midtre formasjonen (Heather) som består av silt og finkornet sandstein med et relativt høyt glimmerinnhold. Strømningsegenskapene er derfor dårligere i denne formasjonen enn i den over. Den underste formasjonen består av sandstein med vekslende reservoaregenskaper.

På toppen av Troll Vest i blokk 31/2 og på toppen av Troll Øst i 31/6 og 31/3 er det en gasskolonne på vel 200 m. Gasskolonnen varierer over feltet og er vesentlig mindre i de vestlige deler av Troll-feltet. Denne vestlige delen av feltet, som hovedsakelig ligger i blokk 31/2, har en oljekolonne på 22-27 m under gassen, mot 10-17 m lenger øst i blokken. I Troll Øst varierer det påviste oljelaget i tykkelse fra null til noen få meter.

Oljedirektoratets anslag for utvinnbare ressurser på Troll-feltet er 1288 x 10⁹Sm³ gass og 41 x 10⁶Sm³ olje. Oljedirektoratet har i sine reserveanslag foreløpig ikke tatt med oljen i de deler av feltet som har en 10-17 m oljekolonne, men muligheten for utvinning fra denne delen av feltet er fortsatt under vurdering.

A/S Norske Shell som er operatør for den første gassutbyggingen på feltet, la i september 1986 fram en plan for utbygging og drift av Gassfase I. Denne planen ble behandlet av Stortinget i desember 1986. Utbyggingen vil bestå av en plattform med betongunderstell, med en produksjonskapasitet på 19.3 x 10⁹Sm³ gass/år. Denne kapasiteten kan utvides til 22-23 x 10⁹Sm³/år.

I tillegg til hovedutbyggingen for gass er det besluttet å bygge et undervannsproduksjonssystem (Trollmodul) for gass som skal brukes på Oseberg-feltet for gassinjeksjon. Norsk Hydro er operatør for denne utbyggingen. Gassproduksjonen er planlagt til ca 2.2 x 10⁹Sm³/år.

Den første oljeutbyggingen på feltet ventes å bli utbygging av den sørlige delen av den tykke oljesonen. Dette vil være en utbygging med en separat plattform. Den nordlige delen av den tykke oljesonen kan produseres samtidig med gassproduksjonen fra Troll Vest.

Kostnader

Totale utbyggingskostnader for Troll fase I er beregnet

å bli ca 24.6 mrd 1987-kr. Totale driftskostander fram til år 2010 beregnes å bli ca 17.0 mrd 1987-kr.

2.5.11 Veslefrikk

Utvinningsstillatelse 052

Rettighetshavere

Den norske stats oljeselskap a.s	50.0 %
Unocal Norge A/S	20.0 %
Norsk Hydro Produksjon a.s.	10.0 %
Deminex (Norge) A/S	12.5 %
Norske Deminex A/S	2.5 %
Svenska Petroleum Exploration A/S	5.0 %

Feltet ligger sør-øst i blokk 30/3 som ble tildelt i 1979 med Statoil som operatør. Det er boret fire letehull i blokken og 2 letehull på selve Veslefrikk-strukturen. I begge disse hullene ble det påvist olje i 2 forskjellige nivåer i sandsteiner i Brent- og Cook-formasjonene.

Plan for utbygging og drift ble framlagt i februar 1987. Drivverdighetsrapporten ble framlagt for partnerne i november 1986. Operatøren har anslått total oljeutvinning fra feltet til $36.4 \times 10^6 \text{Sm}^3$, og total produksjon av assosiert gass til $3 \times 10^9 \text{Sm}^3$. I tillegg påviste de første forborede produksjonsbrønnene ressurser i Staffjord-reservoaret og Tarbert-reservoaret.

En rekke utbyggingsalternativer har vært vurdert for Veslefrikk-feltet. Den anbefalte utbyggingsløsningen for feltet består av en fast brønnhodeplattform med stålunderstell som installeres over en ramme med seks forhåndsbores brønner.

Det halvt nedsenkbare borefartøyet "West Vision" planlegges ombygget til flytende produksjonsplattform, som forankres og koples til den faste brønnhodeplattformen.

Fig 2.5.11 viser de planlagte installasjonene

Utbyggingen er beregnet til å koste ca 5.5 mrd kr inkludert brønnskostnader. Dette er en betydelig kostnadsreduksjon i forhold til de konseptene som tidligere har vært planlagt for Veslefrikk. De lave kostnadene og den korte byggetiden gjør at feltet er lønnsomt selv med dagens oljepriser. I henhold til operatørens planer vil feltet være produksjonsklart i september 1989.

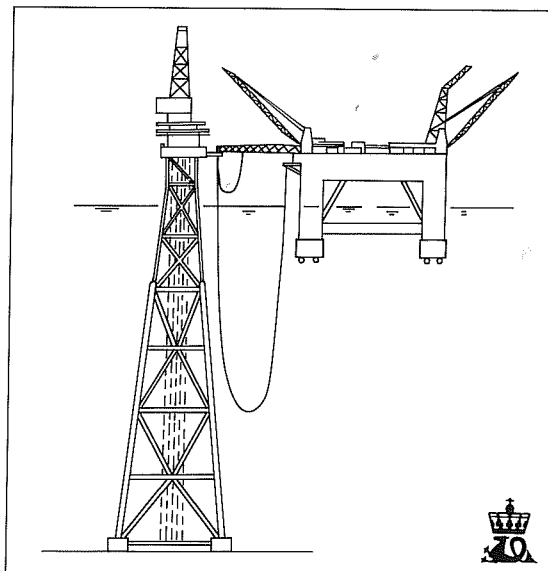
En oljerørledning planlegges tilkopledd Oseberg-felt-senter for transport av olje til Sture-terminalen. Gass kan transporteres via Statpipe-systemet eller benyttes til injeksjon på Oseberg.

Beredskap

Direktoratet følger arbeidet med denne utbyggingen nøye, da den reiser nye problemstillinger på beredskapssiden. Dette på grunn av utformingen med en fast bemannet brønnhodeinnretning og en flyttbar produksjons- og boliginnretning. Spesielt har Oljedirektoratet vært opptatt av rednings- og evakueringsmidlenes tilgjengelighet.

Fig 2.5.11.

Planlagte installasjoner på Veslefrikk



2.5.12 Gullfaks

Utvinningsstillatelse 050 (blokk 34/10)

Rettighetshavere

Den norske stats oljeselskap a.s	85.00 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	9.00 %
Saga Petroleum a.s	6.00 %

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

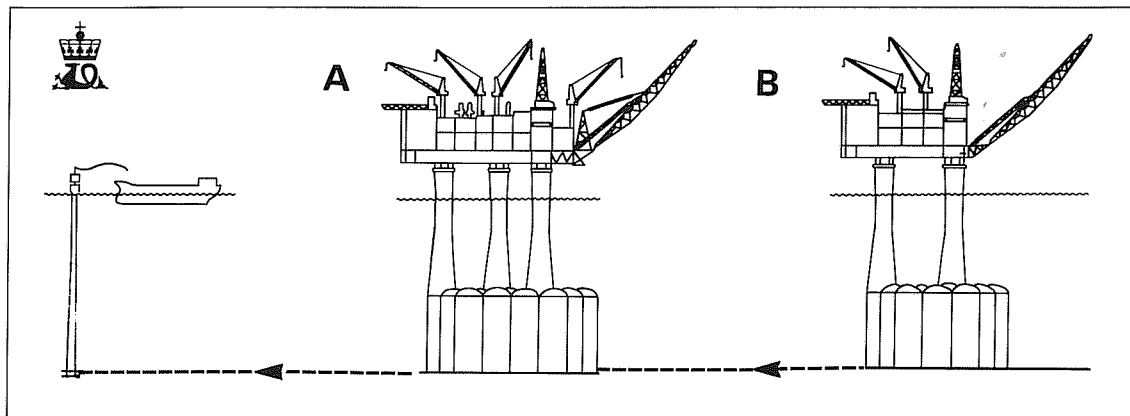
Utnyttelse av forekomstene

Feltet ligger i den nord-østlige delen av blokk 34/10 og dekker et område på omlag 200 km². De påviste reservene ligger i sin helhet innenfor blokken. Fig 2.5.12.b viser beliggenheten av feltet.

Gullfaksfeltet er relativt gruntliggende, oppdelt av nord-sørgående forkastninger i flere skråstilte og roterte segmenter av lag av jura alder. Segmentene, eller blokkene, har varierende grad av helling med nokså konstant vestlig retning. I øst har feltet en mer uklar struktur. Området er sterkt oppbrutt av forkastninger og er tildels kraftig erodert. De strukturelle forhold i det østlige området er vanskelige å kartlegge på grunn av dårlige seismiske data. Forkastninger med mer enn 100 m høydeforskjell avgrensner feltet i sør, øst og nord-øst. Geologisk sett er Gullfaks det mest kompliserte feltet som hittil er utbygget på norsk kontinentalsokkel. Operatørens ressursanslag er $210.3 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje, $13.7 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass og 2.1×10^6 tonn NGL.

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

Fig 2.5.12.a
Installasjoner på Gullfaks fase I



Statfjord og Murchison, det vil si sandstein med høy permeabilitet og forholdsvis høy porøsitet. Under oljen finnes det en vannsone med varierende volum, som imidlertid ikke er stor nok til å kunne opprettholde trykket i reservoaret etter hvert som olje tas ut. Det er derfor nødvendig å injisere ganske tidlig etter produksjonsstart. Også gassinjeksjon har vært vurdert som utvinningsmetode. Dette gir imidlertid dårligere resultat enn vanninjeksjon.

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 består av to plattformer (fig 2.5.12.a). Gullfaks A plattformen er plassert i den sørlige delen av feltet. Plattformen er av Condeep-type med understell av betong og dekkstramme av stål.

Plattformen er utstyrt med prosessutstyr som produserer stabilisert olje til lagring og videre transport. Gassen vil bli skilt ut, tørket og komprimert i henhold til spesifikasjonene for Statpipe-gass.

Prosesskapasiteten vil dekke produksjonen fra egne brønner i tillegg til delvis prosessert olje fra Gullfaks B, når denne begynner å produsere en gang i 1988.

Produksjonskapasiteten er 38 950 Sm³/døgn.

I følge operatørens boreprogram, vil Gullfaks A kunne bli utstyrt med tilsammen 42 produksjons-, gassinjeksjons- og vanninjeksjonsbrønner. Det vil i tillegg være mulig å kople til 6 enkeltstående undervannsbrønner.

Plattform B er en bore-, bolig- og vanninjeksjonsplattform med betongunderstell, utstyrt med begrenset prosessutstyr. Denne plattformen er plassert på den nord-vestre del av feltet hvor havdypet er på ca 135 m.

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

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

Gullfaks fase II

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

Det er hittil boret åtte letehull i den delen av feltet som omfatter fase II-utbyggingen.

Avgrensingshull 34/10-19 på denne delen av Gullfaks-feltet viste seg å være tørt.

Ressurser fase II

På grunn av komplisert avgrensing av feltet mot øst og sørøst, er anslaget for ressurser meget usikkert. Statoils anslag over utvinnbare ressurser for Gullfaks, fase II, er i størrelsesorden 75.2 x 10⁶Sm³ olje og 10.5 x 10⁹Sm³ gass. Disse anslagene er beregnet etter at 34/10-19 var boret.

En utbygging av området ble godkjent av Stortinget 1.6.85. Nedjustering av anslaget for ressursene i fase II-området har ført til at utbyggingsløsningen med en fullprosessplattform, en kopi av Gullfaks A-plattformen, er valgt.

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

Delvis prosessert råolje skal overføres gjennom en 205 mm diameter rørledning fra Gullfaks B til C-plattformen, hvor sluttprosessering kan starte i 1990. Stabilisert råolje produsert på Gullfaks C vil bli transportert til lastebøye nr 2 (SPM2) gjennom en 414 mm diameter rørledning.

Via en 254 mm diameter rørledning fra Gullfaks C til Gullfaks A, vil gassen bli transportert gjennom Statpipesystemet.

Utbygging**Gullfaks A**

Statoil startet 21.12.86 sin første oljeproduksjon ved å ta i bruk tre av fire havbunnskompletterte brønner på Gullfaks A-plattformen. I løpet av 1987 er det boret fire nye brønner, slik at det ved utgangen av året er seks brønner som produserer og to som injiserer. Vanninjeksjon startet fra en brønn i april.

Før gasskompresjonssystemet ble ferdigstilt, ble det meste av gassen brent, mens deler av den ble benyttet som drivstoff for gassturbinene.

Ved en revisjon før oppstart ble det oppdaget en del feil på anlegget. Disse måtte korrigeres før Oljedirektoratet kunne gi samtykke til oppstart.

Salg av gass via Statpipe startet i juli 1987.

Gullfaks B

Sammenkopling av dekk og betongunderstell skjedde i april 1987. Plattformen ble slept ut og satt ned på feltet i august. Ferdigstillingen har gått raskere enn planlagt, og produksjonsstart er satt til februar/mars 1988, ca 9 måneder tidligere enn planlagt.

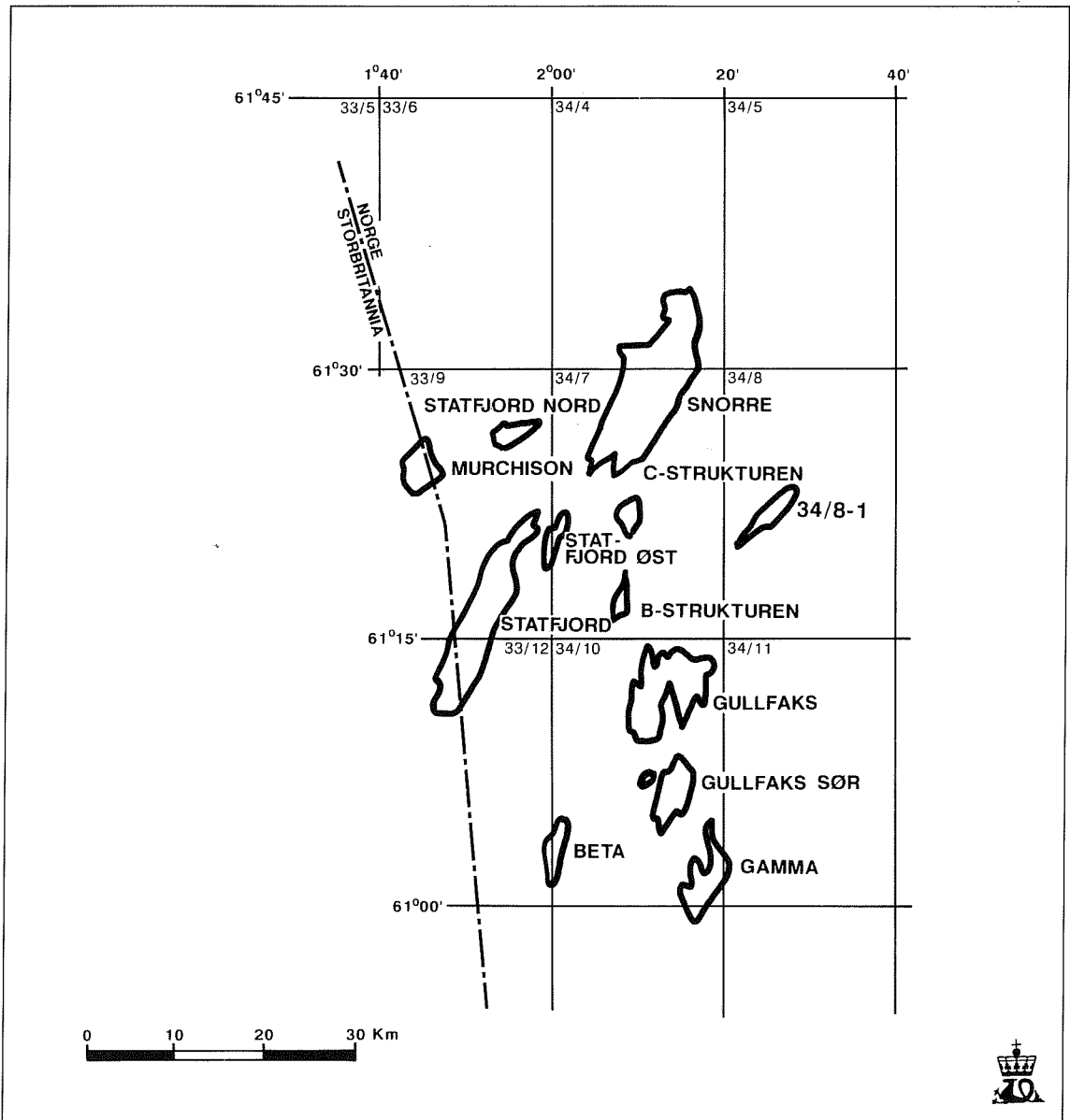
Gullfaks C

Bygging av betongunderstellet startet i januar 1986 i Stavanger. Utslep fra dokk ble foretatt i februar 1987, og betongkonstruksjonen ventes ferdig i løpet av 1. kvartal 1988.

Dette blir den største betongplattformen som hittil er bygget i Nordsjøen, med et betongvolum på ca 240000 m³.

Fig 2.5.12.b

Gullfaks-, Statfjord- og Snorre-området



Bygging av ståldekket på Stord startet i september 1986. Byggetiden er ca 16 måneder.

Beredskap

Installering av B-innretningen har medført endring av beredskapsplanene som nå utgjør en plan for hele feltet. Beredskapsplanen må revideres når C-innretningen er på plass.

I anledning det nye opplegget har operatørselskapet prøvd beredskapsplanen gjennom omfattende øvelser. Etter mindre justeringer har det nye planverket nå trådt i kraft.

Gassbrenning

Mengden gass som ble brent på Gullfaks A i 1987 var gjennomsnittlig $419 \times 10^3 \text{Sm}^3/\text{døgn}$ (fig 2.5.12.c). Dette tilsvarer 40.6 % av den totale gassproduksjonen fra Gullfaks A.

Målesystem

Målesystemene for olje og gass på Gullfaks A har vært i regulær drift i løpet av året.

Målesystemene for Gullfaks C befinner seg på byggeplassen, og er ikke endelig utprøvet.

Kostnader

Totale utbyggingskostnader antas å bli ca 58 mrd 1987-kr. Totale driftskostnader er beregnet å bli ca 52.2 mrd 1987-kr.

2.5.13 Statfjord

Utvinningstillatelse 037

Rettighetshavere:

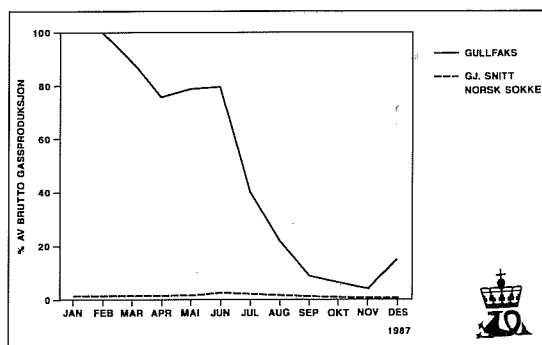
Norsk del (84.09322 %)	
Mobil Exploration Norway Inc.	12.61400 %
Den norske stats oljeselskap a.s.	42.04661 %
Norske Conoco A/S	8.40932 %
Esso Expl. & Prod Norway a.s.	8.40932 %
A/S Norske Shell	8.40932 %
Saga Petroleum a.s.	1.57674 %
Amoco Norway Oil Co.	0.87597 %
Amerada Hess Norge A/S	0.87597 %
Texas Eastern Norway	0.87597 %

Britisk del (15.90678 %)	
Conoco (UK) Ltd	5.30226 %
Britoil PLC	5.30226 %
Chevron USA Inc/Gulf Oil (U.K) Ltd	5.30226 %

Utvinningstillatelse 037, ble tildelt i 1973. Den omfatter blokkene 33/9 og 33/12 (fig 2.5.12.b). Mobil var operatør på feltet inntil 1.1.87, da Statoil overtok operatøransvaret. Selve Statfjordfeltet ble oppdaget våren 1974 og ble erklært drivverdig samme år. Statfjordfeltet strekker seg over på britisk side hvor Conoco er operatør. Den første feltutviklingsrapporten ble forelagt myndighetene våren 1976. Siden er flere feltutviklingsrapporter blitt framlagt. Feltet er utbygd i tre faser med fullt integrerte

Fig 2.5.12.c

Gass brent på Gullfaks



plattformer A, B og C. Statfjord A-plattformen er plassert sentralt i feltet, mens B er plassert i sør og C er plassert i nordlige del av feltet (fig 2.5.13.a).

Utnyttelse av forekomstene.

Ved injeksjon av vann i Brent-reservoaret og gass i Statfjord-reservoaret, regner Oljedirektoratet med at det vil bli oppnådd en utvinningsgrad på ca 50 %. Det vil si at de totale utvinnbare mengder olje i Brentgruppen og Statfjord-formasjonen er $445.7 \times 10^6 \text{Sm}^3$. Mengden utvinnbar assosiert gass er beregnet til $58.6 \times 10^9 \text{Sm}^3$ tørr gass og 18.4×10^6 tonn NGL. Reservefordelingen som ble godkjent av myndighetene i 1979, er 15,90678 % på britisk side og 84,09322 % på norsk side. Rettighetshavergruppene er nå i forhandlinger om nye fordelingstall. Forhandlingene antas avsluttet medio-88.

Produksjonsanlegg.

Statfjord A

Statfjord A-plattformen er plassert sentralt på feltet og har 3 skaft og 14 celler i betong. Dekket er av stål. Produksjonskapasiteten er på $55\,000 \text{Sm}^3$ pr døgn. Produksjonskapasiteten er økt som følge av finjusteringer av prosessutstyret. Plattformen kom i produksjon den 24.11.79 og er utstyrt med 21 produksjonsbrønner og 15 injeksjonsbrønner.

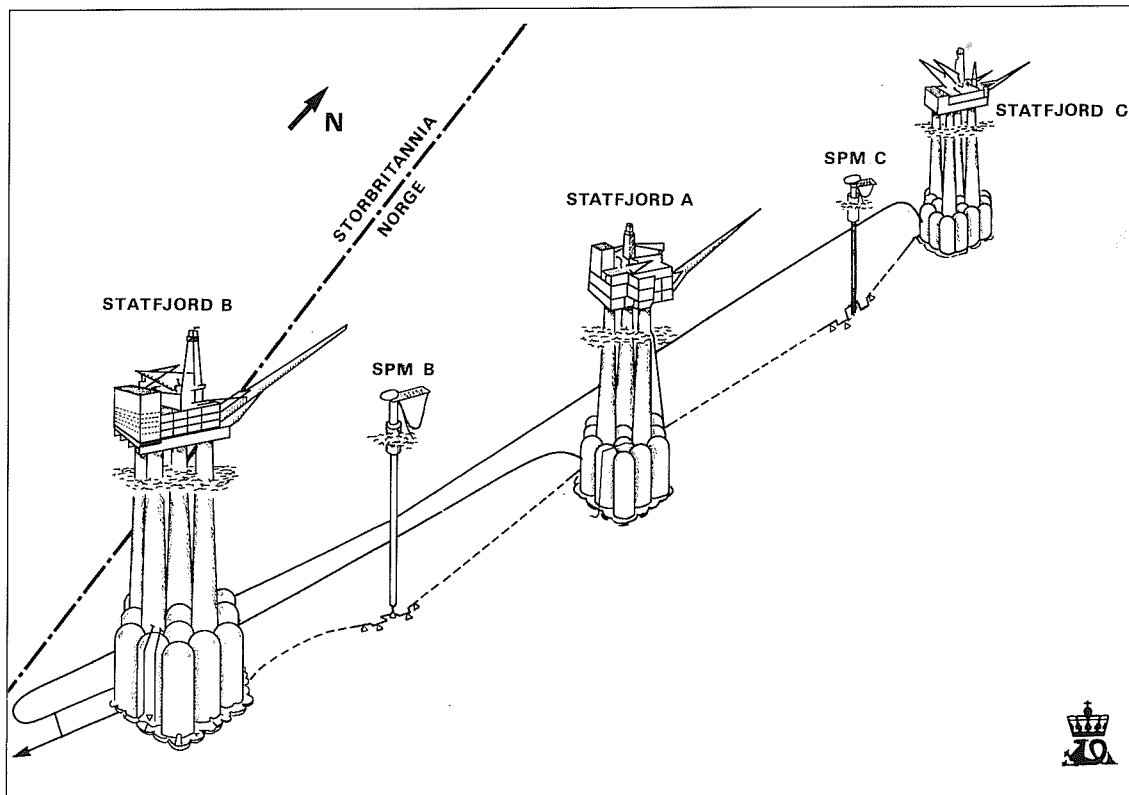
Statfjord B

Statfjord B-plattformen er plassert i den sørlige delen av feltet og har 4 skaft og 24 celler i betong. Dekket er utført i stål. Plattformen er bygget som en integrert "Condeep". Produksjonskapasiteten er på $39\,800 \text{Sm}^3$ pr døgn. Plattformen kom i produksjon 5.11.82 og produserer nå med full kapasitetsutnyttelse. Tilgjengeligheten på prosessutstyret i 1987 har vært høy. Plattformen er utstyrt med 19 produksjonsbrønner og 11 injeksjonsbrønner.

Statfjord C

Statfjord C-plattformen er plassert i den nordlige delen av feltet, og har i likhet med Statfjord B 4 skaft og 24 celler i betong. Dekket er av stål. Produksjonskapasiteten er på $39\,800 \text{Sm}^3$ pr døgn. Plattformen kom

Fig 2.5.13.a
Installasjoner på Statfjord-feltet



i produksjon den 26.06.85 og har totalt 31 brønner hvorav 19 er planlagt som produksjonsbrønner og 12 som injeksjonsbrønner. Driftsregulariteten var høy i 1987.

Beredskap

Utprøvingen av gondolsystem for evakuering på Statfjordfeltet avdekket store svakheter i systemet. Alternative systemer er under vurdering. Statoil opererer nå Statfjord C uten flotell. Oljedirektoratet vil fortsette å følge utviklingen nøye, da det ved godkjenningen av plattformkonseptet for Statfjord-feltet ble gitt pålegg til operatøren om å utvikle tilfredsstillende opplegg for evakuering.

Beredskapssituasjoner

Det har i løpet av året vært to kritiske situasjoner, hvor delvis evakuering har blitt foretatt:

24.1.87 oppsto det brann i ventilasjonsanlegget. Den medførte en del røyk i boligkvarteret. Brannbekjempelse og evakuering til flotellet av alt personell uten oppgaver i nødsorganisasjonen, gikk stort sett raskt og greit og uten tap av eller skade på mennesker. Personellkontroll-systemet virket tilfredsstillende.

En gasslekkasje i brønn A 39 varte i ca 10 minutter og medførte blant annet delvis evakuering av personell. Både Statoil og Oljedirektoratet mobiliserte sine

beredskapsorganisasjoner. Oljedirektoratet opprettholdt ekstra beredskap under hele det etterfølgende arbeidet med å drepe brønnen.

Beredskapsvedlikehold

Oljedirektoratet har påpekt flere mangler ved beredskapsvedlikeholdet på Statfjord-feltet. De fleste av disse manglene er funnet på Statfjord A. Dette er forhold som vil bli fulgt opp i den videre tilsynsaktiviteten.

Politianmeldelse av Statoil

Statoil fremmet 23.2.87 søknad til Oljedirektoratet om samtykke til forlengelse av metningsperioden for dykkere – fra 16 til 24 døgn – ved dykkeoperasjoner fra DSV "Seaway Pelican" på Statfjord-feltet. Slikt samtykke kan i henhold til dykkeforskriftene gis, dersom avtale er inngått mellom dykke-entreprenører og dykkernes tillitsvalgte. Videre skal uttalelse fra dykkedyndig lege følge søknaden.

Under Oljedirektoratets tilsynsbesøk ombord i DSV "Seaway Pelican" ble det avdekket at Statoils søknad inneholdt uriktige opplysninger vedrørende de nevnte betingelsene. Hverken tillitsvalgte eller dykkedyndig lege hadde vært involvert i saken. Oljedirektoratet anmeldte derfor Statoil til Stavanger Politi-kammer 8.7.87.

Lastesystemer

Det nye lastesystemet som ble installert i 1986 har vært operativt i 1987. Driftsregulariteten har vært tilfredsstillende. Det ble imidlertid sent på året registrert at lasteledningen var blitt sammenklemt på grunn av vanntrykket på ledningen.

Gassbrenning**Statfjord A**

Mengden gass som ble brennt på Statfjord A i 1987 var gjennomsnittlig $172 \times 10^3 \text{Sm}^3$ pr døgn, tilsvarende 1.9% av total gassproduksjon fra plattformen.

På Statfjord A er det i 1987 blitt utført et tildels omfattende vedlikeholdsprogram.

Som følge av en gasslekkasje i brønn A-39 i juni 1987, oppsto det enkelte driftsforstyrrelser og en øking av gassbrenningen. Statfjord A har på tross av disse uforutsette forstyrrelser vært i stand til å opprettholde stabil produksjon. Det brennes atskillig mindre enn de 0.300 mill Sm^3 pr døgn som er gitt i produksjonstillatelsen. En vesentlig årsak til dette gode resultatet er den fleksibiliteten som oppnås gjennom bruk av alle tre plattformene.

Statfjord B

Mengden gass som ble brennt på Statfjord B i 1987 var gjennomsnittlig $102 \times 10^3 \text{Sm}^3$ pr døgn, tilsvarende 1.3% av plattformens totale gassproduksjon. Statfjord B er inne i en stabil driftsfase. Det ble brennt godt under brennetillatelsen på 0.300 mill Sm^3 pr døgn. Hovedgrunnen til gassbrenning har vært kompressorproblemer.

Statfjord C

Mengden gass som ble brennt på Statfjord C i 1987 var gjennomsnittlig $85 \times 10^3 \text{Sm}^3$ pr døgn, tilsvarende 1.2% av plattformens totale gassproduksjon. I brennetillatelsen er det gitt en øvre grense for brenning av gass på 0.300 mill Sm^3 pr døgn. Statfjord C har ligget godt under denne grensen. Dette indikerer at en har lagt oppstartsprobleme bak seg, og kommet inn i en stabil driftsfase. Hovedgrunnen til gassbrenning har vært kompressorproblemer (Fig 2.5.13.b).

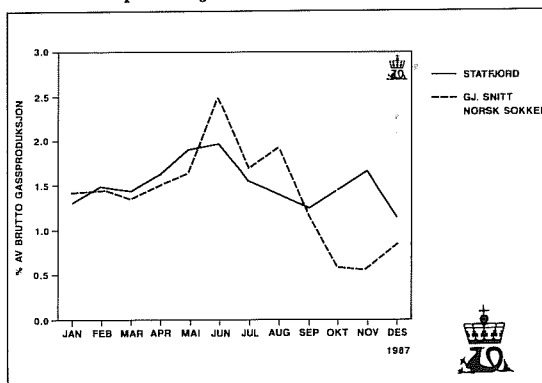
Målesystem.

Målesystemene for fiskal oljemåling på Statfjord A, B og C, har vært preget av normal, stabil drift gjennom året 1987. En del mindre modifikasjonsarbeider har vært utført for å bytte ut eldre elektronikkheter med nyere modeller. På Statfjord A har man arbeidet med å installere nytt prøvetakingssystem. Endelig oppstart er satt til 1. kvartal 1988.

Målesystemene for fiskal gassmåling fra Statfjordfeltet har i likhet med oljemålesystemene vært i normal, stabil drift gjennom 1987.

Mens det på oljesiden ikke har vært måletekniske problemer, har man på gass-siden hatt en del vanskeligheter på grunn av den høye produksjonsrater Statfjord B og C har idag. Problemet består i at man har hydrokarboner i væskefase i gassmålerørene relativt

Fig 2.5.13.b
Gass brennt på Statfjord



hyppig, og derved måler et lavere volum/masse-forhold enn det som går gjennom gassmålestasjonen. En handlingsplan for å utbedre disse forholdene er besluttet.

Hvorvidt de foreslåtte modifikasjoner er tilstrekkelig for å oppnå en gassmåling i henhold til ISO 5167, vil man få svar på i løpet av 1988.

Kostnader

Totale investeringer på Statfjord-feltet fram til år 2010 antas å ville bli ca 54.7 mrd 1987-kr. Totale driftskostnader fram til år 2010 er beregnet å ville bli i underkant av 60 mrd 1987-kr.

Gasstransport, Statpipe

Gasstransportsystemet Statpipe er dannet med følgende interessenter:

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

Statoil er operatør for bygging og drift av systemet som omfatter:

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

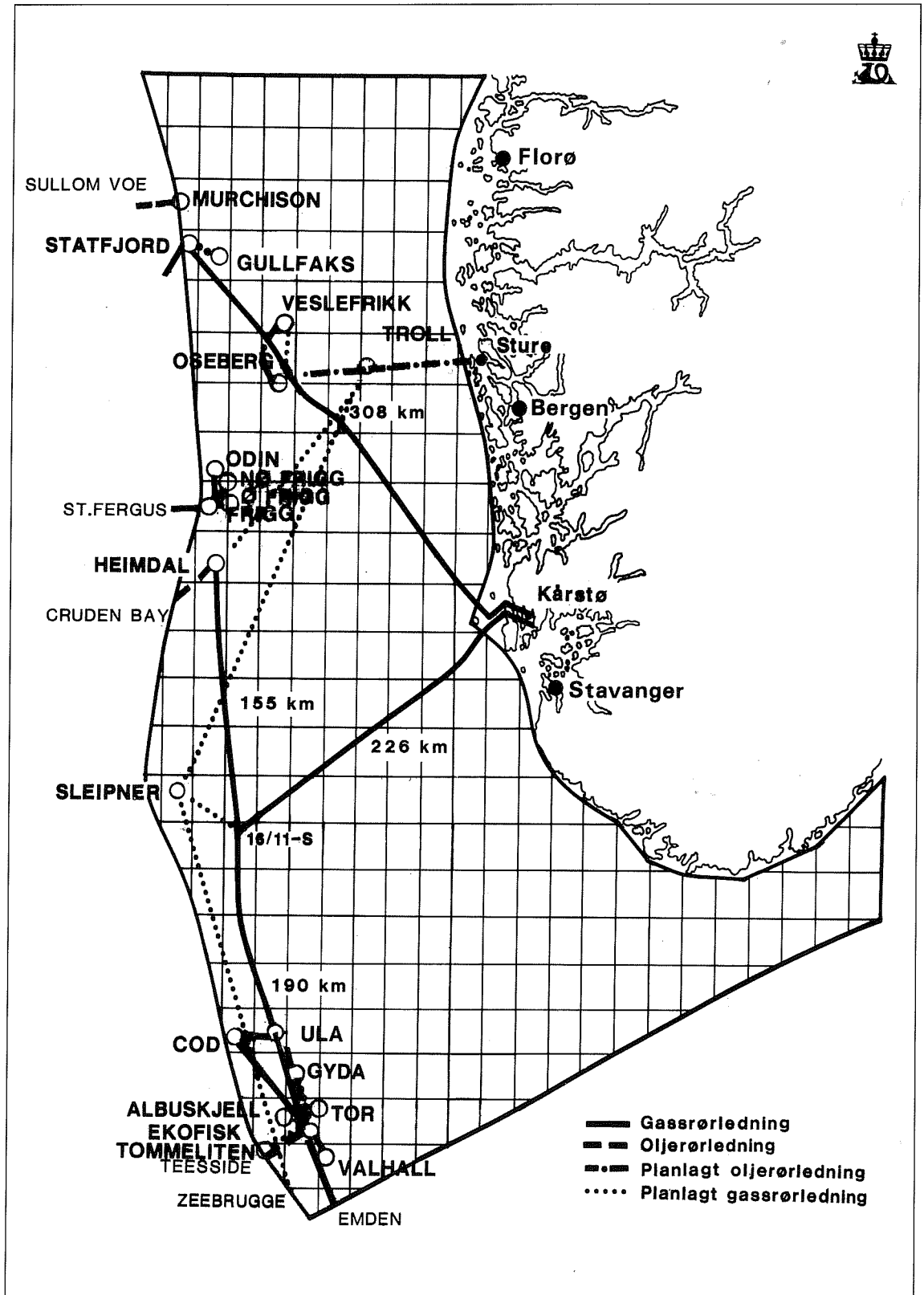
Det har ikke vært større problemer ved driften av Statpipe-rørledningen. I 1987 ble Gullfaks-feltet tilknyttet Statpipe-ledningen.

Kårstø

Den første Nordsjøgassen ble ilandført på Kårstø i mars 1985. En skisse for transportsystemet for olje og gass i den norske del av Nordsjøen er vist i fig 2.5.13.c.

Fig 2.5.13.c

Rørledninger i norsk del av Nordsjøen



I forbindelse med nedstengning av Ekofisk-feltet sommeren 1987 ble hele prosessanlegget på Kårstø overhaldt og sjekket.

Arbeidet med K-lab er ferdigstilt, og det er ventet at oppstart vil finne sted 1. kvartal 1988. K-lab er et samarbeidsprosjekt mellom Total og Statoil. Transportkapasiteten fra Statfjord til Kårstø er $8 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ våtgass pr år. Kårstøanlegget har en behandlingskapasitet på $5 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ våtgass pr år. Tørrgassledningen til Ekofisk Senter har en transportkapasitet på $17 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ pr år. Dette overskrider kapasitetsbehovet for Statfjord, Gullfaks og Heimdal og er gjort for at en senere skal kunne tilknytte andre felt. Dersom en ønsker å øke transportkapasiteten i Statpipe-systemet, må det bygges en ny kompressorplattform ved siden av stigerørplattformen 16/11-S. Det er inngått en rammeavtale med Norpipe A/S og Phillipsgruppen om bruk av Ekofisk Senter og rørledningen til Emden.

Rettighetshaverne på Statfjord, Heimdal og Gullfaks har videre inngått salgavtaler for gassen med kjøpere på Kontinentet.

Målesystem

Tørrgassmålesystemet på Kårstø har virket etter forutsetningen i 1987. Når det gjelder LPG-målesystemene var det noen driftsforstyrrelser i siste halvår 1987. Disse forstyrrelsene ventes løst primo 1988. LPG-returgass målesystemet er oppgradert i 1987. Et gassmålerør ble åpnet for full inspeksjon sommeren 1987.

Fig 2.5.14.a

Installasjon på Murchison

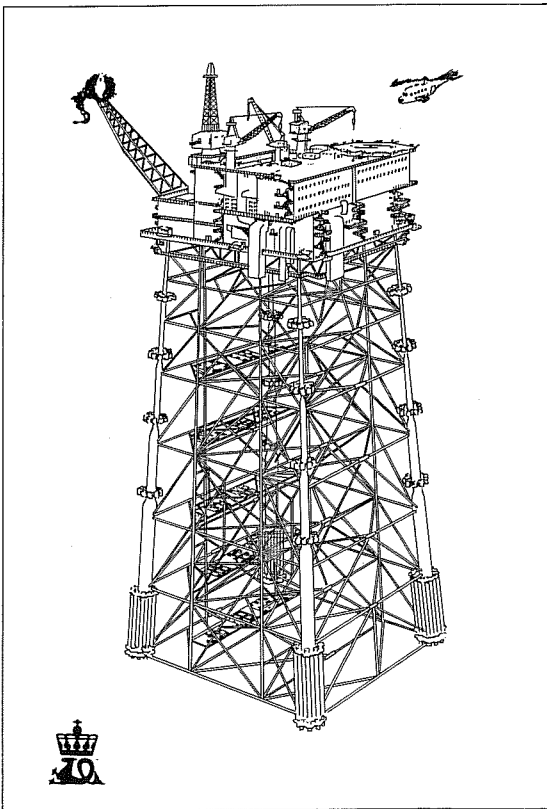
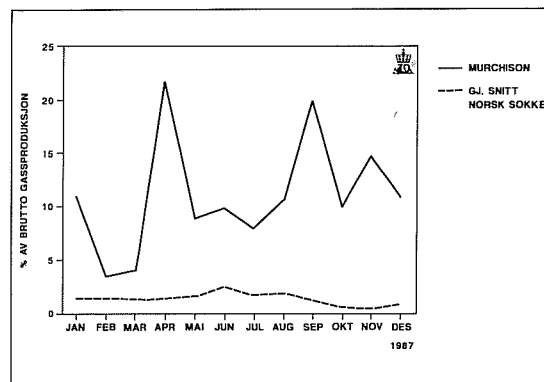


Fig 2.5.14.b

Gass brent på Murchison



2.5.14 Murchison

Rettighetshavere:

Britisk del (77.8 %)	
Conoco (UK) Ltd	25.9334 %
Britoil PLC	25.9333 %
Chevron USA Inc	25.9333 %
Norsk del (22.2 %)	
Mobil Exploration Norway Inc.	3.3300 %
Den norske stats oljeselskap a.s.	11.1000 %
Norske Conoco A/S	2.2200 %
Esso Expl. & Prod. Norway Inc.	2.2200 %
A/S Norske Shell	2.2200 %
Saga Petroleum a.s.	0.4162 %
Amoco Norway Oil Company	0.2313 %
Amerada Hess Norge a.s	0.2313 %
Texas Eastern Norwegian Inc.	0.2312 %

Murchison-feltet ble påvist i august 1975. Feltet ligger i blokk 211/19 på britisk side og i blokk 33/9 på norsk side (fig 2.5.12.b). Utbyggingen av Murchison-feltet ble igangsatt i 1976 av de britiske rettighetshaverne. Feltet ble erklært drivverdig sommeren 1977, og Statoil tiltrådte erklæringen sommeren 1978. Fordelingen av reserver i feltet ble godkjent av myndighetene i september 1986. Den norske andelen er på 22.2 % . De utvinnbare reservene for hele feltet er $53 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ olje og $1.2 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ gass.

Utnyttelse av forekomstene

Feltet har produsert opp mot maksimal behandlingskapasitet siden 1981. 1984 var siste året med platåproduksjon. Regjeringen ga ved kgl res av 24.9.82 samtykke til ilandføring av den norske del av Murchison-gassen via rørledning NLGP (Northern Leg Gas Pipeline) til Brent-feltet på britisk side, og videre til St Fergus i Skottland via rørledning FLAGS (Far North Liquidified and Associated Gas Gathering System). Gassleveransene gjennom NLGP startet 20.7.83. Olje fra Murchison sendes i rørledning til Sullom Voe på Shetland.

Produksjonsanlegg

Feltet er bygget ut med en integrert plattform av stål med en produksjonskapasitet på 26200 Sm³ pr døgn (fig 2.5.14.a). Plattformen kom i produksjon den 28.9.80. Den første tiden ble det produsert fra 2 havbunnskompleterte brønner. Nåværende produksjon ligger rundt 11 000 Sm³ olje pr døgn. Plattformen har tilsammen 27 brønnsliiser. Hittil er 27 brønner komplettert, hvorav 18 er produksjonsbrønner og ni er vanninjeksjonsbrønner. Satellittbrønnene er nå forlatt.

Gassbrenning

Gjennomsnittlig ble det i 1987 brent 22 x 10³Sm³ pr døgn. Dette tilsvarer 10.8 % av den totale gassproduksjonen fra Murchison (fig 2.5.14.b). Regulariteten i gass-systemet har i 1987 vært 88 %. Problemer med kompressoranelegget og reparasjoner på separatorene har innvirket på regulariteten. Det har også vært igangkjøringsproblemer etter driftsstans/nedstengning som følge av det planlagte vedlikeholdet på Murchison dette året.

Målesystem

Driftskontroll blir foretatt årlig i samarbeid med Department of Energy.

Kostnader

Totale investeringer og totale driftskostnader antas å ville bli henholdsvis ca 3.7 mrd og 2.3 mrd 1987-kr.

2.6 Slutfase/fjerning

Oljedirektoratet har etablert en tverrfaglig prosjektgruppe som arbeider med problemstillinger knyttet til overtakelse og fjerning av innretninger i bruk i norsk petroleumsvirksomhet.

Gruppen var i 1987 blant annet engasjert i internasjonalt arbeid. IMO (International Maritime Organization) startet vinteren 1986 et arbeid med å utforme nærmere internasjonale regler for fjerning av innretninger. Tidlig under arbeidet i IMO ble det fra amerikansk hold krevd at 98 % av alle innretninger skulle fjernes etter bruk.

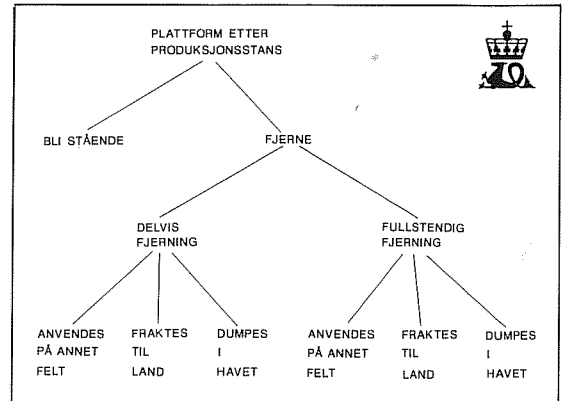
Norge og Storbritannia har gått imot USAs krav om fjerning. Dette skyldes at forholdene i Nordsjøen er spesielle med store og kostbare innretninger på dype vann. Kostnadene vil her bli uforholdsmessig større enn i andre deler av verden.

Under IMO-møtet i januar 1987 ble man ikke enige om hvilke kriterier som skal legges til grunn ved fjerning av plattformer. Man håper at avklaring mellom landene vil foreligge tidlig i 1988.

De alternativ som foreligger med innretningene etter at produksjonen er opphørt framstilles i fig 2.6.

Ifølge Geneve-konvensjonen av 1958 (Kontinental-sokkel-konvensjonen) som Norge har ratifisert, heter det at "enhver installasjon som er nedlagt eller som ikke lenger er i bruk skal fjernes fullstendig." Havrettskonvensjonen (United Nations Convention on

Fig 2.6
Slutfase/fjerning



the Law of the Seas, 1982) har imidlertid myket opp Geneve-konvensjonens strenge krav til fjerning, idet man krever fjerning i den utstrekning hensynet til skipsfart, fiske, vern av havmiljø og andre staters rettigheter og plikter gjør det nødvendig.

Internasjonalt synes man nå å være enig om at Havrettskonvensjonen vil være normgivende for den framtidige folkerettslige regulering. Norge har imidlertid ennå ikke ratifisert Havrettskonvensjonen. Gjennomføring av den folkerettslige forpliktelse overfor eierne av installasjoner på norsk sokkel, forutsetter at kravet om fjerning hjemles i norsk lov.

Dette er regulert i Petroleumsløven (lov av 22.3.85 nr 11§30).

Når en tillatelse utløper eller oppgis, eller når bruken av innretningene som er knyttet til tillatelsen opphører, har staten rett til vederlagsfritt å overta de faste innretninger med tilbehør.

Staten har også to andre alternativer. I stedet for å overta innretninger kan departementet inngå avtale med eieren om midlertidig bruk. Videre kan staten kreve at innretningen helt eller delvis fjernes innen en nærmere fastsatt frist.

De erfaringene som er gjort på verdensbasis med fjerning av plattformer, begrenser seg til mindre enheter lokalisert på grunnere vann.

Teknisk og kostnadmessig har omfanget vært relativt moderat sammenlignet med hva man kan forvente ved fjerning av større enheter på norsk sokkel.

Selv om det rent teknisk lar seg gjøre å fjerne selv den største struktur på norsk sokkel, vil kostnadene bli meget store. Man bør også stille spørsmål om kostnadene ved fjerning står i rimelig forhold til nytteverdien ved å fjerne innretningen.

Som følge av at forholdene varierer sterkt fra felt til felt, ligger det ikke til rette for fastlåste, ensartede løsninger. Oljedirektoratet mener at man vil være best tjent med at bestemmelser i forbindelse med fjerning utvikles internrettslig innen de rammer internasjonal lovgivning og praksis stiller opp.

3 Petroleumressurser

3.1 Ressursregnskapet

Petroleumressurser tilhører gruppen av ikke-fornybare energiresurser, og omfatter alle tekniske utvinnbare olje og gassmengder.

Petroleumreserver er den delen av de påviste ressurser som er utvinnbare ved gitte teknisk/økonomiske forutsetninger, og som rettighetshaverne har erklært drivverdige.

Ressursregnskapet omfatter en oversikt over resterende salgbar petroleumsmengder på norsk kontinentalsokkel. Endringer i ressursregnskapet fra et år til et annet skyldes nye funn, justering av anslaget for eksisterende funn og nedgang som følge av produksjon.

Fra 1986 til 1987 viser Oljedirektoratets regnskap for resterende ressurser for første gang en netto ned-

gang. Denne nedgangen er på $46 \times 10^6 \text{Sm}^3$ for olje inkl. NGL og $64 \times 10^9 \text{Sm}^3$ for gass. I tillegg til produksjon er det særlig nedgangen i det totale ressursanslaget på Haltenbanken som har ført til at anslaget for resterende mengder er lavere i 1987 enn i 1986.

Ressursregnskapet for norsk kontinentalsokkel er framstilt i fig 3.1.a, og ressursene er vist i fig 3.1.b.

For presentasjonsformål i årsberetningen er ressursene på norsk kontinentalsokkel framstilt i tre tabeller.

- I Reserver knyttet til utbyggingsprosjekter som er vedtatt igangsatt, under utbygging eller i produksjon (tab 3.2).
- II Øvrige ressurser sør for Stad (tab 3.3).
- III Resurser nord for Stad (tab 3.4).

Fig 3.1.a
Ressursregnskap for norsk kontinentalsokkel


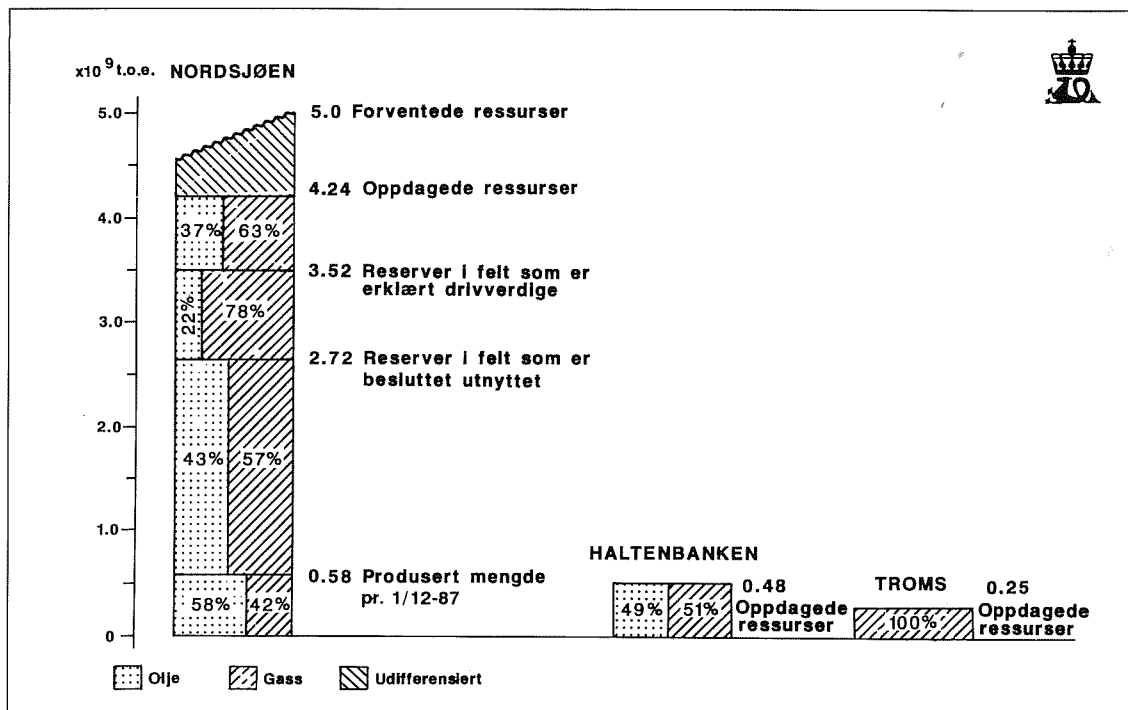
	FREMDRIFT	OPPDAGEDE						UOPPDAGEDE		
		MILL Sm^3 OLJE/NGL		BEVISTE		SIKRE		MINDRE SIKRE	HYPOTE- TISKE	SPEKULA- TIVE
		MRD Sm^3 GASS	OLJE NGL	GASS	OLJE NGL	GASS	OLJE NGL	GASS		
	I PRODUK- SJON	696	255							
	BESLUTTET UTBYGD			363	992					
	PLANLAGT UTBYGD			413	650					
TEKNISK ØKONO- MISK SIKKERHET	MULIG UT- BYGGBART			289	639	131	186			
	UNDER VURDERING					23	31			
	SUB. MARGINALT					9	20			
		PROD. BRØNNER	AVGR. HULL	UND. HULL	DEFINERTE PROSP.	UDEFIN. PROSP.				
AVTAGENDE BOREHULLSKONTROLL								AVTAGENDE SEIS. KONT.		
AVTAGENDE GEOLOGISK KONTROLL \rightarrow										
PRODUSERT		$420 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje inkl NGL $238 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass								

Fig 3.1.b
Ressurser på den norske kontinentalsokkel



Tab 3.2
Oppdagede petroleumreserver i felt som er besluttet utbygd

	OPPRINNELIG		SALGBAR		RESTERENDE		
	OLJE 10 ⁶ Sm ³	GASS 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn	OEKV 10 ⁶ tonn	OLJE 10 ⁶ Sm ³	GASS 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn
Albuskjell ¹⁾	8.0	18.0	1.2	26.0	1.6	5.8	0.4
Cod ¹⁾	2.9	7.1	0.5	9.6	0.6	1.8	0.1
Edda ¹⁾	4.7	1.9	0.2	6.1	1.3	0.2	
Ekofisk	237.0	126.0	13.5	337.2	101.3	70.6	9.0
Eldfisk ¹⁾	63.5	39.4	3.4	96.4	30.4	27.7	2.1
Frigg ^{1) 2)}	0.4	105.0		105.3		16.2	
Gullfaks ¹⁾	210.3	13.8	2.1	196.2	206.4	13.8	2.0
Gyda	30.5	3.0	2.5	32.1	30.5	3.0	2.5
Heimdal ¹⁾	4.5	33.2		36.3	3.8	27.6	
Murchison ^{1) 3)}	12.0	0.3	0.4	11.1	3.4		
Nord Øst-Frigg ¹⁾	0.1	11.0		11.1		4.8	
Odin ¹⁾	0.1	33.3		33.4		20.7	
Oseberg ^{1) 4)}	247.0	79.0		299.0	245.9	79.0	
Sleipner Øst	17.0	51.0	10.0	79.1	17.0	51.0	10.0
Statfjord ⁵⁾	375.0	49.0	15.4	385.8	218.4	42.8	13.5
Tommeliten ¹⁾	6.4	18.4	1.0	25.3	6.4	18.4	1.0
Tor ¹⁾	24.0	14.6	1.6	36.9	7.5	5.7	0.7
Troll Øst		825.0		825.0		825.0	
Ula	33.0	1.6	1.4	31.0	27.9	1.3	1.1
Valhall ¹⁾	41.0	11.9	2.8	49.6	28.9	9.8	2.2
Veslefrikk ¹⁾	36.4	3.0		33.2	36.4	3.0	
Vest Ekofisk ¹⁾	12.4	26.9	1.5	39.5	1.5	5.7	0.4
Øst Frigg		13.0		13.0		13.0	
Sum	1366.3	1485.4	57.5	2718.2	969.2	1246.9	45.0

¹⁾ Operatørens anslag

²⁾ Dette er norsk andel: 60.82 %

³⁾ Dette er norsk andel: 22.2 %

⁴⁾ Omfatter Alfa, Alfa Nord og Gamma strukturen

⁵⁾ Dette er norsk andel: 84.09 %

3.2 Reservegrunnet for besluttede felt

Pr 31.12.87 er det tatt beslutning om å gjennomføre 23 utbyggingsprosjekter på norsk kontinentalsokkel. Dette er en økning på 2 i forhold til 1986, og gjelder Gyda og Veslefrikk. Petroleumsmengdene for felt som er besluttet utbygd er gitt i tab 3.2. Reservetallene er i stor utstrekning basert på operatørens anslag for utvinnbare reserver. Totalt er det fram til 1.12.87 produsert 0.58×10^9 t.o.e.

3.3 Øvrige påviste ressurser sør for Stad

Tab 3.3 viser øvrige ressurser som er oppdaget sør for Stad. Av disse er feltene Brage, Snorre, Sleipner Vest og Troll vest, erklært økonomisk utvinnbare. Ressursmengden i disse 4 feltene utgjør tilsammen $0,80 \times 10^9$ t.o.e.

Tab 3.3**Oppdagede petroleumsressurser sør for Stad som ennå ikke er besluttet utbygd.**

	Olje 10^6Sm^3	Gass 10^9Sm^3	NGL 10^9 tonn	O EKV 10^6 tonn
Agat ¹⁾		43.0		43.0
Balder	35.0			31.6
Brage ^{x)}	38.0	3.0		34.1
Gullfaks Sør	45.0	88.0		127.6
Hild ¹⁾	1.2	8.8		9.8
Hod	7.2	5.4		11.5
Huldra ¹⁾	5.4	16.4		20.8
Sleipner satellitter ²⁾	16.0	35.0		47.2
Sleipner Vest ³⁾	27.0	135.0	9.0	169.2
Snorre	108.0	6.6		96.2
Statfjord Nord	39.0	2.0		34.4
Statfjord Øst	19.0	2.5		18.3
SØ-Tor	4.0	3.0		6.3
Troll vest	41.0	463.0		499.9
1/3-3	3.3	0.1		2.8
6/3 PI	0.9	1.0		1.7
7/11 A ¹⁾	6.5			5.3
9/2 Gamma ¹⁾	24.0	1.0		20.9
15/3-1,3	2.0	29.0		30.6
15/3-4 ¹⁾	12.0	5.0		15.0
15/5-1	2.0	6.0		7.5
15/12 Beta ¹⁾	16.0	1.3		14.4
16/7-4 ¹⁾	1.4	8.0		9.0
24/6-1 ¹⁾	1.8	6.0		7.5
24/9	3.0			2.4
25/2-4	4.0	12.0		15.3
25/5-1 ¹⁾	15.0	5.0		17.3
30/6 Beta ¹⁾	20.0			17.0
30/6 Beta Sadel ¹⁾	20.0			17.0
30/6 Gamma Nord	1.4	7.5		8.6
30/6 Kappa ¹⁾	5.0	5.0		9.1
30/9 Omega ¹⁾	9.3	3.0		10.6
30/9-6 ¹⁾	2.7			2.2
34/8-1	8.0	65.0		71.6
34/10 Beta ¹⁾	8.0	22.5		29.0
34/10 Gamma	2.2	28.0		29.8
35/8-1	1.9	13.5		15.0
35/8-2	2.6	7.0		9.1
Total	558.8	1037.6	9.0	1518.6

¹⁾ Operatørens anslag²⁾ Omfatter 15/8 Alfa, 15/9 My og 15/9 Theta³⁾ Omfatter Alfa, Beta, Epsilon og Delta

3.4 Påviste ressurser nord for Stad

Foreløpig er det oppdaget $0,72 \times 10^9$ t.o.e. ved boring nord for Stad. Av dette ligger $0,48 \times 10^9$ t.o.e. på

Haltenbanken og $0,25 \times 10^9$ t.o.e. utenfor Troms. På Haltenbanken er Draugen og Heidrun erklært økonomisk drivverdige.

Tab 3.4
Oppdagede petroleumsressurser nord for Stad

		Olje 10^6Sm^3	Gass 10^9Sm^3	ØEKV 10^6 tonn
Haltenbanken	Draugen	68.0	4.8	60.3
	Heidrun	113.0	38.0	130.7
	Midgard	15.0	80.0	91.6
	Njord	25.0	4.0	24.5
	Smørbukk	20.0	65.0	81.4
	Tyrihans	16.0	40.0	53.1
	6406/3 Alfa 1)	9.0		7.0
	6506/12 Beta 1)	22.0	11.0	29.0
	Sum	288.0	242.8	477.6
Troms/Finmark	Albatross		34.3	34.3
	Albatross Sør		8.2	8.2
	Askeladd		52.0	52.0
	Snøhvit		86.1	86.1
	Snøhvit Nord		3.3	3.3
	7119/12 (1)		3.6	3.6
	7120/07		24.3	24.3
	7120/12		14.8	14.8
	7121/5 Beta		5.6	5.6
	7122/06-1 (1)		11.0	11.0
7124/03-1 (1)		2.1	2.1	
	Sum		245.3	245.3
	Total	288.0	488.1	722.9

1) Operatørens anslag

3.5 Endringer av ressursanslag fra forrige årsberetning

3.5.1 Felt i produksjon

For felt i produksjon benytter Oljedirektoratet hovedsakelig operatørens prognosetall i sine ressuroversikter. Operatørene har i 1987 øket anslagene for ressursene i de fleste av disse feltene.

Størst er økningen på Eldfisk hvor anslaget for oljeressursene er oppjustert med 15 %. Økningen skyldes at produksjonshistorie og trykkutvikling har vist at utvinningsgraden blir vesentlig høyere enn antatt i 1986.

På Frigg har det kommet inn vann i noen av produksjonsbrønnene tidligere enn antatt, og anslaget for gass er derfor redusert med ca 17 %. Endringene i ressurstall fra 1986 til 1987 er gitt i tab 3.5.

3.5.2 Felt besluttet utbygd

Når det gjelder felt som er besluttet utbygd, men som ennå ikke er kommet i ordinær produksjon, er det foretatt mindre prognosejusteringer for feltene Gyda, Tommeliten og Veslefrikk.

På Oseberg er anslaget for oljeressurser økt med nesten 20 %. Årsaken til denne økningen er at forboringprogrammet og et nytt letehull har gitt positive resultater med hensyn til reservoarets tykkelse og hovedreservoarets produksjonsegenskaper. I tillegg har langtidstesting med "Petrojarl I" gitt positive resultater med tanke på produksjon fra de øvrige reservoarene på Oseberg.

3.5.3 Andre funn sør for Stad

Brage

Ny borehullsinformasjon og nye reservoarsimuleringer har ført til en økning av anslaget for oljeressursene på Brage i forhold til Oljedirektoratets gamle beregninger. Samtidig er anslaget for gassressursene redusert.

Hild

Oljedirektoratet benytter her operatørens (Norsk Hydro) ressursanslag. Dette anslaget er en halvering i forhold til Oljedirektoratets gamle anslag.

Huldra

Operatøren har foretatt ny kartlegging av funnet og redusert gassressursene med over 20 %.

Snorre

Oljedirektoratet har foretatt en reservoarteknisk vurdering av utvinningsgraden på Snorre basert på den foreliggende plan for utbygging og drift. Dette har medført at anslaget for de økonomisk utvinnbare oljeressursene er redusert med ca 26 % i forhold til de teknisk utvinnbare ressursene som var oppgitt i årsberetningen for 1986.

Veslefrikk

Operatøren har nedjustert sitt anslag for gassressursene noe som følge av endret olje/gassforhold.

1/3-3

Dette er et lite oljefunn fra 1983 som tidligere ikke har vært oppgitt i årsberetningen.

9/2 Gamma

Dette er et nytt oljefunn fra 1987.

15/12 Beta

Dette er et oljefunn fra 1986 der ressursene ikke tidligere har vært oppgitt i årsberetningen.

24/6-1

I årsberetningen for 1987 benyttes operatørens anslag som er noe lavere enn Oljedirektoratets gamle anslag.

25/5-1

Dette er et nytt olje- og gassfunn fra 1987.

30/6 Gamma nord

I årsberetningen for 1986 har utvinningsgraden for tynn oljesone på Gamma nord vært anslått for høyt. Utvinningsgraden er nå redusert til et mer realistisk nivå.

30/9-6

Dette er et nytt, lite oljefunn fra 1987.

3.5.4 Haltenbanken

På Haltenbanken har det i 1987 vært en nedgang i påviste olje og gassressurser på totalt ca 20 %. Denne dramatiske nedgangen skyldes først og fremst skuffende boreresultater fra avgrensningshullene i 1987.

Draugen

Ny kartlegging av strukturen har gitt en svak oppgang i olje- og gassressursene på Draugen.

Tab 3.5
Endringer i ressursanslag i årsberetningene 1986-1987

	Årsberetning 86			Årsberetning 87		
	Olje 10 ⁶ Sm ³	Gass 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn	Olje 10 ⁶ Sm ³	Gass 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn
Felt i produksjon og felt besluttet utbygd						
Albuskjell	7.8	17.1	1.2	8.0	18.0	1.2
Cod	2.7	6.6	0.5	2.9	7.1	0.5
Edda	4.2	1.8	0.2	4.7	1.9	0.2
Eldfisk	54.4	32.2	3.2	63.6	39.4	3.4
Frigg	1.0	127.0		0.4	105.0	
Gyda	30.5	6.0		30.5	3.0	2.5
Heimdal	3.1	33.8		4.5	33.2	
Murchison	11.5	0.3	0.4	12.0	0.3	0.4
Nord-Øst Frigg	0.1	8.0		0.1	11.0	
Odin	0.1	22.0		0.1	33.0	
Oseberg	200.0	71.0		247.0	79.0	
Tommeliten	5.9	16.8	0.9	6.4	18.4	1.0
Tor	21.6	12.9	1.4	24.0	14.6	1.6
Valhall	38.1	14.2	5.2	41.0	11.9	2.8
Veslefrikk	36.4	4.3		36.4	3.0	
Vest Ekofisk	12.1	25.1	1.4	12.4	26.9	1.5
Andre felt						
Brage	29.0	6.0		38.0	3.0	
Hild		20.0		1.2	8.8	
Huldra	4.9	21.0		5.4	16.4	
Snorre	146.0	16.0		108.0	6.6	
1/3-3	-	-		3.3	0.1	
9/2 Gamma	-	-		24.0	1.0	
15/12 Beta	-	-		16.0	1.3	
24/6-1	2.0	10.0		1.8	6.0	
25/5-1	-	-		15.0	5.0	
30/6 Gamma nord	5.0	7.5		1.4	7.5	
30/9-6	-	-		2.7		
Draugen	65.0	4.5		68.0	4.8	
Heidrun	127.0	39.0		113.0	38.0	
Midgard	22.0	103.0		15.0	80.0	
Njord	25.0	2.5		25.0	4.0	
Smørbukk	60.0	83.0		20.0	65.0	
6406/3 Alfa	-	-		9.0		
6506/12 Beta	48.6	36.3		22.0	11.0	
7122/06-1					11.0	
7124/01-1					2.1	

Heidrun

Kartlegging og reservoarsimuleringer basert på ny borehullsinformasjon, har ført til en nedjustering av anslaget for ressursene på Heidrun.

Midgard

Ny kartlegging av Midgard har ført til en reduksjon i anslaget for ressursene på dette feltet.

Njord

Det er foretatt en justering i gass/olje-forholdet, slik at anslaget for mengden assosiert gass er gått litt opp.

Smørbukk

Ny borehullsinformasjon og ny kartlegging av strukturen har ført til en betydelig reduksjon i ressursanslaget.

6406/3 Alfa

Dette er et nytt funn fra høsten 1986 der ressursanslaget ikke tidligere har vært oppgitt i årsberetningen.

6506/12 Beta

På bakgrunn av ny informasjon fra avgrensingshull har Oljedirektoratet kartlagt strukturen på nytt. Ressursanslaget for strukturen er betydelig redusert.

3.5.5 Troms/Finnmark

Utenfor Finnmark er det i 1987 gjort to mindre funn av gass i blokkene 7122/6 og 7124/3. Ellers er det ikke foretatt endringer i ressursanslaget for eksisterende funn fra 1986 til 1987.

4 Sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten

4.1 Innledning

Arbeidet i Oljedirektoratets Divisjon for sikkerhet og arbeidsmiljø har vært preget av konsolidering av den omfattende omstrukturering som ble foretatt høsten 1986.

Tilsynsvirksomheten har vært gjennomført etter en samlet plan som har lagt grunnlaget for en effektivisering av tilsynet framover.

Divisjonen har i løpet av 1987 intensivert bestrebelsene for å effektivisere virksomheten. Hovedstrukturen i et helhetlig planverktøy er etablert, og det er utviklet et system for registrering av ressursbruk mot divisjonens aktiviteter som skal forbedre grunnlaget for framtidig planlegging. Målet er til enhver tid å være fullt på høyde med intensjonene i de nye prinsippene for styring av offentlig virksomhet.

4.1.1 Veiledning til deltakerne i næringen

I Divisjon for sikkerhet og arbeidsmiljø er det etablert en servicetjeneste som mottar og besvarer/koordinerer forespørsler vedrørende gjeldende tilsynsordning og gir veiledning om regelverkets tekniske krav. I prinsippet skal samme veiledning og service som tilbys operatørselskapene gis alle andre deltakere i petroleumsnæringen, f.eks. eiere av innretninger, fartøy og utstyr. Strategiavdelingen er ansvarlig for denne tjenesten.

4.1.2 Sikkerhets- og arbeidsmiljømessig vurdering av konsesjonssøknader

I forbindelse med Oljedirektoratets samlede rådgiving til departementene i konsesjonssaker, foretas en sikkerhets- og arbeidsmiljømessig vurdering av søkere til operatørskap. Ved 11. konsesjonsrunde i 1987, ble det særlig fokusert på søkere til nøkkelblokker i område III, fordi operasjoner i nordlige farvann betinger særlige tiltak angående sikkerhet og arbeidsmiljø. Vurderingene ble basert på selskapenes besvarelser på konkrete spørsmålsstillinger, samt på erfaringer med operatørselskapene i tilsynssammenheng.

4.1.3 FoU-aktiviteten i S-divisjonen

I forbindelse med organisasjonsendringen i S-divisjonen i 1986, ble det besluttet å etablere en egen FoU-funksjon lagt til Seksjon for plan og utredning, Strategiavdelingen. Denne funksjonen har vært aktiv i ca 1 år.

Hovedoppgaven er først og fremst å bistå divisjonsledelsen i FoU-spørsmål, videre å utarbeide rutiner

for kontroll og rapportering, samt å bistå prosjektansvarlige i seksjonene. Hovedansvaret for søknader, fremdrift og rapportering angående FoU-prosjekter ligger i de ulike seksjoner.

Det er tilsammen 40 FoU-prosjekter som har vært gjennomført i årets løp, og det samlede prosjektbeløp er kr 4.200.000,-. Som det fremgår av oppstillingen i kap 6.2, spenner prosjektene over et vidt spekter fra arbeidsmiljøforhold til spisteknologiske problemer.

Ved siden av at prosjektene gir svar på aktuelle spørsmål, vil dette FoU-arbeidet også medføre kompetanseoppbygging hos medarbeiderne.

Når det gjelder de økonomiske forhold ved prosjektene, varierer disse fra helt OD-finansierte prosjekter til meget store samarbeidsprosjekter der Oljedirektoratet bidrar med en liten del. Ved den siste typen prosjekter er forutsetningen at Oljedirektoratet har rett til deltakelse og innsyn i prosjektet på linje med andre deltakere.

4.2 Regelverk – regelverksarbeid

4.2.1 Metodisk regelverksutvikling innenfor sikkerhet og arbeidsmiljø

Direktoratet igangsatte ved årsskiftet 86/87 et større arbeid med metodisk regelverksutvikling i henhold til en plan oversendt Kommunal- og arbeidsdepartementet 6.11.86. Planen inneholdt beskrivelse av formelle rammer for det videre arbeid, status og målsettinger, arbeidet med grenseflater, virkemidler og hjelpemidler (bruk av EDB) i arbeidet.

Planen behandlet videre direktoratets organisering av arbeidet og understreket betydningen av at arbeidet ble utført i nær kontakt med berørte myndigheter, industrien og arbeidslivets parter.

Det er lagt opp til en aktivitet som varer over flere år, men der aktivitetene etter hvert glir over i en vedlikeholdsfase. Det er videre lagt opp til at arbeidet gjennomføres som 3 del-prosjekter som ivaretar forholdet til henholdsvis:

- gjennomgang av innhold i og erfaring med eksisterende detaljregelverk, samt kartlegging av grenseflater
Del-prosjekt I
- utvikling av regelverksstruktur, samt utvikling av en samlet revisjonsplan
Del-prosjekt II

- gjennomføring av regelverksarbeider i henhold til de vedtatte planer

Del-prosjekt III

Det har vært en av forutsetningene for gjennomføringen av prosjektet at arbeidet ble utført i nær kontakt med andre myndigheter, industrien, arbeidsgiver- og arbeidstakerorganisasjonene.

Dette for blant annet å sikre:

- den ønskede grad av åpenhet/informasjon om og forståelse for arbeidet
- faglige innspill, evt korrektiver til det arbeidet som gjennomføres

For å ivareta dette forhold, ble det ved igangsetting av arbeidet etablert et "Kontaktforum for regelverksutvikling".

Det er lagt opp til møter ved sentrale milepæler i arbeidet slik at de berørte er kjent med og blir gitt anledning til å drøfte konklusjoner/anbefalinger før disse i samsvar med gjeldende instruksjoner blir sendt Kommunal- og arbeidsdepartementet eller sendt på offentlig høring.

I beretningsperioden har direktoratets aktivitet i hovedsak vært rettet mot den utredende delen av arbeidet, dvs rettet mot gjennomgang av eksisterende detaljregelverk og utarbeidelse av ny regelverkstruktur og regelverkstrategi.

Det er videre i beretningsperioden igangsatt aktiviteter som har hatt som målsetting å kartlegge behovet for revisjon av eksisterende detaljregelverk ved blant annet i samarbeid med næringen:

- å gjennomføre en studie av dekningsgraden mellom detaljregelverk fastsatt av Sjøfartsdirektoratet i medhold av Sjødyktighetsloven og sokkelregelverkskrav for innretninger til bruk i petroleumsvirksomheten
- å vurdere anvendeligheten av Oljedirektoratets konstruksjonsforskrifter overfor flyttbare innretninger med skrogform, samt med bakgrunn i ovennevnte, å fremme eventuelle forslag til nødvendige justeringer

4.2.2 Regelverksarbeid

I påvente av utvikling av ny regelverksstruktur, er arbeidet med revisjon av detaljregelverk med enkelte unntak utsatt. Dette for ikke å binde opp direktoratets handlefrihet.

Det er likevel igangsatt revisjonsarbeider for regelverk innen områdene boring, brønnteologi og stigerør, bemannede undervannsoperasjoner, samt utvikling av retningslinjer i medhold av Oljedirektoratets konstruksjonsforskrift.

Disse arbeidene er igangsatt/videreført delvis for å kunne "prøve ut" i praksis de strategier som trekkes opp i regelverksprosjektet. Videre fordi det er behov for utvikling av nye regler innen disse områdene.

I tillegg har Oljedirektoratet, som et kortsiktig tiltak, utarbeidet utkast til forskrift som vil medføre at

det detaljregelverk som kommer til anvendelse for flyttbare innretninger som driver "leteboring" i hovedsak også vil komme til anvendelse for "produksjonsboring".

I beretningsperioden har Oljedirektoratet utgitt følgende retningslinjer:

- Retningslinjer for laster og lastvirkninger (2. januar 1987)
- Retningslinjer for korrosjonsbeskyttelse av innretninger (22. desember 1987)

I tillegg er følgende retningslinjer under utarbeidelse:

- Retningslinjer for stålmaterialer er til offentlig høring med frist 31.12.1987.
- Retningslinjer for beregning av stålkonstruksjoner, ventes klar til offentlig høring i 1988.
- Retningslinjer for betongkonstruksjoner har vært til intern høring. De forventes klar til offentlig høring sommeren 1988.
- Retningslinjer for flytende konstruksjoner vil være klar til intern høring våren 1988 og offentlig høring ved årsskiftet 1988/89.
- Retningslinjer for fundamentering er til offentlig høring med frist 31.12.1987.

4.3 Tilsynsaktiviteter

Oljedirektoratets tilsyn skal motivere og bidra til å sikre at deltakerne i petroleumsvirksomheten etterlever regelverket på en fullverdig måte gjennom internkontrollprinsippet, for derigjennom å bidra til at Oljedirektoratets sikkerhetsmessige mål vedrørende sikkerhet og arbeidsmiljø blir ivarettatt på best mulig måte.

Oljedirektoratet ser til at operatør har et styringssystem som sikrer at virksomheten planlegges, organiseres og vedlikeholdes i samsvar med krav i lover og forskrifter. Dette ivaretas ved å granske hvordan styringssystemene følges og vedlikeholdes (systemrevisjoner) og gjennom stikkprøver å få bekreftet at aktiviteter og produkter er i samsvar med spesifiserte krav (verifikasjoner).

Ved en rekke milepæler definert i sikkerhetsforskriftene kreves samtykker fra Oljedirektoratet for å kunne igangsette petroleumsvirksomhet.

I 1987 ble det gitt 95 samtykker og delsamtykker som fordeles som følger:

10 samtykker til undersøkelse, med 96 boretillatelse-tilknyttet

26 samtykker til leteboring, med 36 boretillatelse-tilknyttet

6 samtykker til detaljprosjektering

3 samtykker til fabrikkasjon

12 samtykker til installering

26 samtykker til bruk

3 samtykker til ombygging av eller endring av bruksformål

9 samtykker til bruk av servicefartøy.

Foruten dette er det gitt 49 tillatelse til produksjonsboring samt 1 boretillatelse på Svalbard.

1987 var det første året hvor Oljedirektoratet hadde en samlet tilsynsplan for norsk kontinentalsokkel og

på Svalbard, som også inkluderte bistandsetater og samarbeid med koordineringsetater i tilsynsvirksomheten.

De høyest prioriterte innsatsområdene i denne planen var:

- Etterlevelse av arbeidsmiljølovens intensjoner
- Eldre innretninger
- Tidlig fase

Det ble utført 11 større systemrevisjoner mot 9 forskjellige operatører, og en rekke mindre revisjoner og verifikasjoner. Ved to av de større systemrevisjonene deltok personer fra Health & Safety Executive Accident Prevention Advisory Unit, Storbritannia, og fra Canada-New Foundland Offshore Petroleum Board, Canada.

Disse aktivitetene har bekreftet en generell positiv utvikling m h t operatørselskapenes forståelse for og etterlevelse av internkontrollplikten. Når det gjelder styringssystemer for ivaretagelse av pliktene etter arbeidsmiljøloven, gjenstår en god del.

Hos enkelte operatører er det fremdeles visse svakheter ved vedlikeholdssystemene. Forøvrig synes internkontrollplikten i forbindelse med de rene tekniske sider tilfredsstillende ivaretatt.

Det er i 1987 også utarbeidet en tilsynplan for 1988, hvor det stilles større krav til systematikk og målrettethet i den enkelte tilsynsaktivitet og i planen totalt.

4.4 Arbeidsmiljø

4.4.1 Systemrevisjoner

Driftsfase

Oljedirektoratet har i 1987 prioritert revisjoner som har rettet seg mot selskapenes ivaretagelse av arbeidsmiljøet på eldre innretninger.

Revisjonene har avdekket at det fremdeles mangler systematikk når det gjelder å kartlegge og overvåke arbeidsmiljøet. Direktoratet har registrert at det er behov for en klargjøring av arbeids- og ansvarsområde mellom operatør og kontraktør innen dette område.

Prosjekteringsfase

Oljedirektoratet har i 1987 gjennomført systemrevisjoner rettet mot selskapenes prosjektering av innretninger for petroleumsvirksomheten til havs. Selskapenes ivaretagelse av arbeidsmiljøforhold i denne fasen vil bli ytterligere fokusert i 1988. Bakgrunnen for dette er at direktoratet vil sikre seg at disse forhold blir ivaretatt på en tilfredsstillende måte, da grunnlaget for et godt arbeidsmiljø på innretningene i hovedsak legges i designfasen.

Revisjonene har rettet seg mot selskapenes kvalitetssikringssystemer. Disse er blitt gjennomgått også med tanke på hvordan arbeidsmiljømessige forhold er ivaretatt.

Et sentralt spørsmål er hvilke akseptkriterier operatørselskapene har etablert som referanseverdier og grunnlag for sin kontroll (tilsyn).

Når operatørselskapene skal vurdere om forhold er

ivaretatt og i overensstemmelse med egne krav, og eventuelt angi avvik, er det en forutsetning at en har referanseverdier. Enkelte arbeidsmiljøkrav kan være vanskelig å kvantifisere, men dette kan gjøres bedre enn hva som ble registrert ved Oljedirektoratets revisjoner i 1987.

Ved slike forhold som er vanskelig å kvantifisere, blir holdninger, enhetlig (felles) forståelse og målsetting svært viktig som styringsverktøy.

Oljedirektoratets erfaringer er at arbeidsmiljøforhold i hovedsak betraktes som et driftsansvar. Det er ikke etablert tilfredsstillende system for erfaringsoverføring fra drift til prosjekt. Selskapene har i liten utstrekning spesifisert arbeidsmiljøkrav og implementert disse i sine kvalitetssikringssystemer ved oppstart av et prosjekt. Likeledes registrerer direktoratet at prosjektgruppene i liten grad har eller trekker på faglig kompetanse innen arbeidsmiljø i tidlig fase av prosjektet. Ettersom internkontrollsystemet også skal omfatte arbeidsmiljø, burde disse forhold vært bedre ivaretatt i selskapene.

Direktoratet registrerer imidlertid som positivt at enkelte selskaper nå er i ferd med eller har utarbeidet tekniske spesifikasjoner relatert til arbeidsmiljøforhold som vil bli anvendt i designfasen.

Direktoratets forventninger til selskapenes oppfølging av arbeidsmiljøforhold i de enkelte faser av prosjektet, er at disse forhold sikres kvalitet på en like systematisk, planlagt og effektiv måte som det gjøres for rent tekniske og sikkerhetsmessige forhold. Det forutsettes således at de prinsipper og styringselementer som gjelder for kvalitetssikring, også anvendes for å sikre kvalitet på arbeidsmiljøet.

4.4.2 Godkjennelses- og samtykkebestemmelser

Oljedirektoratet vil fortsatt legge stor vekt på forebyggende sikkerhet og arbeidsmiljø. Det er derfor av stor betydning at dette ivaretas i tidlig fase i plan for utbygging og drift (PUD), og i senere dokumentasjon i forbindelse med søknad om samtykker. Det er i denne sammenheng viktig at Oljedirektoratet i nødvendig grad klargjør overfor industrien hvilke krav som forventes tilfredsstillt. Oljedirektoratet har derfor igangsatt arbeid på dette området.

4.4.3 Koordinerende arbeidsmiljøutvalg

I løpet av 1987 er det gitt pålegg til samtlige operatørselskap med ansvar innen arbeidsmiljølovens (AMLs) virkeområde om at det skal opprettes koordinerende arbeidsmiljøutvalg (K-AMU). Dette K-AMU skal samordne verne- og miljøarbeidet på feltet og bestå av representanter fra både operatørselskapet og entreprenør(er).

Det har vært en diskusjon omkring K-AMUs grenseflater mot de enkelte bedrifters arbeidsmiljøutvalg og K-AMUs rolle i det løpende arbeidet for å sikre et fullt forsvarlig arbeidsmiljø. Denne diskusjonen er ennå ikke avsluttet.

4.4.4 Boligkvarter

I de siste årene har den generelle standarden på boligkvarter på norsk sokkel blitt vesentlig bedre. Enkelt-

rom, flere oppholdsrom både for røykere og ikke-røykere og fritidsrom både for rolige og "støyende" aktiviteter er blitt mer vanlig.

Oljedirektoratet har i 1987 gjennomført revisjoner rettet mot operatørselskapenes egne vurderinger av de eldre boligkvarterene. Revisjonene har signalisert forventninger til at oppgraderinger er nødvendig om AMLs krav til å følge utviklingen forøvrig skal innfris. Det har vært fokusert på selskapenes internkontroll og planer relatert til boligkvarterene for fremtiden.

4.4.5 Naturlig ventilasjon

Regelverket stiller krav til ventilasjon for å hindre gasskonsentrasjoner som vil representere eksplosjons- og/eller forgiftningsfare.

På installasjoner til havs benyttes naturlig ventilasjon i stor grad. Målinger foretatt på en større plattform, viser at ventilasjonsmengden er i henhold til beregninger og tilfredsstillende i regelverket. Kravene er her stilt ut fra ugunstigste driftsforhold, dvs varmt vær og lite vind. Ved økende vind blir ventilasjonen bedre, men da vil det kunne oppstå miljøproblemer ved at de store luftmengdene gir trekkfølelse og skaper kulde.

Flere operatørselskap ser nå på muligheten for å optimalisere naturlig ventilasjon. Det søkes å finne metoder som gir tilstrekkelig ventilasjon samtidig som at trekk og kulde ikke ødelegger arbeidsmiljøet. Disse prosjektene vil trolig fortsette med økt intensitet i årene fremover.

4.4.6 Avising med metanol

Under kuldeperioden i januar 1987 ble det benyttet metanol for avisingsformål på gangveier, noe som ved et tilfelle medførte metanolforgiftning. Selv om det denne gangen gikk bra, er metanol et for helsefarlig stoff til å brukes på denne måten. Det finnes andre metoder for effektiv avising, bl a vil varmluftsinnblåsning bli benyttet.

4.4.7 Støy

Mange arbeidsplasser på installasjonene har hørselskadelig støy som krever bruk av hørselvern. For Statfjordfeltet har en i de senere årene fått bedre oversikt over i hvilken grad manglende bruk av hørselvern fører til hørselskade blant arbeidstakerne. Andre felt kommer nå etter med tilsvarende kartlegging.

Hørselundersøkelsen av operatøransatte på Statfjordfeltet i perioden 1982-87 viste at ca 1/3 hadde en tidligere støyskade ved ansettelse. I løpet av denne fem-årsperioden utviklet 5 % av de undersøkte en permanent endring av hørselen som antas å skyldes støypåvirkning ved arbeid på Statfjord. Bruken av hørselvern er altså ikke god nok til å unngå langtidsvirkninger.

Støyproblemene bør først og fremst søkes løst ved prosjektering av innretningen. På bakgrunn av det støynivået en i dag har på innretningene til havs, vil Oljedirektoratet understreke betydningen av riktig bruk av hørselvern.

4.4.8 Organisasjonsforhold for innleid personell

Tradisjonelt utfører innleid personell arbeidsoppgaver som operatørselskapene føler de ikke har egen kompetanse til å dekke eller oppgaver som er begrenset i tid og omfang. Som eksempler på innleid personell kan nevnes vedlikeholdsarbeidere, borepersonell og forpleiningsansatte.

Innleid personell har tradisjonelt hatt lavere status enn operatørpersoneell, og dette har i noen grad preget de arbeidsforholdene disse har arbeidet under.

I utvikling av ny og forbedring av eksisterende teknologi er det fordelaktig at personell med brukererfaring fra tilsvarende driftsforhold tas med i kartleggings- og planleggingsarbeidet. Når spesielle arbeidsoperasjoner i vesentlig grad utføres av personell som ikke er ansatt i operatørselskapene, blir dette i praksis vanskelig. For å kompensere for dette, har leieselskap blitt benyttet som konsulenter innen sine fagområder.

Tekniske forbedringer eller konstruksjonsendringer krever tid til å få planlagt og gjennomført. Personell som er ansatt bare i kortere periode, vil ofte vise lite engasjement i problemer som muligens ikke blir løst før etter at disse har forlatt plattformen.

Arbeidsgiver har et selvstendig ansvar for å se til at ansatte har et godt arbeidsmiljø. Ønske om endringer rapporteres i linjeledelsen. For innleid personell er ikke arbeidsgiver i operatørs linjeorganisasjonen, og dette kan redusere mulighetene for å påvirke arbeidsmiljøet gjennom arbeidsgiver.

To norske operatørselskap ansetter eget forpleiningspersonell og benytter disse aktivt i planlegging og utforming av nye boligkvarter. Det kan se ut som om dette har hatt en positiv virkning på deres arbeidssituasjon og kvaliteten på de nye boligkvarterene.

4.5 Beredskap

4.5.1 Retningslinjer for beredskap

Arbeidet med prosjektet "Retningslinjer for beredskap" ble avsluttet høsten 1987. Resultatet foreligger nå i form av en rapport som vil være underlagsdokumentasjon for et fremtidig beredskapsregelverk i petroleumsvirksomheten på norsk sokkel.

4.5.2 Tidlig prosjektfase

Gjennom revisjon av prosjekter i tidlig fase har Oljedirektoratet erfart at forståelsen av begrepet beredskap varierer mellom de forskjellige operatørselskap. Forståelse og oppfatning av begrepet beredskap varierer også internt i selskapene.

Dette fører til ulik integrering av beredskapsaspektet i prosjekteringsfasen, noe som igjen kan influere på godheten av det endelige konsept. For å oppnå en harmonisert begrepsforståelse, er det nødvendig å satse på en god kontakt med operatørselskapene på faglig basis, såvel som gjennom tilsynsaktivitet. Det er viktig at beredskapsproblematikken tas opp tidligst mulig i prosjektene for å oppnå et optimalt sikkerhetsmessig og økonomisk konsept med hensyn til design, operasjon og organisasjon.

4.5.3 Oljedirektoratets beredskap

Oljedirektoratet har egen beredskapssentral som kan aktiviseres under øvelser eller i krise/ulykkessituasjoner. Sentralen omfatter rom og utstyr for:

- informasjon, konferanser, operasjonshåndtering og service (telex, telefax, datalogg mv). Logg mv kan overføres til storskjerm i eget møterom i forbindelse med f eks pressekonferanser. Sambandsopplegget omfatter direkte linje til operatørselskapene og hovedredningsentralene.

Via direktelinje til Hovedredningsssentralen på Sola kan en på skjermterminal observere redningssentralens loggføring. Denne ordningen har vist seg meget nyttig.

I innkjøringsfasen oppstod en del problemer med telekommunikasjonene. Etter utbedring av disse forhold har beredskapssentralen fungert tilfredsstillende og i overensstemmelse med forutsetningene.

4.6 Boring og brønnteknologi

4.6.1 Grunn gass-problemer

Med utgangspunkt i kartlegging av utbredelse og omfang av grunn gass, samt de siste års alvorlige ulykker ved påtreffing av grunn gass under boring, ønsket Oljedirektoratet å samle oljeindustrien til en oppsummering av erfaringer og kunnskaper innen dette området.

Den 27. og 28.8.87 arrangerte Oljedirektoratet derfor et seminar hvor farer og problemstillinger som følge av grunn gass, ble belyst.

Representanter fra operatørselskaper, borekontraktører, serviceselskaper, forskningsinstitusjoner og andre, sammen med representanter fra relevante myndigheter, deltok. Deltakelsen ble av Oljedirektoratet begrenset til 180 personer.

Det er utgitt et eget kompendium som oppsummerer seminaret.

4.6.2 Leteboring i nordområdene

Generelt

Oljedirektoratet har nøye fulgt opp den leteboringen i Barentshavet som begynte i 1987. I denne sammenheng ble Oljedirektoratets veiledning "Vurderingskriterier for leteboring i nordområdene" lagt til grunn.

Som et ledd i oppfølgingen av aktiviteten, ble det for den delen av 11. konsesjonsrunde som omfattet nøkkelblokkene i område III, utarbeidet et spørreskjema til operatørskapssøkerne. Her ble søkerne bedt

om å svare på konkrete problemstillinger for operasjon i det aktuelle område, med spesiell vekt på beredskapsmessige forhold. Svarene som ble gitt, var meget nyttige under utarbeidelse av innstilling til departementet.

Samordning av boreaktivitetene

Det er en generell oppfatning fra alle operatørselskapene som har boret på blokker tildelt i 11. konsesjonsrunde i 1987, at samordningen av boreaktivitetene i Barentshavet har åpenbare fordeler. En samordning av tjenesteytelser og leveranser som forsyningsbase, helikoptre, forsynings- og hjelpefartøyer og legevakt er operasjonelt hensiktsmessig og kan være samfunnsøkonomisk besparende. Bruk av to boreinnretninger i to boresekvenser i 11. runde i 1987 var antagelig også økonomisk besparende, og betydde dessuten at beredskapsnivået for begge boreoperasjoner økte i det store området i Barentshavet.

Samordning krever også et utstrakt samarbeid mellom operatørene; hvilket innebar en bedret kontakt og en økt utveksling av informasjon.

I tilknytning til innbydelse til å delta i 11. konsesjonsrunde, satte OED i brev av 27. mars 1987 betingelser om at boreaktiviteten skulle samordnes:

- jevn boreaktivitet året rundt skulle oppnås
- boreaktivitetene må bli koordinert ifølge boresekvens fastlagt av Olje- og energidepartementet
- kontinuerlig helårsboring må foregå innenfor rammen av rimelig kostnad
- lisensavtalene skal gjelde

Videre ble det lagt et press på de involverte parter om at de praktiske delene av avtalen i forbindelse med boreoperasjonen skulle være ferdig forhandlet til 1. mai 1987.

Statoil, Norsk Hydro og Saga som fikk tildelt en utvinningstillatelse hver 10. april 1987, fikk en sentral rolle i utarbeidelsen av denne avtalen om samordning av boreaktivitetene.

I Oljedirektoratet ble det satt i gang en prosess for å finne ut hva som var mulig i henhold til regelverket. Det ble konkludert med at så lenge prinsippet om at hver enkelt operatør selv er ansvarlig for sine operasjoner gjelder, så en ikke formelle problemer.

Innretningene som ble valgt var "Polar Pioneer" og "Ross Rig" på kontrakt med henholdsvis Norsk Hydro og Statoil. Pr 31.12.87 var en ferdig med, eller hadde påbegynt følgende borehull tildelt i 11. konsesjonsrunde:

Selskap	Blokk nr	Utvinningstillatelse	Boreinnretning
Norsk Hydro	7321/8-1	141	"Polar Pioneer"
	7219/9-1	136	"Polar Pioneer"
Total	7122/6-1	138	"Polar Pioneer"
Saga	7124/3-1	135	"Ross Rig"
Statoil	7226/11-1	139	"Ross Rig"

Boreoperasjonene er blitt gjennomført uten nevneverdige operasjonelle problemer. I tillegg har værforholdene pr 31.12.87 vært sjeldent gode, sammenlignet med hva en kan forvente i dette området på denne tiden av året.

Støttefunksjoner

To helikopter ble stasjonert i Hammerfest for å besørge persontransport til og fra innretningene. Operatørene har en avtale med helikopterselskapet som innebærer at ett helikopter skal kunne være disponibelt til søks- og redningsoppdrag innen kort tidsfrist. Nødvendig utstyr og de nødvendige mannskaper for dette er stasjonert på helikopterbasen.

Det har i denne sammenheng foregått en viss oppgradering av disse helikoptrene ved at de bl.a. er blitt utrustet med ekstra drivstofftanker som forlenger operasjonstiden betraktelig.

Det er videre inngått avtale med helikopterselskapet om at et visst antall timer skal brukes hver måned til søks- og redningstrening, hvor denne har foregått i tilknytning til de to innretningene.

Erfaringer fra tilsynsvirksomheten

Oljedirektoratet har viet beredskapsfartøyene spesiell oppmerksomhet, da de er av vesentlig betydning for innretningens enhetsberedskap. Det er registrert visse forskjeller mellom de forskjellige operatørers krav til beredskapsfartøy for operasjon i Barentshavet.

Hva angår andre beredskapsmessige forhold, har Oljedirektoratet fokusert spesielt på sikkerhetsopplæring ut over den grunnleggende for innretningenes personell i utøvelsen av tilsynet. Enkelte operatører har i denne sammenheng tatt NIFOs retningslinjer for videregående sikkerhetsopplæring i bruk.

Ellers har Oljedirektoratet fokusert på en del utstyrsdetaljer i tilsynet, som alle har vært ansett for å ha betydning for innretningenes enhetsberedskap.

Tilbakemelding fra operatørselskapene

Etter avslutning av hvert hull, har de forskjellige operatørene blitt bedt om å gi en vurdering av de erfaringer man har høstet på beredskapssiden. Dette vil i første omgang bli praktisert ut to-års perioden. Erfaringene så langt viser få problemer ut over de man har møtt lenger sør.

Øvelse SOSEX-87 i Barentshavet

Denne øvelsen ble avholdt primo september og simulerte utblåsning etterfulgt av en større forurensning fra den flyttbare boreinnretningen "Polar Pioneer". Det ble høstet flere nyttige erfaringer, bl a ble Bjørnøya benyttet som landingsplass for helikopter under øvelsen.

Oljedirektoratet har overfor Kommunal- og arbeidsdepartementet tatt opp behovet for bruk av Bjørnøya som alternativ landingsplass for helikopter i petroleumsvirksomheten. Dette vil det være av stor betydning å få avklart med tanke på det nåværende og fremtidig virksomhet i Barentshavet.

Andre forhold

Et eventuelt utvidet samarbeide med Sovjetunionen hva angår redningstjeneste i Barentshavet knyttet til petroleumsaktiviteten, er under behandling.

Arktisk landboring

På bakgrunn av utsikten for en viss økning av aktivitetene på Svalbard, gjennomførte Oljedirektoratet i 1987 et utredningsprosjekt om arktisk landboring. Formålet med prosjektet var å opparbeide kompetanse innen boreoperasjoner/boreteknologi ved bruk av landrigger i Arktis.

Prosjektet ble todelt, hvor fase 1 kartla tilgjengelige riggkonsepter i Tyskland som ble ansett som representative for potensielle europeiske konsepter tiltenkt bruk på Svalbard. Fase 2 kartla erfaring innen spesielle problemområder for boring i Arktis med permafrost og ekstreme klimatiske forhold. Denne del av prosjektet ble lagt til Canada og Alaska.

Erfaringene fra prosjektet skal brukes til å evaluere potensielle rigg-konsepter, samt bidra til å danne grunnlag for Oljedirektoratets vurdering av utstyr og prosedyrer for bruk på Svalbard.

4.7 Bærende konstruksjoner og rørledninger

Det har i 1987 vært arbeidet med en beskrivelse av anvendelsen av regelverk på eldre innretninger på sokkelen. Det er videre laget en utdyping av "Forskrift for bærende konstruksjoner" og "Retningslinjer for laster og lastvirkninger" for å få et enhetlig tolkningsgrunnlag av regelverket.

4.7.1 Retningslinjer for laster og lastvirkninger

Oljedirektoratet har i 1987 utgitt nye retningslinjer for fastsettelse av laster og lastvirkninger på konstruksjoner til havs. Det er gjennomgått ulike typer laster og gitt anbefalinger til hvordan lastene kan fastsettes. Det er også gitt veiledende verdier for viktige laster.

4.7.2 Sammenligning av krav til strukturell styrke for halvt nedsenkbare, flyttbare og oppjekkable innretninger og skip

I forbindelse med kartlegging av grenseflater mellom Oljedirektoratets forskrifter og Det norske Veritas' (DnV) regler, ble det i juni 1986 nedsatt en arbeidsgruppe for å identifisere forskjeller mellom Oljedirektoratets Forskrift for bærende konstruksjoner og DnVs regler for flyttbare innretninger og skip. Arbeidsgruppen bestod av representanter fra Oljedirektoratet og DnV.

Sammenligningen ble avsluttet i juni 1987 med følgende hovedkonklusjoner:

- DnVs gjeldende regler for halvt nedsenkbare, flyttbare installasjoner er i hovedsak i tråd med styrkekravene i Oljedirektoratets Forskrift for bærende konstruksjoner.
- DnVs regler for skip er derimot ikke i tråd med styrkekravene i Oljedirektoratets Forskrift for bærende konstruksjoner

For å vurdere forskjellene mellom Oljedirektoratets Forskrift for bærende konstruksjoner og DnVs Regler for skip, ble det satt i gang utredningsprosjekt. Arbeidet omfattet tre hovedområder:

- bølgebelastninger
- bruddstyrke for skrogveiledning mht anvendelse av Oljedirektoratets Forskrift for bærende konstruksjoner på produksjonsinnretninger med skrogform.

Arbeidet har vært utført av DnV, mens styringskomiteen for prosjektet har bestått av representanter fra Oljedirektoratet, Norges Rederiforbund, Det norske Veritas og SINTEF.

Prosjektet antas avsluttet i begynnelsen av 1988.

4.7.3 Risikovurdering av tap av flyteevne (RABL)

Forskningsprogrammet RABL for halvt nedsenkbare plattformer ble initiert tidlig i 1986, etter en forprosjekteringsfase i 1985.

Programmet ble avsluttet i siste halvdel av 1987. Siden har programmet blitt utvidet til også å inkludere halvt nedsenkbare innretninger brukt i produksjons- og i boligsammenheng.

Programmet har finansiell støtte fra norske og britiske myndigheter, samt fra oljeselskaper. RABL har utviklet en analyse-prosedyre for å kunne identifisere ulykkestilstander som kan forårsake tap av flyteevne. Den prinsipielle fremgangsmåte har blitt utviklet etter Oljedirektoratets prinsipper for sikkerhetsvurdering av innretningers konstruksjonskonsepter.

Studier har blitt utført for å kunne demonstrere bruken av denne metode. Disse studier er grunnlaget for konklusjoner og anbefalinger i forbindelse med tap av flyteevne ved konstruksjon av flytende innretninger.

Kollisjonsrisikoen er den mest fremtredende faktor i sikkerhetsvurderingen for flytende innretninger. Dette er ikke knyttet til bruk av innretninger. Deretter følger feil i ballastsystemer og storbranner i struktur som mest aktuelle risikoformer.

4.7.4 Innsamling av naturdata

Innsamling av naturdata (strøm, vind, bølger osv) fra Ekofisk, Frigg og Statfjord har fungert tilfredsstillende i 1987.

Med bistand fra Det norske meteorologiske institutt (DNMI) har det vært utført revisjoner mot innsamlingen på alle tre feltene. Ved bruk av DNMI har direktoratet oppnådd å få større faglig tyngde inn i revisjonene. Bistandsordningen må sies å ha fungert meget tilfredsstillende.

I 1987 har Oljedirektoratet gitt pålegg om innsamling av meteorologiske data under leteboring i Barentshavet. Varslingstjenesten i Barentshavet er mindre pålitelig enn i Nordsjøen. Direktoratet har derfor også pålagt innsamling av meteorologiske data. For boring i område III har direktoratet for vinteren 87/88 pålagt varsling av eventuelle isfjell-bevegelser.

I tillegg har Oljedirektoratet drevet innsamling av naturdata i Barentshavet i samarbeid med Oceano-

graphic Data Acquisiting Project (ODAP). Prosjektet finansieres med hjelp av ODAP. I 1987 har ODAP betalt 4.5 mill kroner av prosjektets totale budsjett på 14 mill kroner. Oljedirektoratets prosjekt har bestått av to bølgehøyde/ retningsmålingsstasjoner og tre strømmålingsstasjoner.

Forskningsfartøyet M/S "Endre Dyrøy" har vært leid fra Georg Lokøy, Brattholmen. Fartøyet har ligget på Sentralbanken i posisjon 74 30'N 31 00'Ø når det ikke har vært benyttet av ulike vitenskapelige institusjoner. Fartøyet har skiftet mannskap hver 4 uke, og i forbindelse med dette skiftet går fartøyet på en rundtur til alle målestasjoner for vedlikehold og ettersyn. På denne rundturen har det også blitt tatt prøver av vannet fra forskjellige dyp.

Det er installert en automatisk værstasjon på fartøyet. Denne registrerer meteorologiske data som overføres automatisk via satellitt til DNMI på Blindern, som benytter dataene i forbindelse med værvarsling.

Følgende firma og institusjoner har hatt aktivitet ombord i fartøyet:

- Oceanor A/S, Trondheim har utført bølge- og strømmålinger
- DNMI har hatt ansvaret for de meteorologiske målingene som utføres hver tredje time og rapporteres til land
- M/S "Endre Dyrøy"s mannskap har drevet fartøyet, og bistått de ulike oppdrag ombord
- Havforskningsinstituttet har tatt vannprøver og foretatt planktontråling og pelagisk tråling
- Tromsø Museum har foretatt fugletelling
- Polarinstituttet har bl a foretatt observasjoner ifm næringsvandring hos polarlomvi. Polarinstituttet har også fått hjelp til å tråle etter strømmrigger som har vært satt under isen, og som har vært vanskelig å finne igjen.

For 1988 vil prosjektet endre karakter da leien av M/S "Endre Dyrøy" vil utgå 30.4.88. De siste 8 månedene av året vil vedlikehold og ettersyn av bøyene bli foretatt en gang i måneden fra fartøyer på korttidsleie.

I 1986-87 har Oljedirektoratet foretatt en evaluering av bølgeforholdene i Ekofisk-området. I 1985 fikk operatøren utført en analyse for perioden 1955-84. Oljedirektoratet opprettet en komite både med interne og eksterne medlemmer med oppdrag å vurdere de data og analyser som forelå og å gi anbefalinger om størrelsen på hundreårsbølge. Arbeidet ble avsluttet i 1987, og konklusjonene varierte fra 22,5 m til 25 m. Under prosjekteringen av Ekofisk ble det brukt 23,8 m og Oljedirektoratet fant det rimelig at denne størrelsen ble lagt til grunn også i fremtiden.

4.7.5 Jordskjelv

Oljedirektoratet har i 1987 deltatt i en større studie for bedre å kunne kartlegge jordskjelvaktiviteten på norsk kontinentalsokkel. På bakgrunn av kjente jordskjelv og kunnskap om lokale grunnforhold har det vært mulig å lage statistikk for opptreden av jordskjelv. Dette danner så grunnlag for å spesifisere f eks et

hundreårs jordskjelv på tilsvarende måte som en hundreårsbølge. De mest utsatte områdene synes å være utenfor Sogn og Helgeland. Fra midten av 1970-tallet har innretninger på sokkelen blitt dimensjonert for jordskjelvlaster.

4.7.6 Fullskalamålinger

Fra 1976 er det foretatt målinger av virkninger av naturlaster for 7 produksjonsinnretninger på norsk sokkel. Alle målinger og analyser er avsluttet. I 1987 ble alle rapporter som er laget for Oljedirektoratet gjort offentlige. Dataene fra innsamlingsprosjektene blir lagret for Oljedirektoratet av SINTEF.

4.7.7 Instrumentert overvåking av innretninger

Uttak av petroleumsforekomster på større dyp vanskeliggjør bruk av tradisjonelle overvåkings- og inspeksjonsmetoder pga bl a økt risiko. Lavere oljepris samt behovet for utbygging av marginale felt har påskyndet prosessen med å finne fram til metoder og tekniske løsninger som er tilpasset det nye miljøet, som fungerer uten bruk av dykker og med høy kvalitet til en konkurransedyktig pris. Den nye teknologien er planlagt benyttet av norske operatører, og det er rimelig å tro at andre vil følge etter.

Oljedirektoratet har i 1987 engasjert seg i studier og forskningsvirksomhet på dette området i inn- og utland. Overgang til instrumentert overvåking vil kreve økt innsats både på den tekniske siden og senere innen forskriftsarbeid i de kommende år.

4.7.8 Databank for skader på strukturer og rørledninger

Oljedirektoratet har siden 1984 foretatt systematisk registrering av skader på strukturer og rørledninger basert på operatørens rapportering av utført inspeksjon. Databasen er foreløpig manuelt operert, men vil kreve en kontinuerlig oppdatering av utført inspeksjon/skaderapportering. Dette er tenkt gjennomført ved at data overføres på standardisert format fra operatørselskapene til Oljedirektoratet.

Databasen er tenkt å kunne gi informasjon om skadestatistikker og trendanalyser og identifisere omfang og eventuelle avvik i operatørens inspeksjonsvirksomhet.

4.7.9 Strekkstagkonstruksjoner (TLP)

Det ble i 1987 arbeidet en del med spørsmål i tilknytning til strekkstagkonstruksjoner i Oljedirektoratet. Det er utviklet et internt EDB-program som beregner bevegelsene i en strekkstagkonstruksjon, samt spenninger og utmatting i stagene.

4.7.10 Korrosjon og korrosjonskontroll

Oppfølging av utbyggingsprosjekter, erfaringer fra felt i drift, samt deltakelse i forskningsprosjekter og arbeidsgrupper, gjør Oljedirektoratet i stand til å følge med i utviklingen på det korrosjonstekniske området.

Direktoratet har vært aktiv i arbeidsgrupper som utarbeider internasjonale standarder innen fagområ-

det. Dette har skjedd gjennom deltakelse i organisasjonene NACE (National Association of Corrosion Engineers) og CCEJV (Corrosion Control Engineering Joint Venture between the Institution of Corrosion Science & Technology and NACE).

I de senere år er vektbesparelse blitt en primær målsetning for nye innretninger. Dette har medført nye konsepter hva angår korrosjonsbeskyttelse. Avanserte beleggsystemer på primærstrukturen i kombinasjon med katodisk beskyttelse er i ferd med å bli standard. Dette reduserer den nødvendige anodevekten betraktelig og gir totalt sett bedre beskyttelsessystem.

Sjøvannsinjeksjon blir tatt i bruk i stadig større grad for å øke oljeutvinningen. Et resultat er at mengde produsert vann øker på de eldre innretningene med injeksjonsanlegg. Dette vannet er korrosivt og vil forsterke behovet for kjemikaliebehandling og tilstandskontroll i prosessutstyr og rørledninger.

4.7.11 Konstruksjonsstål

Gjennom oppfølging av utbyggingsprosjekter, regelverksarbeid, deltakelse i forskningsprosjekter og komiteearbeid, følger Oljedirektoratet utviklingen og de erfaringer som gjøres innen det materialtekniske området.

I nyere utbyggingsprosjekter har industrien gått over til bruk av mikrolegert lavkarbonstål og kontrollert valset stål i bærende konstruksjoner.

Interessen for å ta i bruk høyfast stål i konstruksjoner er økende. Flere utbyggingsprosjekter som nylig er påbegynt eller som er under prosjektering vil/kan komme til å benytte dette materialet.

Interesse for bruk av støpte knutepunkter synes også å ha økt de seneste årene. Fordelen ved å bruke disse sammenlignet med en sveist konstruksjon vil være at fabrikkasjonen forenkles og at en får lavere spenningskonsentrasjon i knutepunktets hulkiler, slik at utmattingslevetiden øker.

Oljedirektoratet har i 1987 hatt til offentlig høring utkast til "Retningslinjer for materialvalg og fabrikkasjon av stålkonstruksjoner". Høringskommentarene viser at det er stor interesse fra operatørselskap, verkstedsindustri og andre selskap og institusjoner for retningslinjen.

Oljedirektoratet har tidligere besluttet å gjennomføre undersøkelser av stål som blir benyttet i utbyggingsprosjekt på sokkelen. Stål blir benyttet i de mest belastede deler av den bærende konstruksjonen. Gjennom sveisesimuleringsforsøk kan en få inntrykk av stålets mikrostruktur og bruddseighetssegenskaper i sveisens varmpåvirkede sone. I 1987 er stål fra ett utbyggingsprosjekt undersøkt. Totalt er nå stål fra 15 forskjellige prosjekter undersøkt. I 1987 ble det publisert en artikkel i det amerikanske tidsskriftet "Welding Journal" som omhandler undersøkelsen av 10 av disse stålene. Tidsskriftet er et organ for det anerkjente "American Welding Society". Ved utgangen av året ble artikkelen og undersøkelsen den beskriver, tildelt "American Welding Society"s ærespris. Artikkelen er

utarbeidet av SINTEF i samarbeid med Oljedirektoratet.

4.7.12 Internkontroll

Som oppfølging av tidligere undersøkelser vedrørende internkontroll og kvalitetssikring hos operatør og i prosjekter, satte Oljedirektoratet høsten 1986 i gang en lignende undersøkelse innen entreprenørindustrien for om mulig å kartlegge industriens erfaringer i forbindelse med kravene om kvalitetssikring. Erfaringene fra ca 60 firma og bedrifter er nå innsamlet og under bearbeidelse og forventes presentert i en rapport tidlig i 1988.

4.8 Elektriske anlegg og sikringssystemer

4.8.1 Elektriske anlegg og utstyr

Tilsyn med rettighetshavernes internkontrollsystemer og enkelte problemområder er viet spesiell oppmerksomhet, bla:

- For å beherske og eventuelt få redusert kortslutningsytelsene i elektriske anlegg, ber nå Oljedirektoratet om at selskapene presentere sitt syn på dimensjonering og drift av hovedgeneratorer, store motorer og transformatorer før reaktanser er bestemt og konstruksjoner fastlåst. Dette har bl a resultert i at nye anlegg prosjekteres med andre spenningsnivåer enn gamle, både for høyspent og lavspent, f eks 660 V. Videre er det forslag om å bruke frekvensregulatorer for store motorer og strøm-begrensere i apparatanlegg.

For å bidra til bedre erfaringsoverføring og fokusere på spesielle problemområder, har en tatt en rekke bilder fra utførte anlegg og presentert deler av samlingen på kurs og for kursarrangører, samt for operatørselskaper, konsulenter og leverandører. Betydelige forbedringer er senere registrert, som bl a:

- Leverandører har utviklet materiell tilpasset krav i forskriftene, f eks spesialutstyr for varmekabelanlegg og jordingsarrangement i koblingsbokser og skap.
- Ved vedlikehold og oppgradering av gamle elektrisk anlegg er det valgt egnet materiell og god anleggspraksis.
Ett problemfylt område som vil kreve ekstra oppmerksomhet og innsats, er kunstig ventilasjon og rom med overtrykk.

4.8.2 Programmerbare elektroniske systemer for nødavstenging og sikring av prosess, samt for brann- og gassvarslingssystemet

Regelverket som er i bruk i dag, er ikke bygget opp omkring programmerbare elektroniske systemer (PES). I forskrifter for produksjons- og hjelpesystemer er det beskrevet en del funksjonskrav. I tillegg finnes det en del internasjonale koder og standarder, men foreløpig synes de ikke å være tilfredsstillende for ovenfornevnte systemer. Det foregår også en del regelverksarbeid på dette feltet, bl a i Storbritannia, som ser ut til å føre i riktig retning.

Utviklingen i Nordsjøen har vært at man har gått over fra rene relesystemer til først enkle og oversiktlige programmerbare elektroniske nødavstengingssystemer, for så å øke i kompleksitet og størrelse. I tillegg har en fått integrerte systemer for de ulike sikringsfunksjoner. Dette har ikke alltid vært like vellykket.

Da utviklingen går fort på dette området, viser det seg at systemer går fort ut av produksjon til tross for god brukererfaring. Dette fører til at det er få eller ingen like anlegg i drift, og dermed får en ikke så god bruker støtte fra leverandør som ønskelig.

På grunnlag av erfaringer fra de enkle anlegg via store komplekse integrerte systemer, har trenden nå snudd for de nye prosjektene. Disse får enklere og mer oversiktlige programmerbare elektroniske systemer.

4.8.3 Havbunnskontrollsystem

Ved store avstander mellom overflate- og havbunnsinnretning kan nedstengningstiden av sikkerhetsventilene bli urimelig lang.

Det er viktig at nedstengningstiden blir klart definert på konseptstadiet avhengig av sikkerhets- og forurensningsmessige forhold.

Det har i det siste vært tendenser som går mot en "svekkelse" av prinsippet om at ventiler av sikkerhetsmessig betydning går til sikker posisjon ved eventuelle feil ("fail-safe"). Etter Oljedirektoratets oppfatning bør "fail-safe" prinsippet opprettholdes for alle deler av sikringssystemet, også for signal- og kraftoverføringen.

Oljedirektoratet har hittil akseptert felles system for signaloverføring for kontroll- og sikringssystemet. Det er viktig at en ved design av systemene tar tilstrekkelig hensyn til dette, slik at det ikke går på bekostning av sikkerheten.

4.8.4 Bruk av plastmaterialer

Gjennom de senere år har Oljedirektoratet møtt et stadig sterkere press fra operatører og leverandører for å akseptere anvendelsen av plastrør på innretninger for bruk i petroleumsvirksomhet. Oljedirektoratets forskrifter krever at ikke-brennbare materialer skal benyttes så langt dette er mulig. Det er likevel klart at rør av plaskompositter kan ha en rekke fortrinn i forhold til stål eller andre metalliske materialer, f eks:

- lave montasje- og vedlikeholdskostnader
- lav vekt
- god bestandighet mot de fleste typer kjemikalier

Med dagens lave oljepris og selskapene bestrebelser på å holde utbyggings- og vedlikeholdsutgifter nede, blir bruk av plastmaterialer enda mer interessant.

Slik Oljedirektoratet ser det, er det en del ulemper med plastmaterialer:

- de er brennbare
- utvikler røyk ved brann
- lav slagstyrke

- problemer med kvalitetskontroll
- manglende kunnskap om materiale

Innenfor noen av disse problemområdene har det vært utført et stort arbeid det siste året.

Oljedirektoratet har akseptert bruk av plastkompositter i begrenset grad. Hensikten er å få samlet erfaring med disse nye materialene innenfor områder hvor teknisk svikt eller feilaktig bruk ikke vil få sikkerhetsmessige konsekvenser. Etter hvert som erfaringene øker, vil Oljedirektoratet være i stand til å vurdere om det er forsvarlig å øke bruken.

4.8.5 Akseptkriterier for hydrokarbon-brannskiller

Oljedirektoratet har i 1987 sluttført prosjektet "Akseptkriterier for hydrokarbonbrannskiller". Prosjektet er gjennomført i nært samarbeid med SINTEF og Norges Branntekniske Laboratorium.

Som et resultat av arbeidet, er det utviklet en ny brannkurve som benyttes ved simulering av en hydrokarbonbrann, og en testspesifikasjon.

Dette arbeidet har også hatt bidrag fra et brannlaboratorium i England, slik at prøvingsprosedyren for hydrokarbonbrannskiller nå er den samme i England og Norge.

Arbeidet er presentert ved en internasjonal konferanse "New Technology to reduce Fire Losses and Costs", samt introdusert i det internasjonale samarbeidet i ISO/TC92/SC2 - "Fire Resistance".

Den nye hydrokarbonbrannkurven er innarbeidet i den reviderte utgaven av internasjonal standard ISO 834.

4.8.6 Branner

Følgende branner på produksjonsinnretninger er innrapportert av operatørselskapene i 1987:

	Konst fasen	Driftsfasen		
		"A"	"B"	"C"
1. Personskader og store materielle skader				
2. Personskader og mindre eller ingen materielle skader				
3. Ingen personskade, men større materielle skader				
4. Ingen personskade og mindre eller ingen materielle skader		17	23	3
Totalt: 43	0	17	23	3

"A" brannårsak: Som følge av drift/driftsarbeid

"B" brannårsak: Konstruksjonsarbeide

"C" brannårsak: Andre årsaker

Oljedirektoratet har registrert totalt 43 branner i 1987, mot 22 i 1986. Endringen har sammenheng med et høyt aktivitetsnivå i forbindelse med oppjekkingen av Ekofisk-innretningene.

4.9 Dykking

I løpet av 1987 har det på norsk sokkel vært gjennomført 2367 overflateorienterte dykk og 195 885 mannti-

mer i metning. Aktivitetsnivået er ca 8 % høyere enn i 1986.

Den 30.03.87 omkom en dykker under dykking på Osebergfeltet. Dykkeren var på vei fra dykkelokken til arbeidsstedet på 110 meters dyp. Etter at det var klart at dykkeren var i vansker, gikk reservedykker ut av dykkelokken og fant dykkeren på bunnen, bevisstløs og med dykkehjelmen av. Hendelsen er under behandling av påtalemyndighetene og Oljedirektoratet. Det er i denne forbindelse avdekket en svakhet i den tekniske løsningen som skal sikre at dykkerens hjelm forblir på dykkeren under arbeid i vann.

Den 26.12.87 oppstod det brann i babord maskinrom på "Safe Regalia". Brannen forårsaket at 5 av de 6 tilgjengelige "thrusters" som holder fartøyet i posisjon, falt ut. I løpet av hendelsen ble kommunikasjonen til to dykkere i sveisekammeret på sjøbunnen (137 m) brutt i kortere perioder. Etter å ha fått kontroll over situasjonen, ble kommunikasjonen gjenopprettet og et annet dykkefartøy, "Sta Dive", ble rekvirert for å assistere i redningen av de to dykkerne som var igjen på sjøbunnen. Dykkerne ble raskt hentet tilbake til dykkefartøyet "Sta Dive".

Det har vært rapportert 21 tilfeller av ytre øregangsinfeksjoner hos dykkere i 1987. Dette er en økning i forhold til de senere års innrapporterte tilfeller av øregangsinfeksjoner. Oljedirektoratet har i denne sammenheng engasjert forskningsinstitusjonen SINTEF til å beskrive forebyggende tiltak mot ytre øregangsinfeksjoner. Den ferdige rapporten er planlagt distribuert til dykkeindustrien.

Arbeidet med å utarbeide forskrifter for bemannede undervannsoperasjoner (skal erstatte nåværende midlertidige forskrifter for dykking), er høyt prioritert. Disse er planlagt utsendt på høring i første halvdel av 1988.

Oljedirektoratet har i beretningsperioden vært engasjert i oppfølging av kvalifikasjonskrav for personell tilknyttet bemannede undervannsoperasjoner og er nå ferdig med utarbeidelse av kvalifikasjonskrav til majoriteten av personellet som deltar i dykkeoperasjoner.

Prosjektet "Arbeidsmiljø for dykkere"

I forbindelse med prosjektet "Arbeidsmiljø for dykkere" er det i 1987 igangsatt 2 nye delprosjekter. Det ene har til hensikt å kartlegge mulige reduserende tiltak mot støyskader hos dykkere i vann. Det andre delprosjektet har til hensikt å kartlegge mulige forebyggende tiltak mot smittefarer i hyperbare miljø.

Problemer ved dykking til større dyp

Oljedirektoratet nedsatte i 1986 etter initiativ fra Kommunal- og arbeidsdepartementet, en arbeidsgruppe for å vurdere problemområder/begrensninger i forbindelse med dykking dypere enn 180 m. Gruppen har avsluttet arbeidet og innstillingen er offentliggjort.

4.10 Produksjonsanlegg og mekanisk utstyr

Kraner

På en innretning ble det i 1987 registrert feil på det elektroniske styresystemet på flere kraner. Dette forårsaket bl a en ukontrollert kranoperasjon som medførte at bommen ble kjørt med full lårehastighet mot krybben. Dette styresystemet har vært i bruk på offshorekraner i flere år og har vist seg meget driftssikkert. Ved kabelbrudd eller falske spenningsimpulser kunne imidlertid feil i styringen inntreffe. Det er i denne forbindelse utført forbedringer på styresystemet som vil ivareta sikkerheten ved kabelbrudd eller falske spenningsimpulser.

Flyttbare produksjonsinnretninger

Oljedirektoratet har i 1987 behandlet flere planer for utbygging og drift som innbefatter bruk av flyttbare produksjonsinnretninger, som er et nytt konsept på norsk sokkel. Den flytende produksjonsinnretningen "Petrojarl I" på Osebergfeltet har vært i operasjon hele 1987 og erfaringene fra driften er positive.

Undervannsproduksjonsanlegg

På norsk sokkel er det nå to undervannsproduksjonsanlegg i drift, Nord-Øst Frigg og Gullfaks A, og flere andre under utbygging Øst-Frigg, Oseberg, TOGI, Tommeliten samt en rekke på konseptstadiet.

Driftsregulariteten for Nord-Øst-Frigg og Gullfaks A har i 1986 vært meget tilfredsstillende og uten alvorlige problemer. Med den relativt store aktiviteten på undervannsproduksjonsområdet utvikles det nå etter hvert økende kompetanse hos operatører, engineering firmaer og i verkstedsindustrien, men mangel på personell med allsidig erfaring er fortsatt en begrensning. Generelt er det Oljedirektoratets inntrykk at tilgjengelig mekanisk utstyr for undervannskomplettering og produksjon nå er tilfredsstillende, mens utviklingen av kontrollutstyr for fjernstyring, spesielt over lengre avstander, ligger etter i utvikling.

To-fase eller fler-fase strømming er et område hvor grunnlaget for pålitelige beregninger av strømningsforhold under alle driftsforhold fremdeles er mangelfullt og hvor det er sterkt ønskelig med utvikling av bedre teori og beregningsverktøy. Oljedirektoratets oppfølging av TOGI prosjektet i 1987 bekrefter at usikkerhet i strømningsberegninger fremdeles er en begrensende faktor i konseptoptimalisering og kostnadsreduksjon.

4.11 Personskader

4.11.1 Bakgrunnsinformasjon

Oljedirektoratets statistiske oversikt over personskader omfatter skader inntruffet under arbeid på innretninger på norsk kontinentalsokkel i forbindelse med leteboring og produksjon av olje og gass. Oversikten baseres på rapporterte personskader som oppfyller kriteriene fravær inn i neste 12 timers skift og/eller skader som har medført medisinsk behandling.

Disse kriteriene for rapportering av personskader medfører at tallmaterialet ikke direkte kan sammen-

holdes med tilsvarende offentlige oppgaver fra annen virksomhet da petroleumsvirksomheten er pålagt andre og til dels strengere melderegler.

Antall skader på produksjonsinnretningene sammenholdes med de arbeidstimer rettighetshaverne har rapportert fra de enkelte innretninger og felt hvert kvartal. Et årsverk er i denne sammenheng definert lik 1752 arbeidstimer.

Oljedirektoratet utfører regelmessig kontroll og korreksjon av det statistiske grunnlagsmaterialet på grunn av bl a ufullstendig og forsinket rapportering fra selskapene. Rapportering av arbeidsulykker og arbeidstimer fra produksjonsvirksomheten er blitt fulgt opp nøye. Når det gjelder oppfølgingen av rapporteringen fra letevirksomheten, vil denne bli prioritert framover.

Personskader innen dykking har en annen inndeling og blir registrert som dødsfall, andre skader og trykkfallskader.

4.11.2 Skadeoversikt for dykkeaktiviteter

Figur 4.11.a gir en oversikt over antall personskader rapportert til Oljedirektoratet i årene 1978-87 i forbindelse med dykkeaktivitetene på den norske kontinentalsokkelen. Personskadene er inndelt i kategoriene dødsfall, andre skader og trykkfallskader.

Innrapporterte nestenulykker og andre sykdomsrelaterte tilfeller er ikke inkludert i oversikten.

4.11.3 Skadeoversikt for produksjonsaktiviteten

Det er innmeldt 815 personskader i forbindelse med produksjon av olje og gass i 1987, hvorav ingen med dødelig utgang. Dette er 209 flere enn året før, dvs en økning på 34,5 %. Samtidig ble det rapportert 12775 årsverk, en økning på 30,8 %. Denne økning skyldes vesentlig aktiviteten på Ekofisk i forbindelse med oppjekkingen sist sommer.

Skadefrekvensen varierer betydelig fra operatør til operatør. Dette skyldes bl a store ulikheter i aktivitetsnivåene, type innretninger og feltutviklingens ulike faser.

Tabellene

Tabell 4.11.a viser bl a en oversikt over personskader pr 1000 årsverk i tidsrommet 1976-87 i produksjonsvirksomheten. Tabellen viser en økning i skadefrekvensen i 1987 i forhold til 1986 fra 62,0 til 63,7 skader pr 1000 årsverk. På grunn av usikkerheten i tallmaterialet, er denne endring imidlertid ikke signifikant.

Skader inntruffet på innretningene utenom arbeidstiden (fritidsskader) er ikke medregnet i tabellene. I 1987 ble det innmeldt 23 fritidsskader, mot 29 året før.

Tabell 4.11.b viser fordelingen av skadefrekvensene for de ulike funksjonene. Den mest markerte endring i forhold til 1986 har skjedd innen arbeidsområdet boring, hvor skadefrekvensen er redusert fra 89,0 til 66,5. Skader i forbindelse med klemming er redusert betraktelig. Boring står for 12,1 % av arbeidsmengden utført på produksjonsinnretningene og 12,5 % av skadene. Denne nedgang er spesielt positiv sett på

Fig 4.11.a
Totalt antall personskader i forbindelse med dykking
på den norske kontinentalsokkelen i perioden 1978-87.



bakgrunn av den høye skaderisiko boreoperasjonen representerer. Frekvensen pr 1000 årsverk for alvorlige personskader i tilknytning til bore- og brønnvedlikehold er redusert fra 5,1 (i -85 og -86) til 1,3.

Nedgangen må bl a tilskrives den store innsats i de senere år av selskapene, FoU-miljøer og myndigheter for å forebygge skader gjennom opplæring/motivering og innføring av bedre utstyr som fjerner personellet fra eksponert område. Analyser har imidlertid vist at spesielle stillingskategorier innenfor bore- og brønnpersonellet er utsatt for en skadefrekvens som er betydelig høyere enn gjennomsnittet.

Når det gjelder konstruksjons- og vedlikeholdsaktivitetene, som utgjør ca 60 % av aktivitetsnivået både i 1986 og -87, viser skadefrekvensen en markert økning fra 67,0 til 75,9. For første gang er skadefrekvensen i disse aktivitetene høyere enn for aktiviteter knyttet til boring. Da dette er en lite homogen gruppe, finnes det stillingskategorier som har betydelig høyere skadefrekvens enn gjennomsnittsverdien. Dette gjelder spesielt personell involvert i tyngre sveise- og konstruksjonsarbeid. Konstruksjons- og vedlikeholdsaktivitetene står samlet for 62,8 % av arbeidsmengden og 74,8 % av skadene. Tilsvarende tall fra året før var henholdsvis 61,7 og 66,7. Feiltråkk, skader pga håndtering av verktøy og material samt splinter og sprut bl a fra sveise- og slipeutstyr står for hele 45 % av disse skadene. Tilsvarende tall for 1986 var 33 %, altså en relativ

økning på 12 % for en type ulykker hvor man skulle forvente en nedgang, selv med et annet aktivitetsbilde.

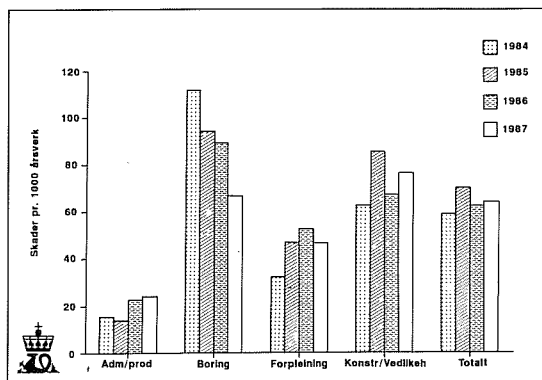
Når det gjelder aktivitetene forpleining og administrasjon/produksjon, er det små endringer i forhold til foregående år.

Tabell 4.11.c viser fordelingen i skader og årsverk for årene -86 og -87 mellom operatør- og entreprenøransatte innen de ulike arbeidsområdene. I 1987 bidro entreprenørselskapene med 69,5 % av den totale arbeidsinnsats på produksjonsinnretningene på sokkelen, mot 65 året før. 88,5 % av skadene i 1987 skjedde innenfor denne gruppe, mot 85 året før. Skadefrekvensen for entreprenøransatte var 81,1, mot 80,8 i 1986. For operatøransatte var skadefrekvensen 24,1 mot 26,5 i 1986. Den vesentligste årsak til denne ulike fordeling er at boring og det meste av konstruksjons- og vedlikeholdsarbeidet utføres av entreprenørselskaper.

Tabellene 4.11.d-g viser fordelingen av skader innen de ulike variabler. For sammenligningens skyld er også tallene for 1986 ført opp i tabellene d-f.

Tabell 4.11.h viser fordelingen av skadene etter alvorlighetsgrad i perioden 1979-1987. Frekvensen for alvorlige ulykker er 0,06 og 0,78 for de mindre alvorlige. En skade defineres som alvorlig dersom den har medført tap av legemsdel (eller deler av disse), varig mén eller når skaden vil medføre langvarig sykefravær.

Fig 4.11.b
Skadefrekvens 1984-87 etter funksjon



Klassifiseringen er foretatt på bakgrunn av opplysninger gitt på skademeldingsskjemaet, og eventuelle tilleggsopplysninger.

Figurene

Figur 4.11.b viser fordelingen av skadefrekvens innenfor de fire hovedaktivitetsområdene i perioden 1984-1987.

4.11.4 Skadeoversikt for leteborings- og rørleggingsaktiviteten

Det er første gang direktoratet offentliggjør en oversikt over arbeidsulykker på innretninger involvert i leteboring og rørlegging. Rapporteringen av skader foregår etter de samme kriterier som for produksjonsinnretningene. Oversikten fra letevirksomheten innbefatter kun skader inntruffet mens innretningene lå i bore- eller rørleggingsposisjon på norsk sokkel. En har ikke beregnet skadefrekvensen for de ulike hoved-

aktivitetene da direktoratet ikke har en fullstendig oversikt over den medgåtte arbeidsmengde.

Tabellene

Tabell 4.11.i og j viser fordelingen av skadehendelser innenfor de ulike stillingsgrupper i 1987.

Konklusjon

Skadefrekvensen for samtlige aktiviteter ligger i 1987 omtrent på samme nivå som året før. Det har imidlertid skjedd en betydelig reduksjon av skader i forbindelse med boreoperasjonen, en utvikling som begynte i 1985.

Skadefrekvensen innen aktivitetene konstruksjon og vedlikehold viser en betydelig økning i forhold til 1986. Denne utvikling har sammenheng med at det i 1987 ble utført spesielt mye konstruksjonsarbeid som medfører bruk av maskinelt håndverktøy og forflytting i arbeidet. Skadene har spesielt gått ut over øye, hånd/finger og fot som sammenlagt står for 59 % av totalt antall skader.

Skadefrekvensene for årene 1979 til 1987 viser store variasjoner og er gjennomsnittlig 60,7. Legges kun tallene til grunn for en vurdering av den sikkerhetsmessige utvikling, viser de ikke forbedring totalt sett. Med bakgrunn i de foretatte revisjoner og den betydelige innsats som er blitt gjort for å etablere pålitelige rutiner for rapportering av skader og arbeidstimer, mener direktoratet likevel at det reelt sett har funnet sted en vesentlig forbedring av den arbeidsmiljø- og sikkerhetsmessige standard på produksjonsinnretningene.

Til tross for de begrensninger og svakheter en må regne med i et så omfattende rapporteringssystem som her er beskrevet, mener direktoratet at de statistiske oversikter gir et rimelig korrekt bilde av personskader i petroleumsvirksomheten på kontinentalsokkelen.

Tab 4.11.a

Skadede/døde pr.1000 årsverk (1976-87). Produksjonsinnretninger mv.

År	Arbeidstimer	Timer pr årsverk	Årsverk	Antall skadede (inkl døde)	Antall skadede pr 1000 årsverk	Antall døde	Antall døde pr 1000 årsverk
1976	4876316	1852	2633	213	80.9	2	0.76
1977	8146948	1852	4399	282	64.1	2	0.45
1978	14932296	1752	8523	624	73.2	6	0.70
1979	14986608	1752	8554	575	67.2	0	0.00
1980	12237720	1752	6985	452	64.7	0	0.00
1981	15612072	1752	8911	415	46.6	0	0.00
1982	14790384	1752	8442	529	62.7	0	0.00
1983	11473848	1752	6549	334	51.0	0	0.00
1984	14643216	1752	8358	491	58.8	1	0.12
1985	15014640	1752	8570	598	69.8	1	0.12
1986	17108280	1752	9765	605	62.0	0	0.00
1987	22341489	1752*	12775	815	63.8	0	0.00
Totalt	166163817	1752	94842	5933	62.6	12	0.13

Et årsverk er i 1987 lik 1612 timer. For å kunne sammenligne ulike år er det her brukt 1752.

Tab 4.11.b
Antall skadede pr 1000 årsverk fordelt på funksjon (1979-87). Produksjonsinnretninger mv.

FUNKSJON		1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987
Administrasjon/ produksjon	Årsverk	1098	1174	1144	1306	1182	1614	1656	1507	2124
	Skader	25	23	22	21	29	25	23	34	51
	Skader/1000 årsverk	22.8	19.6	19.2	16.1	24.5	15.5	13.9	22.6	24.0
Boring	Årsverk	1467	1095	1098	1289	1300	1324	1384	1371	1550
	Skader	186	148	116	137	104	148	130	122	103
	Skader/1000 årsverk	126.8	135.2	105.6	106.3	80.0	111.8	93.9	89.0	66.5
Forpleining	Årsverk	507	383	411	548	525	681	685	856	1074
	Skader	18	10	7	22	18	22	32	45	50
	Skader/1000 årsverk	35.5	26.1	17.0	40.1	34.3	32.3	46.7	52.6	46.6
Konstruksjon/ vedlikehold	Årsverk	5482	4333	6258	5299	3542	4739	4845	6031	8027
	Skader	346	270	270	348	183	296	413	404	611
	Skader/1000 årsverk	63.1	62.3	43.1	65.7	51.7	62.5	85.2	67.0	76.1
Totalt	Årsverk	8554	6985	8911	8442	6549	8358	8570	9765	12775
	Skader	575	451	415	528	334	491	598	605	815
	Skader/1000 årsverk	67.2	64.6	46.6	62.5	51.0	58.7	69.8	62.0	63.8

Tab 4.11.c
Fordeling av skader og årsverk på operatør- og kontraktøransatte.

FUNKSJON		1985	1986	1987	
Administrasjon/ produksjon!	Årsverk-	1575	1293	1569	o (operatør)
	Skader	80	213	555	k (kontraktør)
	Skader/1000 årsverk	19	34	42	o
		4	0	9	k
Boring	Årsverk-	12.0	26.3	26.8	o
	Skader	49.8	0	16.2	k
	Skader/1000 årsverk	0	0	0	o (operatør)
		1384	1371	1550	k (kontraktør)
Forpleining	Årsverk-	0	0	0	o
	Skader	130	122	103	k
	Skader/1000 årsverk	0	0	0	o
		93.9	89.0	66.5	k
Konstruksjon/ vedlikehold	Årsverk-	0	39	86	o (operatør)
	Skader	685	817	987	k (kontraktør)
	Skader/1000 årsverk	0	5	5	o
		32	40	45	k
Totalt	Årsverk-	0	129.3	58.1	o
	Skader	46.7	49.0	45.6	k
	Skader/1000 årsverk	1544	2063	2246	o (operatør)
		3301	3969	5781	k (kontraktør)
Totalt	Årsverk-	61	51	46	o
	Skader	352	353	565	k
	Skader/1000 årsverk	39.5	24.7	20.5	o
		106.6	88.9	97.7	k
Totalt	Årsverk-	3120	3394	3902	o (operatør)
	Skader	5450	6370	8873	k (kontraktør)
	Skader/1000 årsverk	80	90	94	o
		518	515	721	k
Totalt	Årsverk-	25.6	26.5	24.1	o
	Skader	95.0	80.8	81.3	k
	Skader/1000 årsverk				

Tab 4.11.d
Arbeidsulykker 1986-87. Produksjonsinnretninger mv. Skadehendelse / Yrke

Yrke	Admin.	Boredrøks arbeider	Borer	Elek- triker	For- pleining	Hjelpe- arbeider	Instr. tekniker	Kranfører	Maler/ Sandblås.	Mekaniker	Motormann	Operatør	Platearb/ Isolatør	Rørlegger	Service- tekniker	Stillas- bygger	Sveiser	Tårnmann	Upses.	Totalt	%	Ar
Skade- hendelse																						
Annen kontakt med gjenstander, maskin- del i bevegelse	3	24	2	9	10	20	2	1	6	6	7	7	13	3	4	5	0	5	0	120	19.8	86
Brann	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	86
Eksplisjon ol	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0.1	87
Fall til lavere nivå	1	3	0	3	0	17	4	1	6	1	3	4	4	1	1	2	4	1	1	53	8.8	86
Fall til samme nivå	2	2	1	3	5	8	2	1	6	8	3	3	5	9	3	7	2	0	2	69	11.4	86
Tråkk på ujevnheter, feiltråkk	2	0	1	3	1	9	1	0	3	3	5	5	5	2	2	3	2	0	0	42	6.9	86
Fallende gjenstander	0	3	1	1	1	5	0	0	2	2	1	3	3	3	1	6	4	0	0	33	5.5	86
Annen kontakt med gjenstander i ro	1	1	0	2	3	4	2	2	9	3	2	6	6	4	1	6	1	1	0	48	7.9	86
Håndterings- ulykke	1	4	0	5	10	12	3	0	8	10	2	2	6	6	4	5	1	3	0	80	13.2	86
Kontakt med kjemisk fysikalske forbind	0	0	0	1	4	4	0	0	13	1	2	1	1	1	1	1	1	0	0	30	5.0	86
Overbelastning av kroppsdeler	0	1	0	4	2	7	1	0	5	3	2	1	1	1	1	4	3	0	1	37	6.1	86
Splinter, sprut	2	2	2	4	2	6	0	0	15	8	2	7	7	15	0	2	13	0	0	80	13.2	86
Elektrisk strøm	0	0	0	0	2	11	0	0	11	7	1	30	13	0	0	5	40	0	1	126	15.5	87
Ekstreme temperaturer	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	86
Fall isjøen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0.4	87
Annet	0	0	0	0	0	1	2	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	4	0.5	87
Totalt	12	40	7	35	44	93	15	5	73	46	29	51	46	18	18	42	34	10	5	605	100	86
%	1.7	3.1	0.6	6.6	6.3	14.0	1.2	0.8	12.1	7.6	4.8	8.4	7.6	3.0	6.9	11.5	12.0	0.9	0.8	100		87

Tab 4.11.e
Arbeidsulykker 1986-87. Produksjonsinnretninger mv. Skadehendelse / Skadet legemsdel

Skadehendelse	Skadet-legemsdel											Totalt	%	År
	Øye	Rygg	Tå/fot	Hofte/bein	Mage/bryst	Arm/skulder	Hode/ansikt	Tann	Hånd/finger	Annet				
Annen kontakt med gjenstander, maskindel i bevegelse	2	2	11	5	3	9	7	6	75	0	120	19.8	86	
	3	0	17	10	2	7	13	6	40	0	98	12.0	87	
Fall til lavere nivå	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	86	
	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0.1	87	
Brann Eksplosjon ol	0	10	7	8	9	4	8	0	7	0	53	8.8	86	
	0	9	3	4	2	10	10	0	3	4	45	5.5	87	
Fall til samme nivå	0	12	8	16	7	10	5	3	8	0	69	11.4	86	
	0	16	8	10	2	8	4	1	20	0	69	8.5	87	
Tråkk på ujevnheter, feiltråkk	0	2	25	9	1	2	0	0	3	0	42	6.9	86	
	0	9	66	13	2	3	2	0	3	0	98	12.0	87	
Fallende gjenstander	0	0	12	3	0	0	5	1	11	1	33	5.5	86	
	1	0	11	1	0	3	6	0	16	0	38	4.7	87	
Annen kontakt med gjenstander i ro	1	4	2	6	8	3	10	2	12	0	48	7.9	86	
	0	4	4	10	7	9	18	8	13	0	73	9.0	87	
Håndteringsulykke	6	1	4	5	1	2	2	6	52	1	80	13.2	86	
	4	0	7	9	2	3	8	9	106	0	148	18.2	87	
Kontakt med kjemisk fysikalske forbind	25	0	0	0	0	0	0	0	0	5	30	5.0	86	
	27	0	0	0	3	0	3	0	0	3	36	4.4	87	
Overbelastning av kroppsdel	0	25	3	0	1	6	0	0	2	0	37	6.1	86	
	0	32	4	6	5	11	0	1	6	0	65	8.0	87	
Splinter, sprut	71	0	1	1	0	0	6	0	1	0	80	13.2	86	
	114	0	0	0	0	2	7	0	2	1	126	15.5	87	
Elektrisk strøm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	86	
	0	0	0	0	0	0	2	0	1	0	3	0.4	87	
Ekstreme temperaturer	0	0	4	1	1	2	2	0	2	0	12	2.0	86	
	0	0	3	2	1	2	2	0	1	0	11	1.3	87	
Fall i sjøen	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0.2	86	
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	87	
Annet	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	86	
	0	0	1	0	0	0	1	2	0	0	4	0.5	87	
Totalt	106	56	77	54	31	38	45	18	173	7	605	100	86	
	149	70	124	65	26	58	77	27	211	8	815	100	87	
%	17.5	9.3	12.7	8.9	5.1	6.3	7.4	3.0	28.6	1.2	100		86	
	18.3	8.6	15.2	8.0	3.2	7.1	9.5	3.3	25.9	1.0	100		87	

Tab 4.11.f
Arbeidsulykker 1986-87. Produksjonsinnretninger mv. Skadehendelse/Medvirkende faktor

Skadehendelse	Medvirkende faktor										Totalt	%	Ar
	Kjemiske, fysik. biolog. faktorer	Kjøling, trykk, varme, ventilasjon	Material gods emballasje	Elektrisk utrustning	Annen maskin in	Boretenger	Håndverkt. maskiner redskaper	Løst/fast innret. på bygn. konstr.	Løfte-/transp. anordning	Annet			
Annen kontakt med gjenstander, maskindel i bevegelse	0 0	0 0	12 20	1 1	18 11	10 6	17 6	41 31	21 23	0 0	120 98	19.9 12.0	86 87
Fall til lavere nivå	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 1	0 0	0 0	0 0	0 1	0.0 0.1	86 87
Brann Eksplosjon ol	0 0	0 0	4 1	0 0	0 1	0 0	3 0	42 41	4 2	0 0	53 45	8.8 5.5	86 87
Fall til samme nivå	2 0	0 0	2 11	1 0	1 0	0 0	3 2	55 52	4 2	0 2	68 69	11.3 8.5	86 87
Tråkk på ujevnheter, feiltråkk	0 0	0 0	5 11	0 0	2 0	0 0	1 1	31 86	2 0	1 0	42 98	7.0 12.0	86 87
Fallende gjenstander	0 0	0 0	10 19	2 0	2 2	0 0	2 5	15 9	2 3	0 0	33 38	5.5 4.7	86 87
Annen kontakt med gjenstander i ro	1 0	0 1	8 4	1 0	0 2	0 0	1 1	35 61	2 3	0 1	48 73	7.9 9.0	86 87
Håndteringsulykke	1 1	0 0	23 38	1 0	1 6	1 3	46 86	6 9	1 5	0 0	80 148	13.2 18.2	86 87
Kontakt med kjemisk fysikalske forbind	27 24	0 2	0 0	0 0	0 0	0 0	3 10	0 0	0 0	0 0	30 36	5.0 4.4	86 87
Overbelastning av kroppsdel	0 0	0 0	15 18	0 1	2 6	0 1	5 9	14 20	0 8	1 2	37 65	6.1 8.0	86 87
Splinter, sprut	10 5	2 1	18 21	0 1	3 0	0 0	37 93	3 0	0 0	7 5	80 126	13.2 15.5	86 87
Elektrisk strøm	0 0	0 0	0 0	0 3	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 3	0.0 0.4	86 87
Ekstreme temperaturer	1 0	0 1	10 7	0 0	0 0	0 0	0 3	1 0	0 0	0 0	12 11	2.0 1.3	86 87
Fall isjøen	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	1 0	0 0	0 0	1 0	0.2 0.0	86 87
Annet	0 0	0 0	0 2	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 2	0 4	0.0 0.5	86 87
Totalt	42 30	2 5	107 152	6 6	29 28	11 10	118 217	244 309	36 46	9 12	604 815	100 100	86 87
%	7.0 3.7	0.3 0.6	17.7 18.7	1.0 0.7	4.8 3.4	1.8 1.2	19.5 26.6	40.4 37.9	6.0 5.6	1.5 1.5	100 100		86 87

Tabell 4.11.g
Arbeidsulykker 1979-87. Produksjonsinnretninger mv. Skadehendelse / yrke.

Yrke	Administra- sjon	Boredeks- arbeider	Borer	Elektriker	Forpøining	Hjelpe- arbeider	Instr. tekniker	Kranfører	Maler/ sandbl.	Mekaniker	Operatør	Platarb. isolatør	Rørlegger	Service- tekniker	Stillas- bygger	Sveiser	Tårnmann	Uspesifisert	Totalt	%
Skade- hendelse	22	186	17	38	34	228	15	10	26	63	22	45	45	30	53	25	69	1	929	19.3
Annen kontakt med gjenstander, maskin- del i bevegelse	0	0	0	2	0	5	0	0	1	2	0	1	2	0	0	1	0	0	14	0.3
Fall til lavere nivå	15	20	9	32	6	77	15	6	30	32	13	22	31	15	24	29	17	1	394	8.2
Brann	19	17	3	42	29	79	13	7	32	30	23	34	55	19	53	32	9	9	505	10.5
Fall til samme nivå	17	11	2	45	19	63	13	8	29	19	21	20	37	13	36	44	10	3	410	8.5
Tråkk på ujevnheter, feiltråkk	7	18	7	6	2	44	3	1	6	18	2	26	26	13	29	14	5	0	227	4.7
Fallende gjenstander	7	13	2	29	19	45	15	4	33	27	9	48	34	12	38	20	6	2	363	7.5
Annen kontakt med gjenstander i ro	7	54	6	45	54	120	17	6	29	89	22	59	80	22	48	54	20	0	732	15.2
Håndterings- ulykke	2	10	0	10	22	40	8	2	71	13	15	9	21	14	6	16	5	0	264	5.5
Kontakt med kjemisk fysikalske forbind	5	30	5	30	12	76	2	6	22	28	14	17	45	11	44	18	14	1	380	7.9
Overbelastning av kroppsdel	7	8	4	15	4	40	2	1	43	29	9	62	76	6	11	123	2	1	443	9.2
Splinter, sprut	0	1	0	23	0	1	1	1	0	1	0	2	0	0	0	0	0	0	30	0.6
Elektrisk strøm	1	0	0	2	20	5	1	0	0	4	4	6	5	1	1	13	0	0	63	1.3
Ekstreme temperaturer	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0.0
Fall isjøen	4	3	0	5	3	11	1	2	3	4	3	5	6	0	1	3	0	0	54	1.1
Annet	113	371	55	324	224	834	106	54	325	359	157	356	463	156	344	392	157	19	4809	100
Totalt	2.3	7.7	1.1	6.7	4.7	17.3	2.2	1.1	6.8	7.5	3.3	7.4	9.6	3.2	7.2	8.2	3.3	0.4	100	

Tab 4.11.h
Fordeling av skader etter alvorlighetsgrad. Produksjonsinnretninger mv.

	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	TOTAL
ALVORLIG	0.13	0.07	0.04	0.09	0.04	0.05	0.03	0.04	0.04	0.06
MINDRALV	0.63	0.69	0.69	0.68	0.70	0.70	0.86	0.92	0.93	0.78
USPES	0.24	0.24	0.27	0.22	0.26	0.24	0.10	0.04	0.03	0.16
DØD	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTALT	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

Tab 4.11.i
Arbeidsulykker 1986-87. I forbindelse med leteboring. Skadehendelse / Yrke

Skadehendelse	Yrke											Total	%
	Administra- sjon	Boredekks- arbeider	Borer	Elektriker	Forpleining	Hjelpe- arbeider	Kranfører	Mekaniker	Service- tekniker	Sveiser	Tårnmann		
Annen kontakt med gjenstander, maskindeli i bevegelse	0	17	5	0	2	10	1	0	3	0	5	43	33.7
Brann Eksplosjon ol	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0.1
Fall til lavere nivå	0	0	0	0	0	4	0	1	1	0	3	9	7.1
Fall til samme nivå	1	2	0	2	1	2	1	0	0	0	0	9	7.1
Tråkk på ujevnheter, feiltråkk	1	3	0	0	0	1	0	1	0	0	1	7	5.5
Fallende gjenstander	0	4	2	0	0	4	0	1	0	0	1	12	9.4
Annen kontakt med gjenstander i ro	0	0	0	2	0	0	0	1	0	0	0	3	2.4
Håndteringsulykke	1	15	2	0	1	4	0	0	2	3	1	29	22.7
Kontakt med kjemisk fysikalske forbind	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	2	1.6
Overbelastning av kroppsdel	0	0	0	0	0	3	0	1	0	0	0	4	3.1
Splinter, sprut	0	0	1	0	0	2	1	3	0	1	1	9	7.1
Total	3	41	10	4	5	30	3	8	6	5	13	128	100
%	2.3	32.1	7.8	3.1	3.9	23.4	2.3	6.3	4.7	3.9	10.2	100	

Tab 4.11.j
Arbeidsulykker 1987 i forbindelse med rørlegging. Skadehendelse/Yrke.

Skadehendelse \ Yrke	Forpleining	Hjelpearbeider	Maler/Sandblåser	Mekaniker/Motormann	Sveiser	Totalt	%
Annen kontakt med gjenstander, maskindeli i bevegelse	0	2	1	0	1	4	21.1
Fall til lavere nivå	0	0	0	0	2	2	10.5
Fall til samme nivå	1	0	0	1	0	2	10.5
Tråkk på ujevnheter, feiltråkk	0	1	0	0	1	2	10.5
Håndteringsulykke	0	1	0	2	2	5	26.3
Splinter, sprut	0	0	0	0	3	3	15.8
Ekstreme temperaturer	0	1	0	0	0	1	5.3
Totalt	1	5	1	3	9	19	100
%	5.3	26.3	5.3	15.8	47.3	100	

5 Petroleumsøkonomi

5.1 Leteboring, vare- og tjenesteleveranser

Leteboringsaktiviteten har siden 1966 vært relativt jevnt stigende fram til 1985 da det ble påbegynt ialt 50 nye letehull. Aktiviteten i 1987 var på samme nivå som i 1986, med ialt 36 borehull. De totale kostnadene ble imidlertid redusert fra 1986 til 1987. Reduserte leierater på riggmarkedet er en viktig årsak til kostnadsreduksjonen.

I fig 5.1.a. er den verdimessige utviklingen av markedet framstilt i fast 1987-kroneverdi. I 1987 var de totale kostnadene til leting nesten 5 mrd kr.

Under vises kostnadene i 1987 grovt fordelt på hovedgrupper av varer og tjenester som benyttes i letevirksomheten. Tallmaterialet er basert på innrapporterte data fra operatørselskapene, og kostnadene er i mill kr.

- Borefartøyer	881
- Transport	273
- Varer	605
- Tjenester	1 043
- Generelle undersøkelser	467
- Feltevalueringer	1 028
- Administrasjon	662
Totalt	4 959

Fig 5.1.a
Årlige leteboringsutgifter i faste 1987-kr

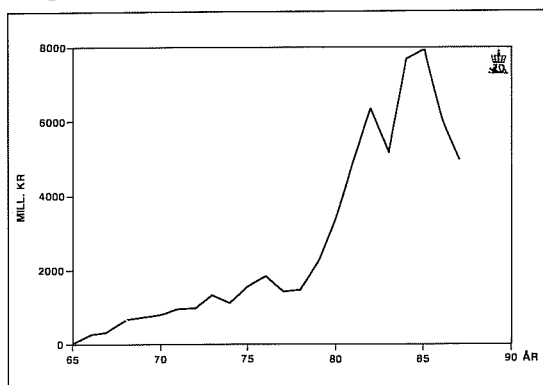


Fig 5.1.b viser kostnader til leting etter olje og gass i 1987 fordelt på vare- og tjenestegrupper.

Fig 5.1.c. viser en nesten kontinuerlig stigning i gjennomsnittskostnad pr borehull fram til 1986. Gjennom-

snittskostnad pr borehull var lavere i 1987 enn i 1986. Ved beregning av gjennomsnittskostnadene, er kostnadene til generelle undersøkelser, administrasjon og feltutbyggingsstudier inkludert. Ser vi på kostnadene til leteboring isolert, det vil si på summen av postene borefartøyer, transport, varer og tjenester (2 802 mill kr), blir gjennomsnittskostnadene pr hull om lag 78 mill kr.

5.2 Kostnader forbundet med utbygging og drift på norsk kontinentalsokkel.

Oljedirektoratet har beregnet årlige kostnader forbundet med utvikling av felt inkludert produksjonsboring, for perioden 1970-87. Kostnadene gjelder felt i produksjon, felt under utbygging og felt som det foreligger godkjente utbyggingsplaner for pr 31.12.87. Tallene bygger på operatørens rapportering.

Av felt som ligger på begge sider av delelinjen mellom Norge og Storbritannia, er bare den norske andelen inkludert. Følgende felt og transportsystem inngår i beregningen:

- Ekofiskfeltet (omfattende 7 felt)
- Valhall
- Heimdal
- Ula
- Frigg
- NØ-Frigg
- Odin
- Statfjord (84.09 %)
- Murchison (22.2 %)
- Gullfaks
- Norpipe
- Statpipe
- Ula Rør
- Øst-Frigg
- Gyda
- Tommeliten
- Sleipner Øst
- Troll fase 1
- Troll modul
- Oseberg
- Veslefrikk
- Oseberg Transport
- Zeepipe
- Troll/Sleipner Transport

Alle beløp er regnet om til faste 1987-kroner.

Historiske og vedtatte investeringer for feltutbygging, produksjonsboring og transportanlegg for petro-

Fig 5.1.b

Kostnader til leting etter olje og gass i 1987 fordelt på vare- og tjenestegrupper

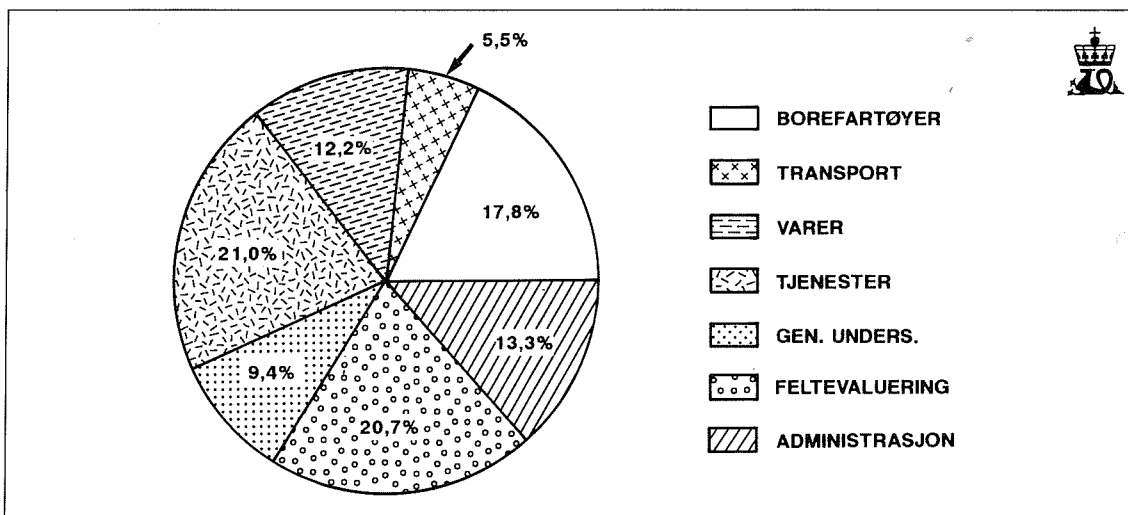
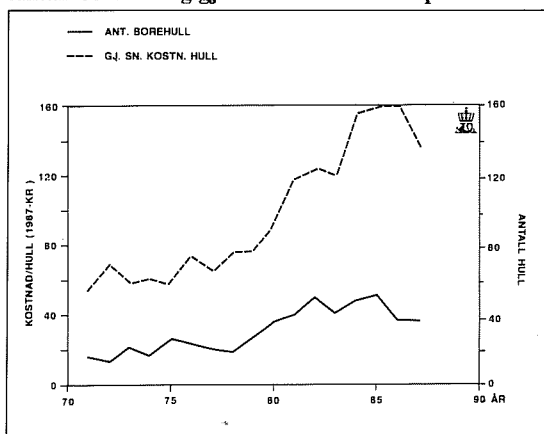


Fig 5.1.c

Antall borehull og gjennomsnittskostnad pr hull



leum framgår av fig 5.2.a. Investeringene økte jevnt til 1976 da de beløp seg til ca 21,3 mrd 1987-kroner. Nedgang i investeringsnivået de følgende årene ble avløst av ny stigning fra og med 1981, og i 1987 ble det investert for 24,5 mrd 1987-kroner på norsk sokkel.

Figuren viser videre at dersom det ikke vedtas flere feltutbygginger, vil investeringsnivået svinge rundt en synkende trend i årene framover og bli så lavt som ca 2 mrd 1987-kroner pr år alt i 1996.

Flere felt er imidlertid aktuelle for utbyggingsvedtak, og sannsynligheten for at nye felt vil bli oppdaget, er høy. Investeringsnivået kan bli vesentlig høyere i 1990-årene enn det er i dag, og vil neppe under noen omstendigheter synke under 10 mrd 1987-kroner pr år før sist på 1990-tallet.

Oljedirektoratet utredet i 1987 enkelte problemstillinger i tilknytning til den såkalte feltkø-diskusjonen, jf direktoratets perspektivanalyse for 1987.

Fig 5.2.b viser to investeringsbaner som kan bli realisert dersom alle feltene som var med i feltkø-dis-

kusjonen i 1987, blir bygget ut umiddelbart. Den øverste banen hviler på relativt optimistiske forutsetninger om hvor mange og hvor store nye funn som vil bli gjort, og om hvilke gass-salgsmuligheter som vil åpne seg for Norge. Den nederste banen hviler på relativt pessimistiske anslag for de samme variablene.

Det framgår av fig 5.2.b at tidlig utbygging vil resultere i en meget høy investeringstopp tidlig på 1990-tallet, i heldigste fall (gitt Oljedirektoratets forutsetninger) nedgang i investeringene fra et nivå på rundt 20 mrd 1987-kr pr år fra og med år 2000, og i uheldigste fall en nedgang til under 10 mrd 1987-kr pr år alt midt i 1990-årene. Tidlig utbygging vil altså gjøre det vanskelig å holde et rimelig høyt aktivitetsnivå på sokkelen langt inn i framtiden, selv om vi skulle få en gunstig oljefunn- og gassmarkedsutvikling.

Fig 5.2.c viser to investeringsbaner som kan bli realisert dersom et investeringstak på 25 mrd 1987-kroner pr år blir innført. Forutsetningene for henholdsvis den øverste og den nederste av disse banene er identiske med forutsetningene for henholdsvis den øverste og nederste av banene i fig 5.2.b.

Fig 5.2.a

Historiske og forventede investeringer for vedtatte felt Faste 1987-kr

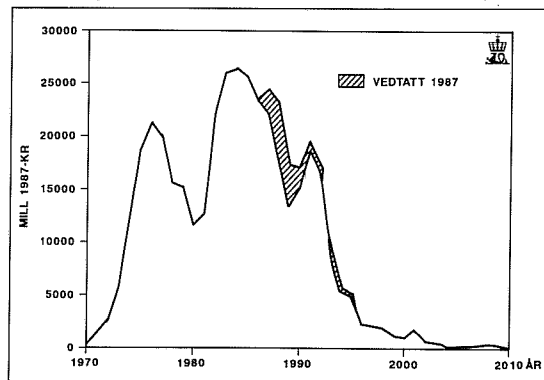


Fig 5.2.b
Investeringsforløp – ingen investeringsbegrensning
1987-2020

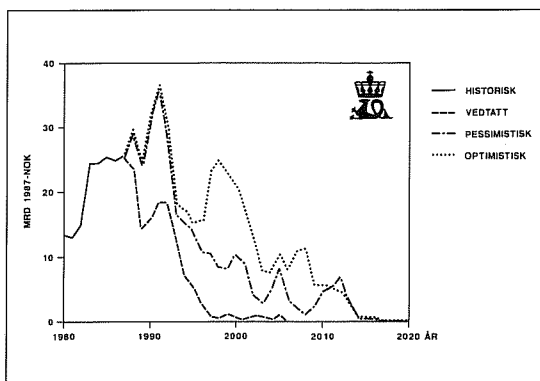
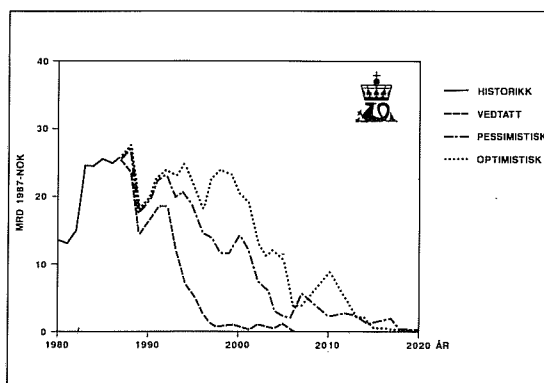


Fig 5.2.c
Investeringsforløp – investeringsbegrensning 25 mrd
kr 1987-2020



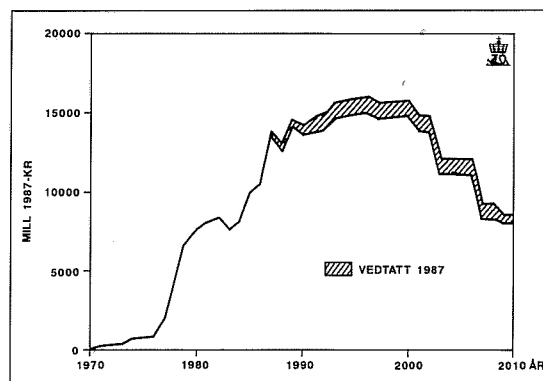
Det framgår av fig 5.2.b at tidlig utbygging vil resultere i en meget høy investeringstopp tidlig på 1990-tallet, i heldigste fall (gitt Oljedirektoratets forutsetninger) nedgang i investeringene fra et nivå på rundt 20 mrd 1987-kr pr år fra og med år 2000, og i uheldigste fall en nedgang til under 10 mrd 1987-kr pr år alt midt i 1990-årene. Tidlig utbygging vil altså gjøre det vanskelig å holde et rimelig høyt aktivitetsnivå på sokkelen langt inn i framtiden, selv om vi skulle få en gunstig oljefunn- og gassmarkedsutvikling.

Fig 5.2.c viser to investeringsbaner som kan bli realisert dersom et investeringstak på 25 mrd 1987-kroner pr år blir innført. Forutsetningene for henholdsvis den øverste og den nederste av disse banene er identiske med forutsetningene for henholdsvis den øverste og nederste av banene i fig 5.2.b.

Det framgår av fig 5.2.c at innføring av et investeringstak vil resultere i jevnere investeringsaktivitet gjennom 1990-årene, gi oss bedre tid til å gjøre nye funn og i alle tilfelle skyve nedgangen i investeringsmulighetene til under 10 mrd 1987-kr pr år ut i tid.

Årlige driftskostnader inklusive rørlednings-driftskostnader, framgår av fig 5.2.d. Nivået på etterspørselen etter varer og tjenester til driftsformål har steget kraftig, og vil fortsette å stige etter hvert som flere felt

Fig 5.2.d
Historiske og forventede driftskostnader for vedtatte
felt Faste 1987-kr



kommer i produksjon. Driftskostnadene vil dermed bli stadig viktigere å ta hensyn til i vurderinger av effektene av vekst i petroleumssektoren for resten av den norske økonomien.

5.3. Produksjonsavgift

Produksjonsavgift beregnes etter bestemmelsene i Lov om petroleumsvirksomhet. Beregningsgrunnlaget for avgift er verdien av produserte petroleumsmengder på det enkelte utvinningsområdes avskjipningspunkt.

Oljedirektoratet er tillagt ansvaret for innkreving av produksjonsavgift.

Fortolkning og praktisering av gjeldende lover og regler i forbindelse med beregning av produksjonsavgift innbefatter både juridiske, økonomiske, prosess-tekniske og måletekniske problemstillinger.

De første bestemmelsene angående produksjonsavgift ble gitt ved kgl res av 9.4.65. Av de felt som er i produksjon i dag, er utvinningstillatelsene til Ekofiskfeltene, Frigg, NØ Frigg, Odin, Valhall, Ula og Heimdal meddelt i henhold til disse bestemmelsene.

Kgl res av 8.12.72 erstattet senere res. av 9.4.65. Av felt som er i produksjon, er utvinningstillatelsene for Statfjord, Murchison, Gullfaks og Oseberg (prøveproduksjon) meddelt i henhold til 72-res.

Lov om petroleumsvirksomhet med forskrifter trådte i kraft 1.7.85 og erstatter de nevnte resolusjoner. Loven gjelder for alle tidligere gitte tillatelser, men med enkelte overgangsbestemmelser for de felt som er meddelt etter gammelt regelverk.

En rekke selskap som er meddelt utvinningstillatelse etter 1965-resolusjonen, har nå anlagt søksmål mot staten. De krever at 1965-resolusjonens regler om beregningspunkt skal legges til grunn for deres betaling av produksjonsavgift og hevder at det angitte beregningspunkt "produksjonsstedet" i 65-resolusjonen må tolkes som brønnhodet. Petroleumsløven angir utvinningsområdets avskjipningspunkt som beregningspunkt, og dette vil for de fleste felt gi større avgiftsbelastning enn om brønnhodet legges til grunn.

Ved Ot prp nr 64 (1986-87) om lov om endringer i

Tab 5.3.1

Innbetalt produksjonsavgift i millioner kroner 1986 og 1987

	1986	1987
OLJE EKOFISK/VALHALL/ULA	1002.8	1190.8
" STATFJORD	4827.1	4832.6
" MURCHISON	86.7	14.5
" HEIMDAL	9.9	-12.1
" OSEBERG	0.0	33.0
" GULLFAKS	0.0	82.5
GASS EKOFISK	831.2	513.0
" VALHALL	27.5	9.6
" ULA	0.0	0.0
" STATFJORD	0.0	0.0
" MURCHISON	4.1	0.0
" FRIGG	1048.2	673.6
" NØ-FRIGG	53.0	57.8
" ODIN	136.6	50.0
" HEIMDAL	30.3	27.6
" GULLFAKS	0.0	0.0
NGL EKOFISK	74.0	32.3
" VALHALL	7.7	5.1
" ULA	0.0	0.0
" STATFJORD	18.9	7.1
" GULLFAKS	0.0	0.0
LPG/NGL MURCH.	4.9	-0.3
KOND. FRIGG-OMR.	7.2	3.6
NGL HEIMDAL	0.0	0.2
	8170.2	7521.1

Tabell 5.3.2

Innbetalt produksjonsavgift for olje

Område/felt	4.KV.1986	1.KV.1987	2.KV.1987
Ekofisk,Ula og Valhall	246 835 518	293 602 228	245 840 385
Statfjord	916 461 845	934 777 960	1 153 782 782
Murchison	7 485 469	-375 981	8 688 745
Heimdal	4 363 424	4 726 298	-30 862 125
Oseberg	14 014 018	12 467 424	12 494 040
Gullfaks	0	30 799 700	73 548 882
SUM	1 189 160 274	1 275 997 629	1 463 492 709

Tabell 5.3.2

forts.

Område/felt	3.KV.1987	* 4.KV.1987	** SDØE	SUM
Ekofisk,Ula og Valhall	218 712 940	185 798 836		1 190 789 907
Statfjord 1	1079 622 088	747 948 938		4 832 593 613
Murchison	-709 270	-543 107		14 545 856
Heimdal ***	2 610 531	2 916 216	4 133 692	-12 111 964
Oseberg	10 854 756	1 635 135	-18 415 656	33 049 717
Gullfaks	104 972 927	96 280 215	-223 089 258	82 512 466
SUM	1 416 063 972	1 034 036 233	-237 371 222	6 141 379 595

* Ekskl. desember 1987

** Korleksjon for avgift som har blitt innbetalt på statens direkte økonomiske engasjement. Olje- og energidepartementet bestemte i des.87 at avgift ikke skal beregnes på statens andel.

*** Refunderbare transportkostnader for statens avgiftsolje overstiger bruttoverdien av oljen.

petroleumsloven er det foreslått at produksjonsavgift ikke skal betales for petroleum produsert fra forekomster hvor utbyggingsplan godkjennes etter 1.1.86.

Dersom den foreslåtte endringen blir vedtatt, vil den fremtidige innkreving av produksjonsavgift bli begrenset til de felt hvor det til nå har vært produksjon og dessuten Øst-Frigg (planlagt produksjonsstart oktober 1988).

Olje- og energidepartementet besluttet 23.12.87 at det ikke skal beregnes avgift for statens direkte økonomiske engasjement. Dette får betydning for feltene Gullfaks, Heimdal, Oseberg og Øst-Frigg.

5.3.1 Total produksjonsavgift

Det er i 1987 innbetalt kr 7 521 094 614,- i produksjonsavgift, jf tab 5.3.1.

Fig 5.3.1.a viser innbetalt produksjonsavgift 1973-1987.

5.3.2 Produksjonsavgift olje

Oljedirektoratet har i 1987 mottatt kr 6 141 379 595,- i produksjonsavgift for olje fra Murchison, Ekofisk, Valhall, Ula, Statfjord, Heimdal, Oseberg og Gullfaks, jf tab 5.3.2.

Produksjonsavgift for olje blir tatt ut i form av olje. Salg av statens avgiftsolje foretas av Statoil. Innbeta-

Tabell 5.3.3.

Innbetalt produksjonsavgift gass

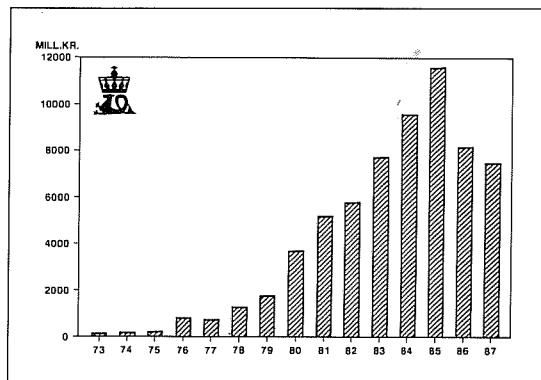
	4. kv.1986	1. kv.1987	2. kv.1987	3. kv.1987	Totalt
EKOFISK-OMRÅDET					
Phillipsgr.	131164208*	143695623	130551527	101376396**	506787754
Dyno/Methanor	-692474	-1135136	-342762	-989555	-3159927
Shell (Albuskjell)	2760556	61593	1333102	942845	5098096
Amoco/Noco-gr. (Tor)	2279003	1203579	820310	0	4302892
Sum Ekofisk	135511293	143825659	132362177	101329686	513028815
FRIGG-OMRÅDET					
Petronord-gr. (Frigg)	203844538	243187007	127483707	98786879	673567966
Petronord-gr. (NØF)	13025869	13934780	6527468	4341209	37829326
Petronord-gr. (Odin)	2520180	2407343	2509925	1501378	8938826
Totalt Petronord-gr.	219390587	259529130	136521100	104895301	720336118
Esso NØF	6707936	8619211	3419963	1233914	19981024
Esso Odin	15210073	10668517	12755638	2445585	41079813
Sum Frigg-området	241308596	278816858	152696701	108574800	781396955
VALHALL					
Amoco/Noco-gr.	3757053	3306621	2539314	0	9602988
MURCHISON					
Statoil/Mobil-gr.	37381	0	0	0	37381
HEIMDAL					
Heimdal-gr.	9532723	8204948	6947893	2900611	27586175
STATFJORD					
Statoil/Mobil-gr.	0	0	0	0	0
ULA					
BP m.fl.	0	0	0	0	0
GULLFAKS					
Statoil,Saga,Hydro				0	0
Sum alle felt	390147046	434154086	294546085	212805097	1331652314

* ekskl. forskuddsbet. i 3. kv. 86 kr 62 360 000,-

** inkl. forskudd 4. kv. 87 kr 41 360 000,-

Fig 5.3.1.a

Innbetalt produksjonsavgift 1973-87



ling fra Statoil til Oljedirektoratet foretas fra 1987 månedsvis. Innbetalingen ble tidligere foretatt kvartalsvis. Avregningen foregår delvis etter normpris fastsatt av Petroleumspris-rådet og delvis etter avregningspris fastsatt av Olje- og energidepartementet (Gullfaks og Oseberg).

Innbetalt avgift for olje i 1986 omfatter 3. kvartal 1985 t o m 3. kvartal 1986, mens innbetalt avgift for olje i 1987 omfatter 4. kvartal 1986 t o m 4. kvartal 1987 (unntatt desember, som forfaller til betaling i januar 1988).

5.3.3 Produksjonsavgift gass

Oljedirektoratet har i 1987 mottatt kr 1 331 652 314,- i produksjonsavgift for gass. Tab 5.3.3 viser innbetalingen fordelt kvartalvis på selskap/ gruppe. På Ula, Statfjord og Gullfaks er det ikke betalt produksjonsavgift for gass. Dette skyldes fradragene for transportkostnader, som i alle kvartal er større enn brutto produksjonsavgift.

Avregningen for gass har foregått etter kontraktspris som varierer for de enkelte gruppene.

Leveranse av gass til Dyno/Methanor opphørte fra og med 1.7.1984. De refunderte beløp til Dyno/Methanor er relatert til transport og behandling av allerede mottatt og betalt gass.

Utvinningsstill meddelt i	1965:	kr
"	"	111 111 315,-
"	"	56 805 000,-
"	"	5 502 000,-
"	"	15 769 600,-
"	"	26 667 746,-
"	"	22 054 429,-
"	"	3 750 908,-
"	"	5 998 473,-
"	"	18 795 520,-
"	"	621 748,-
"	"	9 259 747,-
"	"	21 458 550,-
		kr 297 795 036,-

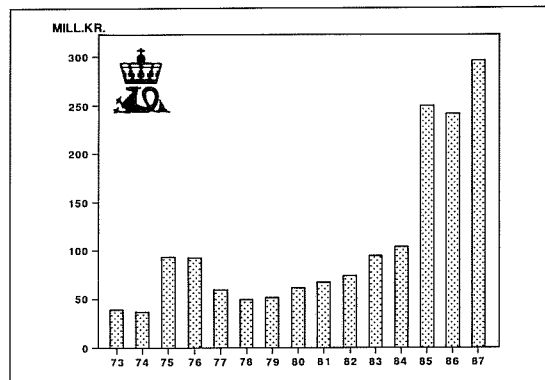
5.3.4 Produksjonsavgift NGL

Det er i 1987 innbetalt kr 48 062 705,- i produksjonsavgift for NGL. Tabell 5.3.4 viser innbetalingen av produksjonsavgift fordelt kvartalvis på selskap/gruppe. Grunnen til at det ikke er innbetaling på enkelte felt i ett eller flere kvartal er at transportkostnadsfradragene er større enn bruttoavgift.

5.4 Arealavgift på utvinningstillatelser

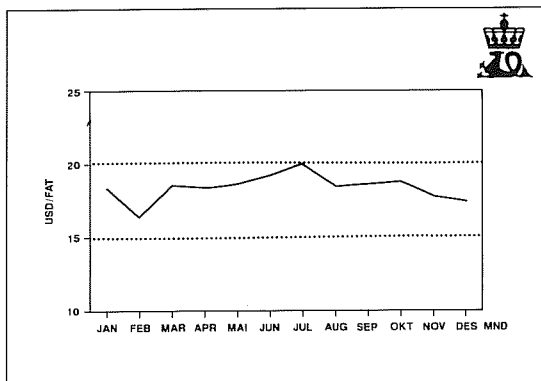
Oljedirektoratet har i 1987 innkassert kr 297 795 036,- i arealavgift. Beløpet fordeler seg på utvinningstillatelser som følger:

Fig 5.4.
Innbetalt arealavgift

**Tabell 5.3.4.****Innbetalt produksjonsavgift NGL**

	4. kv.1986	1. kv.1987	2. kv.1987	3. kv.1987	Totalt
EKOFISK-OMRÅDET					
Phillips-gr.	13093769	6663843	9082561	2826397	31666570
Shell (Albuskjell)	0	0	34572	279524	314096
Amoco/Noco-gr. (Tor)	172506	127805	7537	6856	314704
Sum Ekofisk	13266275	6791648	9124670	3112777	32295370
FRIGG-OMRÅDET					
Petronord-gr.	651073	1003869	671478	431211	2491796
Eso	768	656784	213454	231438	1102444
Sum Frigg-området	651841	1660653	884932	396814	3594240
VALHALL					
Amoco/Noco-gr.	2261871	1665584	1206040	8733	7688019
MURCHISON					
Statoil/Mobil-gr.	66504	5611	23413	-394088	-298560
STATFJORD					
Statoil/Mobil-gr.	6535551	531276	29951	0	7096778
HEIMDAL					
Elf m.fl.	42257	97085	43207	50100	232649
ULA					
BP m.fl.	0	0	0	0	0
GULLFAKS					
Statoil,Saga,Hydro				0	0
Sum alle felt	22824299	10751857	11312213	3174336	50608496

Fig 5.5.1.a
Spotmarkedsprisen på Brent olje i 1987



Oljedirektoratet har refundert kr 54 753 865,- i arealavgift pr 1.11.87. Dette representerer den fradragsberettigede delen av arealavgiften i produksjonsavgiftsoppgjøret for utvinningstillatelsene 006, 018, 019a, 033, 037, 050 og 053 i perioden 1.11.86 til 1.11.87.

For enkelte utvinningstillatelser blir arealavgiften trukket fra direkte i produksjonsavgiftsoppgjøret. Dette beløpet er ikke inkludert i beløpet på kr 54 753 865,-.

Fig 5.4 viser innbetalt arealavgift 1973-87.

5.5 Petroleumsmarkedet

5.5.1 Råoljemarkedet

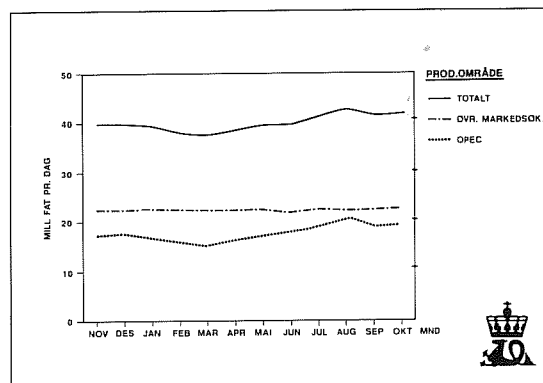
Oljeprisen i amerikanske dollar svingte med forholdsvis små utslag i 1987, jf fig 5.5.1.a. Prisutviklingen i 1987 ble dermed svært forskjellig fra utviklingen i 1986, da OPEC og markedskreftene sammen brakte prisen på olje fra Brent-feltet i Nordsjøen ned fra 26 dollar fatet i begynnelsen av januar til ca 9 dollar fatet i slutten av juli. OPEC's tilbakevending til offisielle priser og kvoteregulering av produksjonen synes å ha hovedårsaken for prisstatistikken i 1987.

Prisfallet i 1986 ble utløst av Saudi Arabias beslutning høsten 1985 om å gå over fra å prise sin olje i tråd med OPECs dagjeldende offisielle priser, til å prise den på basis av de til enhver tid gjeldende oljeproduktprisene. Høsten 1986 vedtok OPEC å slutte med det nye systemet og gå tilbake til offisielle priser.

I desember 1986 vedtok OPEC å begynne å kvoteregulere medlemmenes produksjon igjen. Produksjonstaket skulle være 15,8 mill fat pr dag gjennom første halvår 1987, 16,6 mill fat pr dag i 3. kvartal og 18,3 mill fat pr dag i 4. kvartal. Reguleringen skulle gjøre det mulig å innføre en offisiell referansepris på 18 dollar fatet 1. februar.

Det tok en stund før markedet trodde på OPECs vilje og evne til å gjennomføre sitt prisstabiliseringsprogram. Mange spådde at prisoppgangen rundt årsskiftet ville få samholdet i organisasjonen til å sprekke og føre til kvoteoverskridelser og prisfall. Oljeselskapene satt med store lagre og kunne vente med å inngå kontrakter til de nye offisielle prisene. Prisene sank relativt kraftig i februar. Men det kom ingen meldinger om overproduksjon av noen betydning fra OPEC-

Fig 5.5.1.b
Oljeproduksjon november 1986 – oktober 1987



medlemmenes side, og markedet tok seg opp igjen og gikk inn i en relativt stabil periode.

Ut over sommeren steg prisene. Oljeselskapene hadde bygget ned sine lagre, og satt i begynnelsen av juni med mindre olje enn noen gang siden tidlig på 1970-tallet. OECD-landenes og spesielt USAs oljeimport steg kraftig. Den økte etterspørselen etter OPEC-olje stilte i skyggen det faktum at enkelte OPEC-land nå overproduiserte i forhold til sine kvoter.

I begynnelsen av juli avholdt OPEC halvårsmøte. Deltakerne fant at det neppe ville være grunnlag for å heve produksjonstaket til 18,3 mill fat pr dag 1. oktober, og besluttet å la taket på 16,6 mill fat gjelde ut året. Markedet tok godt imot dette. OPECs erklærte mål og midler ble vurdert som realistiske, uroen for sprekke i samholdet i organisasjonen avtok og prisene steg. Brent-olje ble etter OPEC-møtet omsatt til over 20 dollar fatet.

Tidlig på høsten gjorde ulike krefter seg gjeldende i markedet. Spenningsnivået i og omkring Den Persiske Golf steg. Dette førte til forsert lageroppbygging og påvirket prisene i positiv retning. På den annen side hadde produktprisene ikke steget parallelt med råoljeprisene, og raffineriene måtte operere med små fortjenestemarginer. Samtidig begynte det å gå rykter (som senere ble bekreftet, jf fig 5.5.1.b) om stigende overproduksjon innen OPEC. Disse forholdene påvirket prisene i negativ retning.

Markedsreaksjonene på nye angrep på tankskip i Gulfen ble imidlertid stadig svakere, og virkningene av tilbuds- og etterspørselsutviklingen på prisene tilsvarende sterkere, ut over høsten. OPEC-landene produserte over 20 mill fat olje pr dag i perioder i september. Lageroppbyggingen fortsatte, nå mer med tanke på vintersesongen enn av frykt for stans i tilførselen fra Midt-Østen. Dette holdt prisene oppe. Men følelsen av at OPEC ville få store problemer med å forsvare referanseprisen på 18 dollar fatet, bredte seg.

I slutten av oktober trodde mange at krigen var på vei inn i en ny fase. Samtidig sank OPEC-landenes produksjon litt. Prisene steg svakt. Men oppgangen ble ikke langvarig. Verden utenom statshandelsslandene hadde økt sine oljelagre med gjennomsnittlig ca 2,4 mill fat pr dag i 3. kvartal, og markedet syntes å

stå foran en veritabel oljeoversvømmelse. USAs boykott av olje fra Iran ble virkningsfull i denne situasjonen.

I desember møttes OPECs oljeministre for å fastsette en referansepris og et produksjonstak for første halvår 1988. Medlemmene hadde diskutert om de burde heve referanseprisen til f.eks. 20 dollar fatet og holde produksjonstaket nede, eller beholde referanseprisen på 18 dollar fatet og i stedet tillate noe høyere produksjon, men utviklingen i markedet i tida forut for møtet indikerte at det ikke var grunnlag for noen av delene. Resultatet av møtet ble en forlengelse av avtalen fra juli 1987. Markedet ble nervøst, og Brent-olje gikk et par dager i desember for under 16 dollar fatet.

Noen stabil oljeprisutvikling de nærmeste årene kan vi ikke regne med. Gapet mellom OPECs produksjonskapasitet og avsetningsmuligheter tilsier at organisasjonens produksjonsatferd, altså medlemmenes valg av kapasitetsutnytningsgrad, ennå i lang tid vil være den utslagsgivende drivkraften i markedet. De økonomiske og politiske spenningene i OPEC generelt og mellom produsentlandene i Midt-Østen spesielt, gjør atferdsmønsteret vanskelig å forutsi.

Også veksten i oljeproduksjonen i resten av verden, og veksten i oljeetterspørselen, vil påvirke prisutviklingen i årene som kommer.

Totalt sett endret produksjonen i resten av verden seg lite fra 1986 til 1987. Ifølge foreløpige estimat produserte verden utenom OPEC-landene og stats-handelslandene i 1987 gjennomsnittlig 22,5 mill fat pr dag, og statshandelslandene gjennomsnittlig 15,5 mill fat pr dag, altså til sammen gjennomsnittlig 38,0 mill fat pr dag. De tilsvarende tallene for 1986 er 22,7, 15,4 og 38,1 mill fat pr dag. På landnivå skjedde det imidlertid forskyvinger. USAs og Storbritannias produksjon gikk ned med henholdsvis 4,6 % og 3,0 %, mens Sovjetunionens, Mexicos og Norges produksjon økte med henholdsvis 1,5 %, 4,5 % og 16,0 % i 1987.

På kort sikt er oljeproduksjonen i verden utenom OPEC trolig relativt lite følsom for svingninger i oljeprisen. Prisfallet i 1986 førte til nedstengning av en del produksjon i utpregete høykost-områder, men ga seg mindre utslag enn mange hadde ventet. Eventuelle nye pris-sammenbrudd trenger ikke få mer alvorlige kortsiktige følger for produksjonen i resten av verden. Oljeselskapene vil trolig fortsette å utnytte størstedelen av den eksisterende produksjonskapasiteten fullt ut nesten uansett hvordan prisene utvikler seg.

Derfor er det mindre spredning i prognosene for produksjonsutviklingen enn i prognosene for prisutviklingen i 1988. Oljeprisprognosene sprikte like mye ved utgangen av 1987 som de gjorde ved inngangen til 1987.

Prisnedgangen i 1986 fikk klare konsekvenser for lete- og utbyggingsaktivitetsnivået i flere av verdens oljeprovins. I USA, hvor det fins en rekke små oljeselskap som opererer med høye kostnader, sank antallet borerigger i drift med 62 % fra desember 1985 til oktober 1986. 30 oljeselskap som til sammen besit-

ter rundt to tredjedeler av USAs påviste utvinnbare oljereserver, rapporterte en nedgang i sine reserver på 5 % i 1986. Aktivitetsnivået tok seg opp i annet halvår 1987, men ikke mer enn at antallet rigger i drift var 40 % lavere ved siste årsskifte enn ved årsskiftet 1985/86.

Når det gjelder Vest-Europa sank antallet boreinnetninger i drift med 44 % fra sist i 1985 til sist i 1986. Også her skjedde det et oppsving sommeren 1987, og antallet lå i oktober 35 % under toppen som ble nådd i slutten av 1985.

Det ble ved årsskiftet 1987/88 lagt fram oppjusteringer av anslag for verdens totale påviste utvinnbare oljereserver fra i underkant av 700 mrd til 887 mrd fat. Oppjusteringen på hele 27 % skyldtes først og fremst at flere land hadde innrapportert nye anslag basert på nye undersøkelser for sine respektive reserver. Alle disse landene var OPEC-land. Reserve-anslag er usikre, og OPEC-landenes nye tall kan være satt høyt ut fra forventninger om at produksjonskvote-ordningen i framtiden vil bli basert nettopp på medlemslandenes reserver. Det er imidlertid på det rene at statene rundt Den Persiske Gulf har olje til mange flere års produksjon på dagens nivå enn noe annet oljeproduiserende område, slik at OPEC etter alt å dømme på sikt vil bli mer dominerende i markedet igjen.

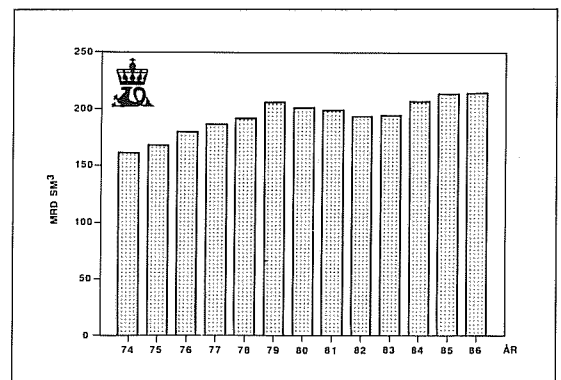
5.5.2 Gassmarkedet

Gasshandel krever omfattende og kostbar infrastruktur. Derfor fins det ikke noe sammenhengende verdensmarked for gass, bare et antall regionale markeder. Det europeiske markedet utmerker seg ved få, store deltakere og ved få, store og langsiktige kontrakter, og ved at det nesten ikke fins avsetningsmuligheter ved siden av disse kontraktene.

Vest-Europas gassforbruk gikk etter mange år med høy vekst inn i en stagnasjonsfase i 1980, jf fig 5.5.2.a. Omslaget skyldtes spesielt oljeprishoppet i 1979-80. Nedgang i veksten i verdensøkonomien på den ene siden, og energiøkonomisering på den andre siden, resulterte i nedgang i energiforbruket. Prisutviklingen førte videre til substitusjon bort fra hydrokarboner generelt.

Det europeiske gassforbruket tok seg opp igjen i fra $196,5 \times 10^9 \text{Sm}^3$ i 1983 til $216,3 \times 10^9 \text{Sm}^3$ i 1986. Det

Fig 5.5.2.a
Vest-Europas gassforbruk 1974-1986



internasjonale økonomiske tilbakeslaget ble avløst av en ny konjunkturoppgang, og prisutviklingen gjorde gass mer konkurransedyktig i visse markeder. Om oppgangen fortsatte i 1987, vil bli klart først utpå våren 1988.

Prognosene for veksten i det vest-europeiske gassforbruket spriker. Mange tror at gassindustrien ikke vil klare å øke sin andel av det vest-europeiske energimarkedet nevneverdig fra dagens nivå på ca 15,5 %, og at dette markedet vil vokse med bare vel 1 % pr år framover mot år 2000, slik at Vest-Europa vil etterspørre 255-260 x 10⁹Sm³ i år 2000. Høsten 1987 kom imidlertid to kjente konsulentgrupper ut med studier som munner ut i forventninger om et marked på nesten 300 mrd Sm³ rundt år 2000.

Statoil undertegnet sommeren 1987 en avtale med Østerrike om leveranser av ca 1 x 10⁹Sm³ gass fra Troll. Statoil hadde også framgang i sine forhandlinger med Spania om leveranser på rundt 1 x 10⁹Sm³ pr år fra 1996. Markedsføringen overfor Italia har foreløpig ikke ført fram til kontrakter.

Norges gassleveranser til Storbritannia under eksisterende kontrakter vil ta slutt om få år, og det forble uklart gjennom 1987 om britene ønsker en ny avtale gjeldende alt fra tidlig på 1990-tallet, eller om de er innstilt på å vente. British Gas Corporation har signalisert interesse for en avtale, men enkelte oljeselskap hevder at det fins nok gass til mange års produksjon på britisk sokkel, og at en ny importavtale vil hindre utnyttning av disse ressursene.

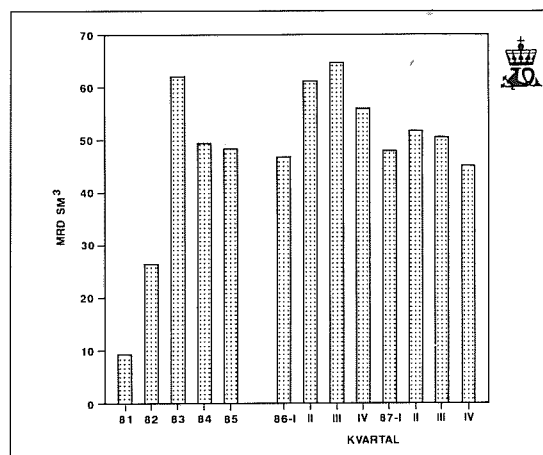
Stor interesse knytter seg for tiden til det skandinaviske gassmarkedets vekstpotensiale. Diskusjonen om Norges framtidige gassforbruk knyttet seg i 1987 i første rekke til spørsmålene om hvor mye kraft vi vil trenge i årene framover, og hvor det eller de første gasskraftverkene skal ligge. Både Vest-Norge, Midt-Norge og Østlandet er aktuelle områder for gasskraftverk-utbygging. Valget av tidspunkt og sted for den første utbyggingen vil blant annet påvirke mulighetene for utbygging på Haltenbanken.

Det svenske gassmarkedet er ennå lite, men anses å ha betydelige vekstmuligheter. Avgjørende for veksttakten blir om og eventuelt når avviklingen av kjernekraftverkene tar til.

Norge ønsker framtidige leveranser av norsk gass både til Sverige og til Danmark. Sent i 1987 fikk vi imidlertid en påminnelse om at konkurransen om det svenske markedet vil bli hard. Det fins nå en intensjonsavtale mellom Sverige og Sovjetunionen om leveranser av ca 0,5 x 10⁹Sm³ sovjetisk gass pr år. Gassen skal transporteres via Tyskland og Danmark, men om det senere blir aktuelt med større volumer, kan legging av en rørledning over Østersjøen komme på tale.

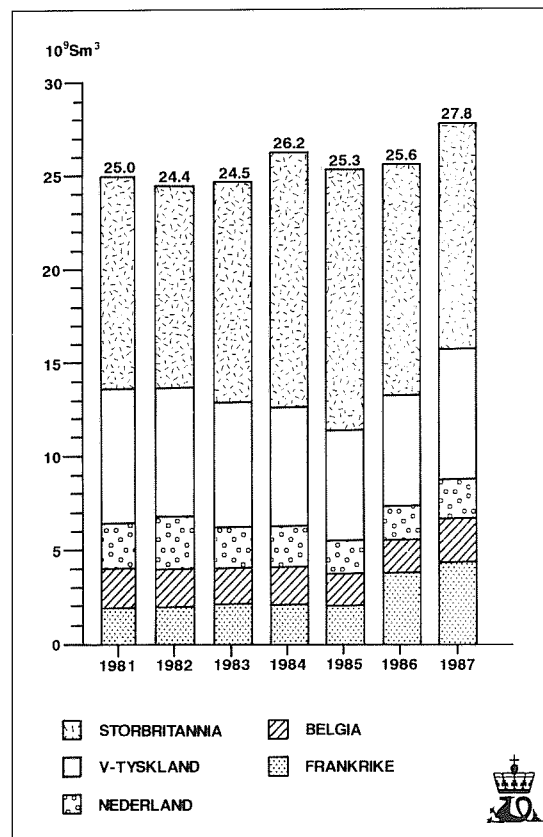
Muligheten for å få bygd ut gassfeltene utenfor Nord-Norge har vært koplet til muligheten for å få LNG-leveranser til det amerikanske markedet. Denne muligheten vil etter alt å dømme kunne oppstå tidligst rundt år 2000. Det amerikanske markedet er stort, men har siden 1981 oppvist et tilbudsoverskudd, jf fig 5.5.2.b. Forholdene vil neppe endre seg vesentlig med

Fig 5.5.2.b
Gassoverskuddet i USA. Gjennomsnittstall 1981-85, faktiske tall 1986-87



det aller første. De amerikanske energimyndighetene regner imidlertid med at USA som i 1986 importerte 21,5 x 10⁹Sm³ gass, omkring årtusenskiftet vil måtte kjøpe mellom 60 og 100 x 10⁹Sm³ fra utlandet. Siden Canada og Mexico neppe vil kunne dekke hele dette behovet, vil det da bli aktuelt med økt import av LNG.

Fig 5.5.3.a
Salg av råolje fra norsk kontinentalsokkel



USA har tidligere importert LNG fra Algerie, men handelen stoppet opp på grunn av uenighet om prisfastsettelsen. Partene inngikk imidlertid i 1987 en ny kontrakt om leveranser av algersk LNG tilsvarende $4,5 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass pr år. Norges muligheter vil avhenge først og fremst av vår konkurransedyktighet.

5.5.3 Salg av petroleum fra norsk kontinentalsokkel

Det ble i 1987 solgt $46,21 \times 10^6$ tonn råolje fra norsk kontinentalsokkel. Dette representerer en økning på 16,3 % i forhold til 1986. Storbritannia var i fjor som i 1986 største mottaker, med 29,6 % av skipningene. Nederland mottok 19,9 % og Norge 18,5 % av skipningene.

Fig 5.5.3.a viser råoljesalget fordelt på land i perioden 1981-87.

Salget av NGL fra norsk sokkel nådde i 1987 opp i $1,93 \times 10^6$ tonn. Dette var en økning på 3,2 % i forhold til 1986.

Fig 5.5.3.b viser salget av råolje og NGL i 1987 fordelt på rettighetshavere.

Det ble i 1987 som i 1986 skipet $0,2 \times 10^6$ kondensat. Norge eksporterte $27,8 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass i 1987, det vil si 8,8 % mer enn i 1986. Det ble solgt $12,04 \times 10^9 \text{Sm}^3$ til Storbritannia, $6,99 \times 10^9 \text{Sm}^3$ til Vest-Tyskland, $4,73 \times 10^9 \text{Sm}^3$ til Frankrike, $2,09 \times 10^9 \text{Sm}^3$ til Nederland og $1,95 \times 10^9 \text{Sm}^3$ til Belgia, jf fig 5.5.3.c.

Fig 5.5.3.d viser gass-salget i 1987 fordelt på rettighetshavere.

Fig 5.5.3.c
Salg av gass fordelt pr land

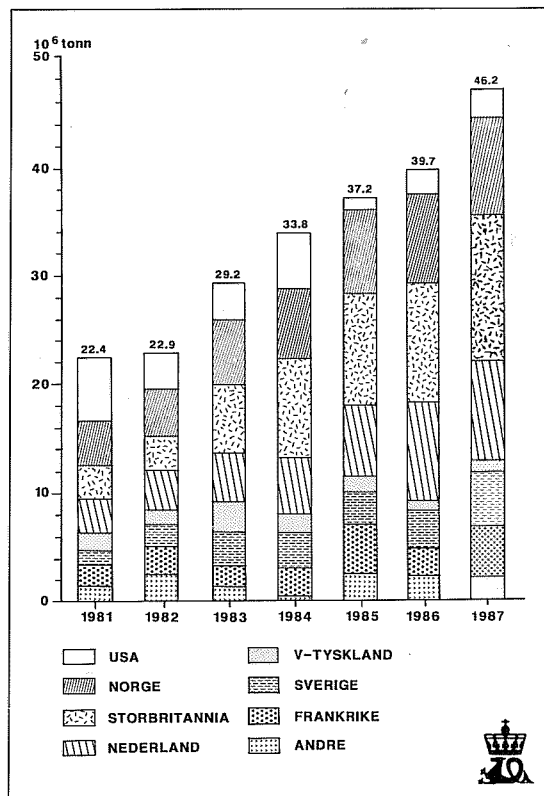


Fig 5.5.3.b
Solgt råolje/NGL pr rettighetshaver i 1987

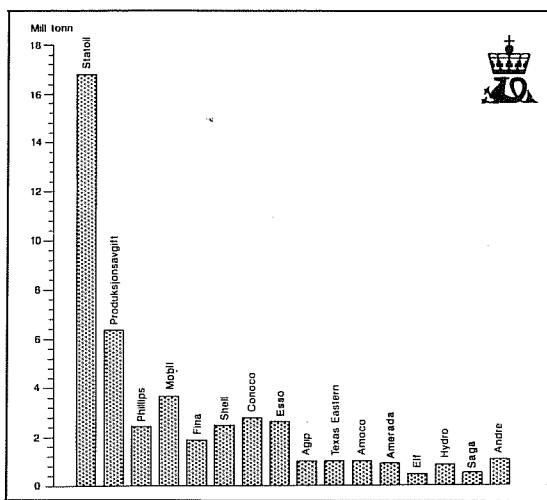
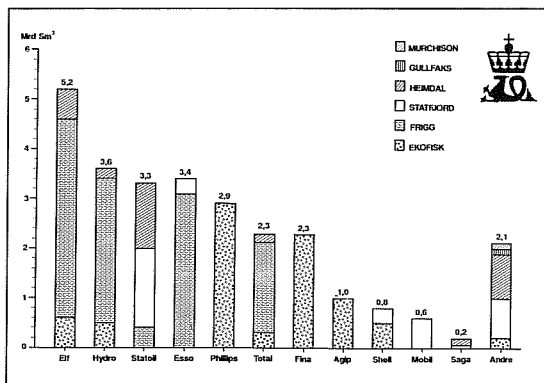


Fig 5.5.3.d
Solgt gass pr rettighetshaver 1987



6 Spesielle utredninger og prosjekter

Oljedirektoratet har i 1987 bevilget totalt kr 17 630 625.- til spesielle prosjekter. Dette fordeler seg med kr 4 214 367.- til prosjekter for Divisjon for sikkerhet og arbeidsmiljø, og kr 14 434 254.- til Divisjon for ressursforvaltning, herav kr 508 000.- til universitetene.

Videre ble det bevilget kr 4 698 429.- til prosjektet opprydding på havbunnen i Nordsjøen.

Til værskipprosjektet i Barentshavet, som administreres av Oljedirektoratet, ble det disponert kr 13 876 006.-.

En del av prosjekttitlene, med utførende institusjoner, er listet i de følgende sider. Noen av prosjektene er i tillegg omtalt spesielt.

6.1.1

Leteavdelingen:

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Studie av Brent gruppen på norsk sokkel	Universitetet i Bergen
Diagenese studier på Statfjord- og Gullfaks-feltene	Universitetet i Oslo
Innkjøp og utvikling av petrofysisk programvare	IPEC
Geologiske studier av krittfeltene	IPEC
Diagenesestudier på Albuskjell	IFE
Kalsittsementering i reservoarer	IFE og Rogalands forskning
Geologiske/petrofysiske studier av Aldra-formasjonen på Haltenbanken	Hartland-White og Read
Forseglende forkastninger, Heidrun-feltet	ARK geophysics og Dr R.F. Knipe
Geostatistikk, reservoarheterogenitet	Norsk Regnesentral
Maringeologiske og mikropaleontologiske undersøkelser i Barentshavet	Universitetet i Tromsø
Biostratigrafi i Trias-Dia-strukturen	Utrecht Universitet
Litostratigrafisk Nomenklatur – Nordsjøen	Oljedirektoratet og de norske operatørselskapene
Forkastningsmodellering	Rogalandsforskning
Bassengmodellering	Rogalandsforskning
Prospektevaluering	CMI/NRS
Interaktiv hastighetsanalyse	GECO
Hastighetsdatabase	GECO
Grav/Mag modellering	GECO

6.1 Divisjon for ressursforvaltning

Det ble også i 1987 utvist stor aktivitet innen SPOR-programmet, et statlig forsknings- og utviklingsprogram som ble startet i 1985. SPOR skal gjennom kompetanseoppbygging, forskning og utvikling av ny teknologi gi grunnlag for økt oljeutvinning.

Programmet skal gå over 5 år, og har en økonomisk ramme på 100 mill kr. Midlene bevilges over Olje- og energidepartementets budsjett.

Det er satt igang et utredningsarbeid med tanke på videreføring av forsknings- og utviklingsaktiviteten etter SPORs avslutning i 1989.

Studie av Brent-gruppen

Universitetet i Bergen har utført en studie av Brent-gruppen på norsk sokkel. Arbeidet har gitt økt forståelse av Brent-gruppens utbredelse, reservoaregenskaper og kontinuitet.

Diagenesestudier på Statfjord og Gullfaks

Universitetet i Oslo er i gang med et prosjekt for Oljedirektoratet angående diagenetiske undersøkelser av Statfjord-formasjonen på Statfjord – og Gullfaks-feltet. Dette omfatter isotopundersøkelser, datering, mineralstabilitetsanalyser og formasjonsvannsanalyser.

Innkjøp og utvikling av petrofysisk programvare

Oljedirektoratet har i løpet av 1986 og 1987 evaluert en rekke petrofysiske EDB-programmer. En valgte å gå til anskaffelse av IPECs programvare. På dette nye EPIC-systemet har Oljedirektoratet utført ca 20 brønntolkninger.

Geologiske studier av krittfeltene

Det er utført en rekke kjernebeskrivelser og analyser av reservoaret fra brønner på feltene i Ekofisk-området. Dette vil øke den geologiske forståelsen av reservoaret. Studier vil medvirke til forståelsen av kommunikasjon mellom brønner på feltet.

Diagenesestudier på Albuskjell

Ved hjelp av isotopanalyser har en forsøkt å foreta korrelering innenfor reservoaret. Dette studiet vil medvirke til forståelsen av kommunikasjon mellom brønner på feltet.

Kalsittsementering innen reservoarer

Det er foretatt analyser fra kalsittsementerte reservoarsoner på Haltenbanken og Brage-feltet. Dette er viktig for å øke forståelsen for utbredelsen og betydningen av slike impermeable soner i et reservoar.

Geologiske/petrofysiske studier av Aldra formasjonen på Haltenbanken

Det er utført petrofysisk tolkning av brønner fra Smørbukk-området. Det er lagt vekt på porøsitet- og vannmetningsbestemmelser for å kunne sammenligne med testresultater. Det er videre utført petrologiske analyser av kjernemateriale for å kunne sammenligne med de petrofysiske analysene. Formålet med prosjektet er å forbedre metodene for påvisning av oljeførende soner.

Førsegående forkastninger

Prosjektet tar sikte på å gi bedre kjennskap til førsegående forkastninger, type og utbredelse. Kjennskap til førsegående forkastninger er svært viktig i forbindelse med olje- og gassproduksjon.

Geostatistikk, reservoarheterogenitet

En tar sikte på å øke forståelsen av reservoarbeskrivelse ved heterogene reservoarer. En vil foreta modellering og bygge opp en geologisk kunnskapsbase.

Maringeologiske og mikropaleontologiske undersøkelser i Barentshavet

For å bedre kunnskapen om de yngste sedimentære avsetningene i Barentshavet, har Universitetet i Tromsø i 1987 utført studier på sen cenozoiske sedimenter i dette området.

Biostratigrafi Dia-strukturen.

For å øke ekspertisen om trias palynostratigrafi, er det utført detaljerte palynologiske studier av materialer fra de grunne boringene på Dia-strukturen i samarbeid med Universitetet i Utrecht, Holland.

Litostratigrafisk nomenklatur.

Den litostratigrafiske nomenklaturen publisert i 1977 av Degan & Scull er etter hvert blitt foreldet. En arbeidsgruppe har derfor revidert den litostratigrafiske nomenklaturen sør for 62°N for kritt og tertiær. Gruppen har bestått av representanter fra Oljedirektoratet og de norske operatørselskapene.

Forkastningsmodellering

Ved å benytte digitaliserte seismiske snitt kan programmet foreta lagskrelling av forkastede horisonter og beregne strekningsfaktorer som er viktige for modningssimulering av kildebergarter. Programmet vil også kunne modellere geometrien av listriske forkastninger, samt rekonstruere geologien til pre-forkastningstid. Mulige tolkninger kan dermed testes.

Bassengmodellering

Hensikten med dette prosjektet er å utvikle et program som skal inngå i Oljedirektoratets interne programpakke i forbindelse med estimering av hydrokarbondannelse og bassengutvikling. I år er modellen videre utviklet med henblikk på å beregne erosjonsaktivitet. Med dette blir programmet mer anvendelig i Barentshavet.

Prospektevaluering

Prosjektet er satt igang for bedre å kunne estimere volumer av hydrokarboner, type hydrokarboner og sannsynlighet for olje og gass. Denne type estimering er det behov for i forbindelse med åpning av nye områder og blokker for konsesjonstildeling.

Interaktiv hastighetsanalyse

I forbindelse med seismisk prosessering er det utviklet en program-modul for interaktiv hastighetsanalyse. Dette muliggjør en best mulig bestemmelse av prosesseringsparametre.

Utvikling av hastighetsdatabase

For bestemmelse av hastighetsfelter i de geologiske strukturer basert på seismiske "stacking"-hastigheter og brønnlogger, integreres programsystemet Hast-Prog med Oljedirektoratets databasesystem. Dette vil gi best mulige parametre ved dybdekonvertering av geologiske tidskart for volumberegninger.

Gravimetrisk/magnetisk datamodellering

For modellering av geologiske strukturer basert på GRAV/MAG data er det utviklet ny programvare.

Hensikten er å gi best mulig beskrivelse av utviklingen av geologiske strukturer.

6.1.2**Utbyggingsavdelingen**

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Oljeutbygging på Troll	Smedvig IPR A/S
Teknologiutvikling/kostnadsreduksjoner	Novatech A/S
Kapasitetsvurderinger i forbindelse med gasstranspor	R M Parsons Co Ltd
Reservoarovervåking	IPEC
Feltrelaterte EOR-studier	Rogalandsforskning, Restek, Institute Francais du Petrole
Reservoartekniske studier i Oseberg-området	Restek, Reslab A/S, Rogalandforskning
Investeringsstrategi under usikkerhet/verdi av fleksibilitet	CMI
Verdi av terminal- og bøyelastet olje på Haltenbanken	Petroleum Economics Ltd

Oljeutbygging på Troll

Rettighetshaverne konkluderte i 1986 med at dersom oljeprovinsen i Troll Vest skulle kunne bygges ut økonomisk, måtte kostnadene reduseres. Dette prosjektet gikk ut på å få vurdert mulighetene for en lavkostnads-løsning for Troll olje, og konklusjonen er at det kan være god økonomi i en utbygging. Resultatene vil bli diskutert med rettighetshaverne i 1988.

Teknologiutvikling/kostnadsreduksjoner

Arbeidet med å vurdere potensialer for kostnadsreduksjoner ved framtidige feltutbygginger ble videreført i 1987. Innsatsen er spesielt konsentrert omkring analyse av sammenhengene mellom teknisk konsept og valg av strategi for prosjektgjennomføring. Ved en optimal tilpasning kan det være potensialer for vesentlige kostnadsbesparelser.

Kapasitetsvurderinger i forbindelse med gasstransport

I forbindelse med beslutningen om oppstartår for Zee-pipe, er det utført en studie av den reelle kapasiteten i eksisterende ilandføringsystemer, muligheter for kapasitetsutvidelser samt konsekvensene av kapasitetsutvidelser. Ut fra blant annet denne studien er Oljedirektoratet enig i rettighetshavernes valg av 1993 som oppstartår.

Reservoarovervåking

13 felt i Nordsjøen er studert, og det vises hvordan forståelsen av feltene har endret seg over tid. Staffjord er behandlet mest detaljert. Det gis anbefalinger om hvilke data som bør samles inn i tidlig fase.

Feltrelaterte EOR-studier

Gjennom delstudier er potensialet for økt oljeutvinning i feltene Heidrun, Draugen og Smørbukk belyst.

Reservoartekniske studier i Oseberg-området

Delstudier omhandler ulike reservoartekniske problemstillinger i forbindelse med Oljedirektoratets behandling av plan for utbygging og drift for Oseberg Nord og Brage.

Investeringsstrategi under usikkerhet/verdi av fleksibilitet

Verdien av å kunne stanse, utsette eller endre investeringsbeslutninger for foreslåtte utbyggingsplaner og av fast plattformkonsept på Snorre-feltet, er vurdert.

Valg mellom terminallasting eller bøyelasting av olje på Haltenbanken

Prosjektet gikk ut på å foreta en uavhengig evaluering av prisforskjellen mellom bøyelastet og terminallastet olje i forbindelse med planer for utbygging av felt på Haltenbanken.

6.1.3 Driftsavdelingen

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Videreføring tetthetsmåling	Dantest, Danmark
Allokering av brønnproduksjon	Moore, Barret & Redwood, UK
Feilvurdering densitometre	Rogalandsforskning
Tekniske/økonomiske aspekter ved fjerning	Opcon
Utblåsingsrater	Vignes
Ny teknologi innen reservoarovervåking	Read
Formasjonsvann – analyseprosedyrer og rapportering	Aquateam

Videreføring tetthetsmåling

Oljedirektoratet har i samarbeid med K-Lab (Statoil/Total) fått utført et laboratorieforsøk ved Dantest i København. Formålet med prosjektet er å få etablert en kalibreringsprosedyre for tetthetsmålere som skal kunne redusere usikkerhet i måleresultatene når instrumentet anvendes på gasser under høyt trykk. Slik usikkerhet ligger bak feilmåling i Emden, som på sin side har ført til erstatningsleveranser av gass fra selger til kjøper. Prosjektet forventes avsluttet i løpet av våren 1988.

Tekniske og økonomiske aspekt ved fjerning av innretninger på norsk sokkel

Hensikten med dette prosjektet er å vurdere de tekniske muligheter og begrensninger som fins med dagens teknologi, samt den økonomiske siden, når det gjelder fjerning av betonginnretninger. Mer konkret har prosjektet fokusert på følgende aspekt:

- Identifisering av parametre som må tas hensyn til ved fullstendig eller delvis fjerning av betonginnretninger
- Utredning av aktuelle metoder ved fjerning
- Vurdering av kostnadene ved ulike typer fjerningsoppgaver

En videreføring av prosjektet planlegges. Her vil søket bli rettet mot de tiltak som må iverksettes dersom

6.1.4 Planavdelingen

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Innfasing av utbyggingsprosjekter under usikkerhet	SINTEF
Olje- og gassprisutviklingen	CMI
Markedspotensiale for norsk LNG i USA	ECON
Gassmarkedet i Sverige	Asplan Analyse A/S
Skattesystemet og prisusikkerhet	CMI
Leveransemønster i forbindelse med offshore-virksomheten	Novatech A/S
Petroleumssektorens behov for høyere utdannet arbeidskraft 1987-2000	Asplan Stavanger A/S

en plattform skal bli stående etter at produksjonen er opphørt. Prosjektet inngår i det arbeid Oljedirektoratets "slutfasegruppe" utfører.

Ny teknologi innen reservoarovervåking

Prosjektet gikk ut på å skaffe rede på status for teknologien innen reservoarovervåking, og innhente opplysninger om det siste på markedet på dette området. Utførende institusjon ble benyttet som konsulent ved bearbeidingen av de data en hadde fått fra service- og oljeselskap.

Formasjonsvann – analyseprosedyrer og rapportering

Dette er andre del av formasjonsvann-prosjektet som startet i 1986. Første del omhandlet hovedsakelig prosedyrer for prøvetaking, behandling og lagring av formasjonsvannprøver.

I denne delen ligger hovedvekten på standardisering av analyseprogram og analyseprosedyrer for å oppnå mest mulig enhetlige og pålitelige resultater, og for å sikre at et minimum av analyser gjøres på alle prøver. Forslag til rapportering av vannanalyser er også utarbeidet. Resultatene fra prosjektet skal innarbeides i regelverket for prøvetaking og analyse av formasjonsvann.

Flere laboratorier og norske oljeselskap har bidratt med erfaringsmateriale.

Innfasing av utbyggingsprosjekter under usikkerhet

Virksomheten på norsk sokkel må planlegges under usikkerhet ved mange av rammebetingelsene. Slike forhold krever gjennomtenkning av selve planleggingsbegrepet, fokusering på målformuleringsproblemet og utnyttning av at beslutningene i praksis vil bli tatt etter hverandre i tid. Prosjektet gikk ut på å lage et beslutningsstøtteverktøy for slik planlegging – en modell som i stedet for å generere sett av beslutninger for hele planperioden, gir anvisninger om hvilke valg som bør treffes på senere tidspunkter i lys av informasjon som ikke foreligger nå, men som vil være tilgjengelig da. Utviklingen av modellen kan beskrives som dynamisk programmering med stokastiske tilstandsvariable. Arbeidet vil fortsette i 1988 med siktemål å gjøre modellen mer generell, fleksibel og brukervennlig.

Olje- og gassprisutviklingen

Oljedirektoratet bidro i 1984-85 til utviklingen av oljemarkedsmodellen PRIMO – en systemdynamisk modell som tar spesielt hensyn til at olje er en råvare og at oljeprisen som andre råvarepriser har utviklet seg særs ujevnt. Fjorårets prosjekt gikk ut på å utvide denne modellen i lys av nyere studier av substitusjonsforholdene mellom olje og andre energibærere i ulike regionale markeder, og bli i stand til å generere konsistente prognoser for både olje- og gassprisutviklingen. I en del-rapport vurderes den kommersielle risikoen i Troll-kontrakten på bakgrunn av ulike gasspris-scenarier.

Skattesystemet og prisusikkerhet

Petroleumsskattesystemet fordeler både inntekt og

risiko mellom rettighetshaverne og staten. Prosjektets formål var å beregne kontantstrømmenes sensitivitet under det nye systemet for prisendringer, og se på effektene på økonomien i ulike utbyggingsprosjekter av å endre skatteparametre. Metodene som brukes er sensitivets og forventnings/varians-analyse.

Leveransemønster i forbindelse med offshore-virksomheten

Formålet med studien var å vurdere hvilken etterspørsel etter hovedkomponenter framtidige utbyggingsbaner kan gi. Det ble lagt vekt på å vurdere dette ut fra forventet teknologisk og kostnadsmessig utvikling.

Studien viste blant annet at en kan forvente overgang fra dagens tradisjonelle moduler til store moduler og integrerte dekk. Flytende plattformunderstell kan ta en ikke ubetydelig del av understellmarkedet framover, på bekostning av faste plattformunderstell av betong eller stål.

Petroleumssektorens behov for høyere utdannet arbeidskraft 1987-2000

Formålet med studien var å undersøke om tilgang på høyere utdannet arbeidskraft kunne bli en flaskehals for virksomheten i framtiden.

Det ble derfor utarbeidet ulike prognoser for framtidig etterspørsel for høyere utdannet personell innen sektorene. Disse prognosene ble så sammenholdt med anslag over tilgang på høyere utdannet arbeidskraft.

Resultatene viste vekst i etterspørselen etter utdannet personell de nærmeste årene, men deretter en tilbakegang. Etterspørselsveksten varierte med de ulike utbyggingsbanene, og for ulike personellkategorier. Resultatene er rapportert Olje- og energidepartementet.

6.2**Divisjon for sikkerhet og arbeidsmiljø**

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Støtte til NEK ang norsk deltakelse i internasjonalt standardiseringsarbeid (SFS)	Norsk Elektroteknisk komite
Medlemskap i CIRIA-UEG (SFM)	CIRIA-UEG
Medlemskap i Welding Institute (SFM)	The Welding Institute
Retningslinjer til forskrift for bærende konstruksjoner (SFM)	Oljedirektoratet
Forskrifter for undervannsrørledningsystemer (SFM)	Oljedirektoratet
Metodisk regelverksutvikling (SS)	Oljedirektoratet
Fleksible slanger og rør (SFM)	Veritas/Veritec
Vinterisering av boreoperasjoner (SFB)	SINTEF
Akseptkriterier for G-sement (SFB)	Norsk Hydro
Dypdykking (SFU)	Oljedirektoratet

Internasjonalt samarbeid vedr standardisering av dykking (SFU)	Oljedirektoratet
Arbeidsmiljø for dykkere (SFU)	Oljedirektoratet
Akseptkriterer for brannskillere (SFS)	SINTEF
Effekter av mineralolje (SFA)	Regionalsykehuset, Trondheim
Organisering av verne- og helse-tjenesten i petroleumsvirksomheten (SFA)	FAHS, Bergen
Personskader relatert til boring (SFA)	Rogalandsforskning
Toksikologiske aspekter ved miljø forurensninger i hyperbare systemer (SFA)	NUTEC
Effekten av kuldestress på fysisk og psykisk yteevne (SFA)	NUTEC
Akseptkriterier – boreslam – analysemetoder (SFA)	SINTEF
Fjerning av innretninger etter sluttproduksjon (SFM)	Vertic
Evaluering av nytt utstyr, ny teknologi innen boring og brønnrelaterte aktiviteter (SFB)	Oljedirektoratet
Retningslinjer for beredskap (SFC)	Scandpower a/s
Influence of welding (SFM)	Cranfield Institute
Boredatabank (SFB)	Rogalandsforskning
Fiberoptikk (SFS)	Veritas/SINTEF
Databaserte sikrings- og styrings-systemer (SFS)	Oljedirektoratet
Akseptkriterier for gamle innretninger og konstruksjoner (SFM)	Aas Jacobsen, SINTEF, Veritas
Sammenligning regelverk OD/DnV (SFM)	Oljedirektoratet/ Veritas
Nye designkriterier for katodisk beskyttelse (SFM)	Veritas
Korrosjonsproblemer ved sjøvannsinjeksjon (SFM)	Oljedirektoratet
Akseptkriterier for boring ved fravær av stigerør (SFB)	Pioteck, Trondheim
Kriterier for sammensetning av en produksjonsstreng (SFB)	Rogalandsforskning
WOAD-Worldwide Offshore Accident Databank (SSP)	Veritas
Totale sikkerhetsvurderinger (SSP)	Siktec a/s
Instrumentert overvåking av offshore installasjoner (SFM)	Oljedirektoratet
Oljerelatert industris og leverandørers erfaringer og reaksjoner på operatørens praksis innen internkontroll/kvalitetssikring	Oljedirektoratet

Toughness requirements for offshore structures in the North Sea (SFM)	IRO, Holland
Innvirkning av korr inhibitorer på hydrogeninntrengning i stål (SFM)	Rogalandforskning
Bruk av Down-Hole BOP ved boring av topphullseksjoner (SFB)	Smedvig IPR
Bruk av reotrope væske i barriere-sammenheng (SFB)	Petresco, Trondheim

Akseptkriterier for arbeidsmiljøforhold

Hensikten med dette prosjektet er å utvikle akseptkriterier som skal legges til grunn for ivaretagelse av Sikkerhetsdivisjonens forvaltningsmessige ansvar for arbeidsmiljøforhold i petroleumsvirksomheten. Det skal utarbeides materiale som skal danne grunnlag for saksbehandlingen ved utstedelse av samtykker, gjennomføring av revisjoner, samt informasjonsvirksomhet mot industrien og FoU-miljøer. Fagfolk fra universitetene i Bergen og Trondheim er trukket inn i dette arbeidet.

Dette prosjektet er avsluttet i 1987 med seks delprosjekter.

Vinterisering av flyttbare innretninger

Dette er et samarbeidsprosjekt mellom flere fagseksjoner i Sikkerhetsdivisjonen. Prosjektet skal lede frem til utarbeidelse av akseptkriterier for vinterboring i nordområdene. Det har vært kontakt med kanadiske myndigheter og operatører med erfaring fra boring i arktiske strøk. Akseptkriteriene vil gjelde både utstyr, operasjoner og innretningens konstruksjon. SINTEF er brukt som utenforstående faginstans.

Prosjektet ble påbegynt i 1986 og avsluttet i 1987.

Retningslinjer for beredskap

Målsettingen med prosjektet er å utvikle en beredskapsmodell/beskrivelse/retningslinje som ivaretar alle nødvendige beredskapsmessige funksjoner, fremmer fleksibilitet og enkelhet mht valg av metoder og utstyr. Videre skal modellens funksjonskrav være slik at de er vurderbare og i overensstemmelse med internkontrollprinsippet.

Prosjektet er delt i to delprosjekter:

Delprosjekt 1: Retningslinjer og krav til funksjoner,

systematikk og vurderinger av beredskapssystemer.

Delprosjekt 2: Retningslinjer og krav til beredskapskommunikasjon.

Begge delprosjekter er startet i 1986 og ble avsluttet ca 1987. Den økonomiske totalramme er ca 2,3 millioner kroner.

Scandpower A/S er engasjert som konsulent i prosjektet.

Videreføring av prosjekt fleksible slanger, rør og rørledninger i hydrokarbonsystemer

Prosjektet ble påbegynt i 1984 (fase I), og videreført i 1985 og 1986 (fase II). Målsettingen er å tilføre Oljedirektoratet fagkompetanse på området fleksible rør, som er ny teknologi på norsk sokkel, med tanke på utarbeidelse av forskrifter/retningslinjer og behandling av utbyggingsløsninger.

Det eksisterer ennå lite tilgjengelig informasjon fra drift av fleksible rørsystemer. Dette kombinert med manglende mulighet for inspeksjon med konvensjonelle metoder, utgjør det største problem ved vurdering av bruk av fleksible slanger, rør og rørledninger.

I den senere tid er Oljedirektoratet også blitt forelagt planer om bruk av fleksible stigerør i forbindelse med flytende produksjonsanlegg. Erfaringsmaterialet fra slike stigerør er svært begrenset. Som eksempel på problemområder kan nevnes forholdet belastning/levetid og feilmekanismer.

Prosjektet var i 1986 konsentrert om vurderinger av erfaringsdata fra driftsfasen og fleksible stigerør, og er slutført i 1987.

DnV og Veritec er brukt som konsulenter på prosjektet.

6.3

Administrasjonsavdelingen

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Opprydding av havbunnen i Nordsjøen	Oljedirektoratet
INFOIL 2	Oljedirektoratet/Norsk senter for informatikk

Opprydding av havbunnen

Oljedirektoratets opprydding av havbunnen foregikk i 1987 på et 910 km² stort område sørvest av Egersundbanken; "Engelsk Klondyke". Området var valgt på grunnlag av anbefalinger av fiskernes organisasjoner og fiskerimyndighetene. Etter at området var kartlagt med sidesøkende sonar, ble de påviste heftene nærmere identifisert av fjernstyrt undervannsfarkost. Dynamisk posisjonert fartøy og fjernstyrt undervannsfarkost ble deretter brukt til å heve de gjenstander som det ble antatt ville være til hinder for et effektivt fiske i området. De gjenstander som ble hevet kunne for det meste tilbakeføres til skipsfart og fiske i området. Det viste seg imidlertid at det i det undersøkte område var mindre skrot enn man antok før opprensningen tok til.

Under ryddeaksjonen ble det også i år funnet vrak av en tysk ubåt. Denne lå på 74 m dyp og ble senket av allierte flystridskrefter sommeren 1944. Det ble ytterligere konstatert tre vrak hvorav to fiskefartøy.

Vrakene vil ikke bli hevet av Oljedirektoratet, men de nøyaktige posisjoner blir avmerket på Sjøkartverkets fiskerikarter. Sjøkartverket vil forøvrig få overført alle sonar- og andre bunndata som er samlet inn ved opprensningsaksjonen.

Etter at den planlagte oppryddingen på "Engelsk Klondyke" var avsluttet, ble den resterende del av årets bevilgninger brukt til å fortsette det påbegynte arbeid med opptak av rør fra Egersundbanken. Dette dreier seg om en ansamling på antakelig 300 stålrør av store dimensjoner, sannsynligvis en dekkslast som er tapt i dårlig vær. Rørene ble konstatert ved den statlige oppryddingen i 1985, da 21 rør ble tatt opp. I 1986 ble 55 rør fjernet og i 1987 127 rør.

Firmaet Bergen Underwater Services A/S var engasjert til å stå for arbeidet som i år hadde en kostnadsramme på 4,8 mill kroner. Styringskomiteen for oppryddingsaksjonen som består av representater fra Oljedirektoratet, Fiskeridirektoratet, Norges sjøkart-

verk, Noregs Fiskarlag og Norsk Industriforening for Oljeselskap har konkludert med at årets aksjon har vært vellykket.

Den statlige oppryddingen av havbunnen blir fortsatt omfattet med stor interesse fra fiskerhold og fra massemedia.

INFOIL 2 – norsk-britisk database over offshorerelaterte forskningsprosjekter

Arbeidet med databasen Infoil 2 har i 1987 vært konsentrert om å styrke kontakten – i form av møter og forhandlinger – med kanadiske myndigheter gjennom COGLA – Canada Oil and Gas Lands Administration i Ottawa. Hensikten er å få opprettet et forpliktende samarbeid om innmating av prosjektdata fra offentlig støttede kanadiske petroleumsrelaterte forskningsprosjekter. Dessuten er kontakten med NLDC – Newfoundland and Labrador Development Corporation – styrket ved at NLCS er kommet inn som mulig samarbeidspartner for NLDC vedrørende en eventuell installasjon av databasen i St John's.

Det har også lyktes å få EF-administrasjonen i Brussel til å levere data fra deres samling av "European Communities Oil and Gas Technological Development Projects" til Infoil-basen.

Et av de internasjonale oljeselskapene har abonnert på Infoil-basen for installasjon i eget anlegg i London.

En trykt katalog i engelsk og norsk utgave er produsert fra databasen for salg, henholdsvis:

"Offshore R & D Projects 1987" og "Petroleumsforskning 1987"

Katalogen inneholder 681 prosjektinnførsler.

Som en del av prosjektet er også Petroleumstesauros (norske termer til bruk ved søking i petroleumsrettede informasjonsdatabaser), 6. reviderte utgave, ferdig oppdatert. Arbeidet er utført av Statoil og Oljedirektoratet i fellesskap, og Norsk Termbank ved Universitetet i Bergen har stått for databehandlingen av vokabularet.

7 Internasjonalt samarbeid

7.1 Bistand til fremmede stater

I 1987 var Oljedirektoratets engasjement gjennom NORAD hovedsakelig konsentrert i Tanzania, Seychellene og i mindre grad i Mocambique. I disse landene var Oljedirektoratet beskjeftiget med (1) generell databehandling, (2) behandling og lagring av seismiske databånd, (3) datatolkning, (4) veiledning til konsulentfirma som utfører tolkningsoppdrag/seismisk reprosessering, (5) hjelp i kontraktsforhandlinger i forbindelse med seismisk innsamling og prosessering, (6) hjelp til å etablere kjernedatalager, oppbygning av biostratigrafisk laboratorium (Tanzania) og (7) veiledning til NORAD-støttede rådgivere i Mocambique og Tanzania.

Det har i beretningsperioden vært foretatt en kontinuerlig evaluering av petroleumpotensialet i sørlige del av Bangladesh med henblikk på større engasjement fra norsk side.

Oljedirektoratet har også aktivt deltatt i styrings- og arbeidsgrupper ledet av Departementet for utviklingshjelp, som har evaluert behovet for et petroleumsopplæringstilbud for mellomledere i utviklingsland. Oljedirektoratet har påtatt seg det administrative ansvaret for et sekretariat som skal styre denne opplæringsaktiviteten for en prøveperiode på 3 år.

Andre NORAD-prosjekter som Oljedirektoratet var engasjert i omfatter:

(a) INDIA

Hjelp til planlegging av NORAD bistand til "Institute of Ocean engineering and Technology" som drives av Indias statlige oljeselskap (ONGC)

(b) MELLOM-AMERIKA

Vurdering av mulige prosjekter innen petroleumssektoren i Costa Rica og Nicaragua med henblikk på mulig framtidig bistand til regionen.

7.2. Sikkerhet og arbeidsmiljø

7.2.1 Innledning

Sikkerhetsdivisjonen har et omfattende samarbeid med internasjonale faglige institusjoner og politisk/faglige organer enten direkte eller indirekte gjennom andre norske myndigheter.

Formålet med dette samarbeidet er:

- å bidra til å sikre at sikkerheten og arbeidsmiljøforholdene i petroleumsvirksomheten som et minimumskrav tilfredsstillers anerkjent internasjonal standard
- å sikre tilgang på relevant informasjon for kompetanseoppbygging og regelverksutvikling

- å bidra med vår innsikt og erfaring utad i internasjonal sammenheng og kunne påvirke sikkerhets- og arbeidsmiljøforhold i positiv retning.

I hovedsak har samarbeidet bestått i deltakelse i internasjonalt myndighetssamarbeid i Europa og i FN-sammenheng samt mer direkte samarbeid med forskjellige typer internasjonale og regionale faginstitusjoner. De viktigste samarbeidsparter har hittil vært:

- EF-kommisjonen, i samarbeid med KAD om sikkerhet og arbeidsmiljø, fra 1982.
- Det nordvest-europeiske samarbeidet om sikkerhet og forurensning (Safety and Pollution Safeguards in the Development of North-West European Offshore Mineral Resources), fra 1973.
- FN-organisasjonene IMO og ILO om henholdsvis sikkerhet til sjøs og arbeidsmiljø, fra 1979/80.
- EDTC og AODC om sikkerhet ved dykking, fra 1983.
- CIRIA/UEG (UK) om inspeksjon og vedlikehold av innretninger, fra 1980.
- Welding Institute (UK) om forskning og utvikling av materialer og sveising, fra 1981.
- API (USA), deltakelse i årlige konferanser om petroleumsfaglige emner samt standardisering, fra 1979.
- NACE (USA), deltakelse i årlige konferanser om korrosjon og overflatebehandling, fra 1984.
- CENELEC, samarbeid om elektroteknisk standardisering i Europa gjennom Norsk Elektroteknisk Komite (NEK).
- CCOP/ASCOPE/NECOR, deltakelse i FN-samarbeid om sikkerhetsspørsmål for en gruppe øst-asiatiske land, fra 1985.

Nærmere beskrivelse av institusjonene og innholdet i samarbeidet finnes også i tidligere årsberetninger fra Oljedirektoratet.

Det er spesielt innenfor områdene dykking, boring, produksjon, elektro, materialteknologi og driftsinpeksjon at S-divisjonen har hatt et betydelig faglig samarbeid med utenlandske institusjoner. Men også innenfor andre av S-divisjonens faglige ansvarsområder har det vært betydelige internasjonale kontakter med utveksling og overføring av erfaringer og drøftinger av problemer.

7.2.2 EF (Det europeiske fellesskap)

Fra 1982 har Norge hatt status som observatør innen

en organisert konferansevirksomhet i EF's regi med hovedemne "Safety and Health in the Oil and Gas Extraction Industries". Oljedirektoratet har deltatt i den norske delegasjonen til møter og har spesielt fulgt arbeidet med harmonisering av sikkerhetskrav mv relatert til petroleumsvirksomheten til havs, hvor man har diskutert og utvekslet erfaringer med hensyn til bl a yrkesskadestatistikk, opplæringskrav, etc. Denne virksomheten i EF-regi omfatter også en del saker som tidligere ble behandlet innenfor Det nordvest-europeiske samarbeidet.

Kommunal- og arbeidsdepartementet (KAD) har i 1987 inngått et formelt samarbeid med EF-kommisjonen om arbeidsmiljø- og sikkerhetsspørsmål (Safety and Health at Work). Samarbeidet omfatter utveksling av erfaringer med sikte på eventuell harmonisering av bestemmelser i forskrifter og standarder. Oljedirektoratet deltar som observatør i de årlige møter mellom partene, sist i Luxembourg i april 1987, men kan forøvrig ta opp aktuelle saker som ledd i det løpende samarbeid innenfor avtalen (Letter of Exchange) mellom KAD og EF-kommisjonen.

I EFs nye system for regelverksharmonisering, som ble iverksatt i 1987, inngår et formalisert samarbeid med EFTA-landene som på sikt sannsynligvis også vil omfatte petroleumssektoren. Det formaliserte samarbeidet med EF-kommisjonen gjennom Kommunal- og arbeidsdepartementet vil derfor være av betydning for Oljedirektoratets egen regelverksutvikling.

7.2.3 Det nordvest-europeiske samarbeidet (NWE-samarbeidet)

I mars 1973 ble det arrangert en konferanse i London om emnet "Safety and Pollution Safeguards in the Development of North-West European Offshore Mineral Resources" mellom de land som er mer og mindre direkte berørt av oljevirksomheten i Nordsjøen: Belgia, Danmark, Eire, Frankrike, Nederland, Norge, Storbritannia, Sverige og Vest-Tyskland.

Dette ble begynnelsen på et varig, organisert samarbeid mellom de nevnte land med hensyn til sikkerhets- og forurensningsproblematikk i petroleumsvirksomheten. Det har hittil vært arrangert 5 konferanser innen dette samarbeidet, i 1973, 1978, 1982, 1984 og 1986. Konferansen i 1982 ble holdt i Oslo. Det har vært opprettet flere arbeidsgrupper som har arbeidet over lengre tid med sentrale spørsmål og rapportert til konferansene. Oljedirektoratet har vært representert i den norske delegasjonen ved Juridisk avdeling og Sikkerhetsdivisjonen.

Konferansene har hatt som formål:

- gjensidig utveksling av informasjon
- harmonisering av tekniske standarder
- samarbeid med relevante internasjonale organisasjoner.

Under den femte konferansen som ble avholdt i København i 1986, ble det besluttet å se på arbeidsformen for konferansene. Det ble opprettet en arbeidsgruppe med deltakere fra myndighetene i Nordsjølan-

dene som avholdt møte 10-11 september 1987, i Clausthal-Zellerfeld i Vest-Tyskland.

Arbeidsgruppen har fremmet en rekke forslag til hvordan samarbeidet mellom Nordsjølandene skal fortsette for fremtiden. Disse forslagene vil formelt bli behandlet på et møte mellom representanter fra kontinentalsokkelmyndigheter i Nordsjølandene i mai/juni 1988 i Bonn, Vest-Tyskland.

7.2.4 IMO – International Maritime Organization

IMO er en særorganisasjon i FN-systemet, og dens primære oppgave er å arbeide for bedre sikkerhet og tiltak mot forurensning til sjøs. Hovedtyngden av IMO's aktiviteter er rettet mot fartøyer og skipsfart, men en del av aktivitetene har også relevans for petroleumsvirksomheten til havs.

Den petroleumrelaterte del av IMOs virksomhet foregår for det meste i Sjø sikkerhetskomiteen (Maritime Safety Committee) og dens underliggende fagkomiteer (sub-committees). Oljedirektoratet har, som medlem av den norske delegasjonen til IMO, deltatt i komitearbeidet til tre av fagkomiteene innenfor områdene opplæring av personell, dykking, konstruksjon av flyttbare innretninger og fjerning av faste innretninger.

I 1987 har Oljedirektoratet deltatt i fagkomiteene Ship Design and Equipment, i arbeidet med revisjon av IMOs standard for flyttbare boreinnretninger og Safety of Navigation, hvor fjerning av faste innretninger har vært diskutert.

Oljedirektoratet deltar også i arbeidet med utviklingen av en IMO-standard for opplæring av maritimt nøkkelpersonell på flyttbare innretninger i fagkomiteen Standards of Training and Watchkeeping. Siste møte var i 1986 og neste blir i 1988.

IMO startet vinteren 1986 et arbeid med å utforme nærmere internasjonale regler for fjerning av innretninger offshore.

Bakgrunnen er Havrettskonvensjonens artikkel 60 nr 3, som forutsetter at spørsmålet om fjerning av innretninger gjøres til gjenstand for en skjønnsmessig vurdering fra kyststatenes side, der det blant annet tas hensyn til i hvilken grad en innretning er til ulempe for skipsfart, miljø, fiske mv. Videre gir artikkel 60 nr 3 "The competent International Organization" hjemmel til å vedta nærmere internasjonale fjerningsregler. IMO er alminnelig anerkjent som rette organisasjon.

Arbeidet utføres i Sub-Committe on Safety of Navigation, som har opprettet en egen arbeidsgruppe for oppgaven. Oljedirektoratet er representert i den norske delegasjonen.

Med basis i "Ocean Ranger"-ulykken tok IMO i 1986 opp arbeidet med internasjonale kvalifikasjonskrav for nøkkelpersonell på flytende innretninger som tar del i petroleumsvirksomhet til havs. Arbeidet utføres i Sub-Committee on Training and Watchkeeping, som har opprettet en egen arbeidsgruppe for oppgaven. Arbeidet er videreført i 1987 på det nasjonale plan for å forberede den norske deltakelse i IMOs underkomite i januar 1988.

7.2.5 CCOP/ASCOPE/NECOR

Oljedirektoratet deltar i et program for utvikling av sikkerhet innen petroleumsvirksomheten i regi av FNs særorganisasjonssystem. Programmet er rettet mot en del øst-asiatiske land (Thailand, Malaysia, Indonesia, Filippinene og Kina) og administreres av CCOP/ASCOPE/NECOR.

NECOR er den norske avdelingen av ECOR (Engineering Committee on Oceanic Resources) som er en rådgivende underkomite i FN når det gjelder utnyttelse av ressurser under havbunnen. Norske myndigheter har bidratt med ca 1 mill kroner til programmet i 1987.

Det er laget et arbeidsprogram som går over 5 år fra 1985 der de enkelte land skal utvikle lover og forskrifter og forestå opplæring innen de områder som har høyest prioritet. Oljedirektoratet deltar i dette arbeidet med spesialister på det enkelte felt for å være behjelpelig med gjennomføringen av programmet.

7.2.6 EDTC – European Diving Technology Committee

Oljedirektoratet arbeider aktivt i denne gruppen hvor de fleste land i Europa er med. Organisasjonens formål er å gi anbefalinger til medlemslandene i spørsmål som angår dykkernes sikkerhet. Det arbeides for større harmonisering og standardisering som vil kunne bedre sikkerheten i dykkeoperasjoner.

7.2.7 CIRIA/UEG

Construction Industry Research and Information Association (CIRIA) i Storbritannia er en industriforening eller sammenslutning av konsulenter, entreprenører, selskaper i byggeindustrien og offentlige myndigheter. Foreningen har som formål å fremme forskning, formidle informasjon og gi råd til medlemmene og innen byggebransjen generelt.

Foreningen har fire undergrupper som administrerer konkrete prosjekter:

- Administration Group
- Business Development Group
- Construction Group
- Offshore and Underwater Engineering Group (UEG)

Oljedirektoratet har siden 1980 vært medlem av undergruppen UEG. De prosjekter som UEG administrerer er meget relevante for det anvarsområde og de arbeidsoppgaver som er tillagt Sikkerhetsdivisjonen. Det faglige samarbeid som er etablert og den informasjonskilde som CIRIA representerer, har vært til stor hjelp blant annet i sikkerhetsutredninger og forskriftsarbeid. Sikkerhetsdivisjonen er for tiden med på et prosjekt om driftsinspeksjon for konstruksjoner og installasjoner under vann.

7.2.8 Welding Institute

Oljedirektoratet har vært medlem av Welding Institute i Storbritannia siden 1981. Dette sveiseinstituttet er det ledende på offshore områder og er meget aktivt innen forskning, undervisning og konsulenttjenester. Medlemskap gir adgang til konsulentbistand, prosjektdeltakelse og løpende informasjon om det nyeste innen material- og sveiseteknikk.

7.3 ISO – Den internasjonale standardiseringsorganisasjonen

Oljedirektoratet deltar i det måletekniske standardiseringsarbeidet som drives av Den internasjonale standardiseringsorganisasjonen ISO. Internasjonale standarder legges til grunn for måling av olje og gass. For å bidra til videre utvikling av internasjonale standarder, deltar Oljedirektoratet i de tekniske komiteene som arbeider med måling av olje og gass.

For å effektivisere det nasjonale arbeidet på dette området er det dannet et nasjonalt måleteknisk forum hvor Oljedirektoratet deltar.

8 Statistikk og oversikter

8.1 Målenheter

Oljedirektoratet vil normalt benytte enhetene fra Det internasjonale enhetssystem, SI. Dette systemet anbefales også for bruk av oljeselskapene som opererer på sokkelen. Imidlertid er det tradisjonelt slik at andre enheter enn de som tillates brukt i SI, har en sterk posisjon i petroleumsindustrien.

En del begreper og uttrykk for forkortelser forekommer i forbindelse med produksjonsdata for olje og gass og har tilknytning til målenhetene. Noen av disse er kort omtalt nedenfor.

Mengdeangivelse – olje

En nøyaktig angivelse av en oljemengde i volum må refereres til en nærmere oppgitt tilstand karakterisert ved trykk og temperatur. Dette er nødvendig fordi en oljemengdes volum påvirkes av både trykk og temperatur. Trykk og temperatur som oljevolumet refereres til, omtales som volumets referansebetingelse. De to vanligste referansebetingelser er a) 60°F, 0 psig og b) 15°C, 1.01325 bar.

Andre trykk- og temperaturreferanser enn disse kan også forekomme. En bør merke seg at uttrykk som "standardtilstand", "Barrels at standard conditions" etc ikke er entydige dersom ikke trykk- og temperaturreferanser er definert.

Referanse-betingelse (b) anbefales brukt av Den internasjonale standardiseringsorganisasjon, ISO. Videre ble denne referansebetingelse innført som Norsk Standard i 1979, NS 5024. Oljedirektoratet arbeider med å innarbeide denne referansebetingelse i petroleumsindustrien.

Nøyaktig omregning av et oljevolum fra en betingelse til en annen innebærer bruk av spesielle tabeller. For overslagsberegninger kan en imidlertid regne at et volum ved 60°F, 0 psig tilnærmet tilsvare volumet ved 15°C, 1.01325 bar.

Vanlige forkortelser:

Sm³ = Standard kubikkmeter. Temperatur- og trykkreferanser som oppgis for å gi enheten en entydig mening.

Barrels at standard conditions =

Tradisjonell amerikansk enhet.

Referansebetingelser 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-betingelser 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 "Normaltilstand".

En kan ikke omregne et volum nøyaktig fra en referanse til en annen uten å ha kjennskap til gassens fysiske egenskaper. For overslagsberegninger kan en imidlertid regne at et volum av samme mengde gass er tilnærmet like for betingelse (a), (b) og (c) og at volumet av mengden er 5 % lavere for betingelse (d).

Vanlige forkortelser:

SCM eller 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 35.3 Scf.

Kvalitetsangivelse – olje og gass

Til å karakterisere sammensetningen av en olje eller gass nyttes ofte densitet eller relativ densitet. En lav verdi på denne størrelsen antyder at oljen eller gassen er sammensatt av lette komponenter.

Olje:

(a) "Specific Gravity" 60/60°
Relativ densitet av olje i forhold til vann. Olje og vann har temperatur 60° og trykk tilsvarende atmosfæretrykk på målested. Tallet er ubenevnt.

(b) "API-Gravity" ved 60°
Specific Gravity 60/60° uttrykt ved forstørret skala. Enhet er °API. Omregning ved følgende formel:

$$\text{API-Gravity ved } 60^{\circ}\text{F} = \frac{141.5}{\text{Specific Gravity } 60/60^{\circ}\text{F}} - 131.5$$

- (c) Densitet ved 15°C:
Absolutt densitet ved temperatur 15°C og trykk tilsvarende atmosfæretrykk på målested.

Gass:

- (a) "Specific Gravity"
Relativ densitet av gass i forhold til luft. Innholdet av dette begrepet er ikke eksakt definert dersom ikke temperatur og trykk er oppgitt. Svært ofte oppgis imidlertid ingen temperatur- eller trykk-referanse for Specific Gravity. For overslagsberegninger spiller dette ikke så stor rolle, da forskjellen for de vanligst brukte referansebetingelser er liten.

Angivelse av olje og gass i oljeekvivalenter

Olje og gass omtales ofte i form av tonn oljeekvivalenter i sammenhenger der nøyaktige mengde- eller kvalitetsangivelser ikke er påkrevd. Omregningen har sitt utgangspunkt i energimengden som frigjøres ved forbrenning av olje og gass. For mange oljer og gassers vedkommende vil energimengden i et tonn olje være nær energimengden i 1 000 Sm³ gass. Denne omregningsfaktoren er svært enkel å bruke, samtidig som kvalitetsforskjellen mellom olje og gass er såvidt stor både ved behandling, lagring, distribusjon og anvendelse at det ikke er riktig å angi omregningen med flere siffer. Vanlig praksis er derfor:

1 tonn oljeekvivalenter (t.o.e.) tilsvarer 1 tonn olje eller 1 000 Sm³ gass.

8.2 Leteboring på norsk kontinentalsokkel

Siden boring av letehull startet i 1966 i norsk sektor av Nordjøen, er det boret i alt 569 letehull på norsk kontinentalsokkel. 411 av disse er undersøkeshull og 158 er avgrensningshull. Av disse var 541 hull avsluttet ved årsskiftet 1987/88. 22 hull er suspendert av forskjellige grunner. Noen grunner for suspensjon er senere testing, mulig komplettering som produksjonsbrønn, samt videre boring eller senere plugging. 6 hull er under boring. Hullene er boret av 18 forskjellige operatørselskaper.

36 borehull ble påbegynt i 1987. 25 av disse var undersøkeshull og 11 var avgrensningshull. De ble boret av 11 operatørselskaper hvorav 3 var norske. De norske selskapene boret 22 hull (61 %).

I 1987 ble dessuten arbeid gjenopptatt i 4 suspenderte letehull, og alle disse er avsluttet.

17 av hullene påbegynt i 1987 ble boret i Nordsjøen. 14 ble boret utenfor Midt-Norge og 5 utenfor Nord-Norge.

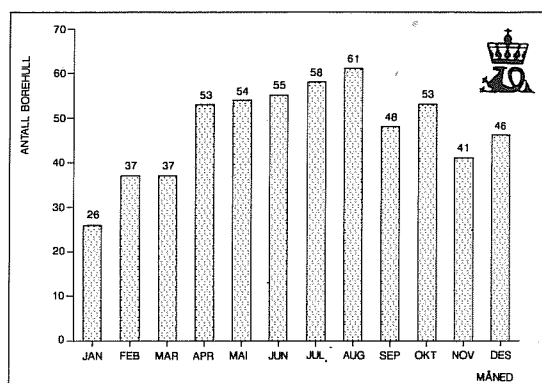
Det ble boret i 30 blokker, 13 i Nordsjøen, 12 utenfor Midt-Norge og 5 utenfor Nord-Norge. 35 letehull er avsluttet og 3 er suspendert i løpet av året. 2 letehull nådde ikke prospektive dyp.

Det var pr 31.12.87 boret 1 793 179 m i de 569 letehullene. Det ble boret 109 882 m i 1987.

Gjennomsnittlig dybde for de 35 letehullene som ble avsluttet i 1987 var 3 349 m, og gjennomsnittlig vandyp var 246 m.

Fig 8.2.a

Sesongsvingninger i boreaktiviteten. Borehull påbegynt 1966-1987



Til boring på norsk sokkel er det benyttet 63 forskjellige boreinnretninger, 5 under 2 forskjellige navn. Av disse er 45 av typen halvt nedsenkbare, 11 oppjekkbarre, 5 boreskip og 2 faste installasjoner. Ett av disse kom inn på sokkelen i løpet av året. Det var den halvt nedsenkbare "West Vision".

Det dypeste borehull på den norske sokkelen er 30/4-1. BP var operatør. Boringen ble påbegynt i november 1978 og avsluttet i mars 1979.

Det største vandyp det er boret på hittil er 468 m. Letehullet var 7321/8-1 og ble boret i 1987 med Norsk Hydro som operatør. Dette er forøvrig også det nordligste borehullet på norsk sokkel til nå.

Siden 1978 har det, bortsett fra 1982, vært en forholdsvis jevn økning i vandypet det blir boret på, fra gjennomsnittlig 94 m i 1977 til 246 m i 1987 (fig 8.2.d). To av årsakene til dette er at de fleste store funn på grunt vann ble gjort fram til 1977, og at ny teknologi gjorde det mulig å produsere fra og bore på større dyp. Når det gjelder boredypet har dette forandret seg svært lite.

Fig 8.2.a viser sesongsvingninger i boreaktiviteten. Fig 8.2.b viser borehull fordelt på operatører på den norske kontinentalsokkel. Fig 8.2.c viser norske operatørselskapers andel av borevirksomheten. Tab 8.2.a og 8.2.e viser statistikk over leteboring.

8.3 Produksjonsboring på norsk kontinentalsokkel

Siden boring av produksjonshull startet i 1973 i norsk sektor av Nordsjøen, er i alt 432 produksjonshull blitt påbegynt. Informasjon om disse produksjonshullene er satt opp i tab 8.3.a. 277 av disse hullene er produksjonsbrønner (olje, gass og kondensat). 36 er vann- eller gassinjeksjonshull, 4 er observasjons/produksjonshull, 1 er observasjons-/injeksjonshull, 79 er midlertidig ute av drift, suspendert for senere komplettering eller av andre grunner og 23 har aldri produsert. 12 produksjonshull var under boring ved årsskiftet.

Det produseres pr 1.1.88 fra 15 felt, med 23 plattformer og en havbunnskomplettering (NØ Frigg). Det ble ikke satt igang produksjon fra nye felt i 1987. Det ble påbegynt produksjonsboring på Gyda, Gullfaks

Fig 8.2.b
Operatører på den norske kontinental sokkel
569 borehull påbegynt pr 31.12.87

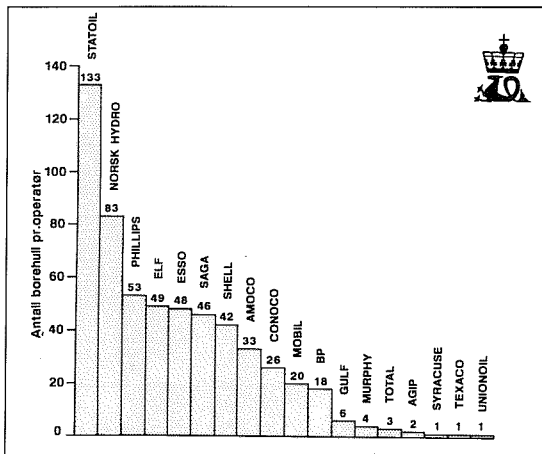


Fig 8.2.d
Gjennomsnitt vanddyb pr år 1966-87 (569 borehull)

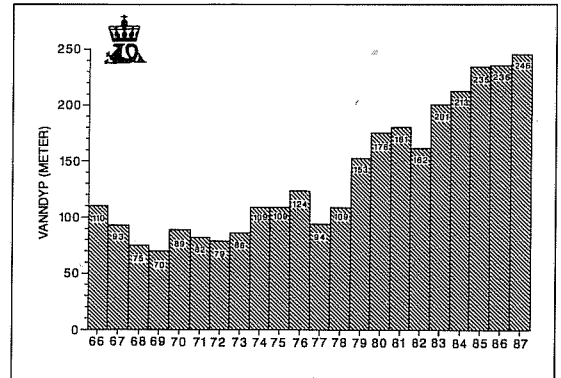
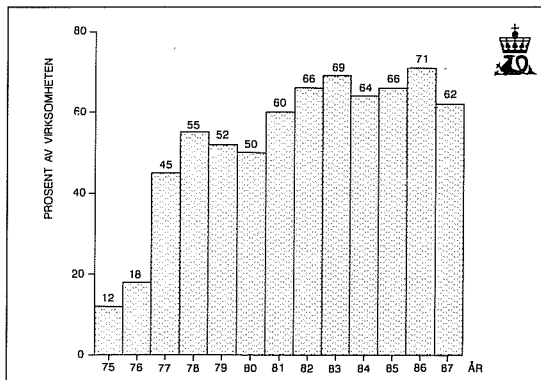


Fig 8.2.c
Norske operatørers andel av borevirksomheten.
Prosent av operasjonsdager pr år 1975-87



Tab 8.2.a
Borehull påbegynt pr år

År påbegynt	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	Total
Undersøkelse	2	6	10	12	11	11	11	17	13	17	20	12	14	18	26	26	36	33	35	30	26	25	411
Avgrensning			2	1	6	5	3	5	5	9	3	8	5	10	10	13	13	7	12	20	10	11	158
Sum	2	6	12	13	17	16	14	22	18	26	23	20	19	28	36	39	49	40	47	50	36	36	569
Produksjon	1	18	24	7	34	50	36	27	16	22	23	33	47	46	48	432							
Total	2	6	12	13	17	16	14	23	36	50	30	54	69	64	63	55	71	63	80	97	82	84	1001

Tab 8.2.b
Borehull fordelt på operatørselskaper

Statoil	133	borehull
Norsk Hydro	83	"
Phillips	53	"
Elf	49	"
Esso	48	"
Saga	46	"
Shell	42	"
Amoco	33	"
Conoco	26	"
Mobil	20	"
BP	18	"
Gulf	6	"
Murphy	4	"
Total	3	"
Agip	2	"
Syracuse	1	"
Texaco	1	"
Union	1	"
	569	borehull

Tab. 8.2.c
Borehull påbegynt 1987

Statoil	11	borehull
Norsk Hydro	6	"
Saga	5	"
Elf	4	"
Conoco	3	"
Mobil	2	"
Shell	1	"
Total	1	"
Esso	1	"
Phillips	1	"
BP	1	"
	36	borehull

Tab 8.2.d
Gjennomsnitt vanddyb og boredyp

År	Gjennomsnitt vanddyb (m)	Gjennomsnitt totaldyb (m)
1966	110	2 737
1967	93	2 599
1968	75	3 495
1969	70	3 143
1970	89	2 983
1971	82	3 101
1972	79	3 712
1973	86	3 089
1974	109	3 078
1975	109	2 954
1976	124	2 949
1977	94	2 719
1978	109	3 502
1979	153	3 375
1980	176	3 115
1981	181	3 235
1982	162	3 314
1983	201	3 155
1984	213	3 116
1985	235	3 208
1986	236	3 353
1987	246	3 349

Tab 8.2.e
Boreinnretninger som har vært i aktivitet på norsk kontinentalsokkel

Boreinnretning	Antall borehull	Antall gjenåpninger	Type boreinnretning
Aladdin	1		Halvt nedsenkbar
Borgny Dolphin (før Fernstar)	25	7	"
Borgsten Dolphin (før Haakon Magnus)	6		"
Bucentaur		1	Boreskip
Byford Dolphin (før Deepsea Driller)	15		Halvt nedsenkbar
Chris Chenery 2		"	"
Deepsea Bergen	13	2	"
Deepsea Driller (nå Byford Dolphin)	8		"
Deepsea Saga	17	3	"
Drillmaster	6	1	"
Drillship	1		Boreskip
Dyvi Alpha	17	2	Halvt nedsenkbar
Dyvi Beta	7	1	Oppjekkbar
Dyvi Gamma	1		"
Dyvi Delta	20	1	Halvt nedsenkbar
Dyvi Stena	7		"
Endeavour	2		Oppjekkbar
Fernstar (nå Borgny Dolphin)	3		Halvt nedsenkbar
Gulftide	3		Oppjekkbar
Glomar Biscay II (før Norskald)	12	1	Halvt nedsenkbar
Glomar Grand Isle	11	3	Boreskip
Glomar Moray Firth I	2		Oppjekkbar
Haakon Magnus (nå Borgsten Dolphin)	2		Halvt nedsenkbar
Henry Goodrich	2		"
Maersk Explorer	7		Oppjekkbar
Neddrill Trigon	3		"
Neptune 7 (før Pentagone 81)	12		Halvt nedsenkbar
Nordraug	10		"
Norjarl	3		"
Norskald (nå Glomar Biscay II)	26		"
Nortrym	33	3	"
Ocean Tide	5		Oppjekkbar
Ocean Traveler	9		Halvt nedsenkbar
Ocean Victory	1	"	"
Ocean Viking	29	1	"
Ocean Voyager	2		"
Odin Drill	3		"
Orion	7		Oppjekkbar
Pelerin	1		Boreskip
Pentagone 81 (nå Neptune 7)	1		Halvt nedsenkbar
Pentagone 84	3	1	"
Polar Pioneer	11		"
Polyglomar Driller	11		"
Ross Isle	16	3	"
Ross Rig	30		"
Saipem II	1		Boreskip
Sedco H	2		Halvt nedsenkbar
Sedco 135 F	2		"
Sedco 135 g	1		"
Sedco 703	3	1	"
Sedco 704	3		"
Sedco 707	6		Halvt nedsenkbar
Sedneth I	3		"
Transworld Rig	61	2	"
Treasure Hunter	5	3	"
Treasure Saga	25	1	"
Treasure Scout	21		"
Treasure Seeker	27	4	"
Vildkat	5		"
Vinni	2		"
Waage Drill I	2		"
West Vanguard	16		"
West Venture	11	2	"
West Vision	1		"
Zapata Explorer	13		Oppjekkbar
Zapata Nordic	5		"
Zapata Ugland	5	1	Halvt nedsenkbar
	567	42	
I tillegg er 2 borehull boret fra faste installasjoner:			
Cod Plattform	1	1	
Ekofisk B	1		
	569	43	

Tab 8.3.a
Produksjonsboring

FELT	TOTALT BORET	PÅBEGYNT 1987	PRODU- SERER	INJEK- SJON/ (OBSERV.)	BORER KOMPL.	SUSPEND./ PLUGGET/
ALBUSKJELL A +	11		8			3
ALBUSKJELL F +	13		7			6
COD +	9		6			3
EDDA +	10		6			4
EKOFISK A +	17	2	13		1	3
EKOFISK B +	24	1	19	(1)*		4
EKOFISK C +	13		8	4**		1
EKOFISK K +	11	4		2	9	
ELDFISK A +	29	1	19		1	9
ELDFISK B +	21	3	14		1	6
FRIGG (UK) +	24		22			2
FRIGG + 26	2	21		(3)*		2
GULLFAKS A +	14	8	6	2	1	5
GULLFAKS B	1	1			1	
GYDA	1	1			1	
HEIMDAL +	11		8	(1)***		2
N.Ø.FRIGG +	7		6			1
ODIN +	11		11			
OSEBERG	11	2	1		10	
STATFJORD A +	38		21	13	2	2
STATFJORD B +	29		19	10		
STATFJORD C +	24	4	16	7		1
TOMMELITEN	6	4			1	5
TOR +	14		10			4
ULA +	6	3	4		1	1
VALHALL +	29	3	20			9
V. EKOFISK +	14	1	12			2
VESLEFRIKK	4	4				4
ØSTFRIGG	4	4				4
	432	48	277	32 (4)* 4** (1)***	12	102

- + FELTET PRODUSERER
* OBSERVASJONS/PRODUKSJONS BRØNN(ER)
** PROD./INJ. BRØNNER, AVHENGIG AV GASS SALG
*** OBSERVASJONS/INJEKSJONS BRØNN(ER)

- 277 hull produserer (176 olje, 41 kondensat og 60 gass)
39 " er nedstengt/plugget
36 " er injeksjonsbrønner (hvorav 4 inj./prod.)
4 " er observasjons-/produksjonshull
1 " er observasjons-/injeksjonshull
12 " borer (1/9-A-5 H, 2/1-A-8 H, 2/4-A-1 A, 2/4-K-4,
2/4-K-20, 2/7-A-8, 2/7-B-2, 7/12-A-3, 33/9-A-19,
33/9-A-23, 34/10-A-13 og 34/10-B-1
1 " er nedstengt (10/1-A-12) og boret dypere med UK till.nr.
og ny betegnelse (10/1-A-25).
31 " er susp. på TD (1/9-A-1 AH, 1/9-A-2 H, 1/9-A-3 H,
1/9-A-4 H, 2/4-D-8, 2/4-K-9, 2/4-K-12, 2/4-K-13,
2/4-K-22, 2/4-K-28, 2/4-K-30, 7/12-A-7, 25/2-A-1,
25/2-A-2, 25/2-B-1, 25/2-B-2, 30/3-A-1, 30/3-A-2,
30/9-B-20, 30/9-B-21, 30/9-B-23, 30/9-B-24, 30/9-B-25
30/9-B-26, 30/9-B-27, 30/9-B-29, 30/9-B-50 H,
34/10-A-6, 34/10-A-7 og 34/10-A-9 H, 34/10-A-12
2 " er susp. etter at 9 5/8 var satt (30/3-A-3 og 30/9-B-19)
1 " er suspendert etter at 13 3/8 var satt (2/4-K-23)
2 " er susp. etter at 20 var satt (25/4-A-1 og 33/9-C-1)
2 " er suspendert etter at 30 var satt (2/4-K-2 og 30/3-A-4)
1 " er susp. med fisk i 30 åpent hull (2/4-K-3)
23 " har aldri produsert)

432

Tab 8.3.b.
Produksjonshull påbegynt 1987

Till. nr.	Borehull nr.	Påbegynt	Avsluttet	Operatør	Felt	Anmerkninger
P 385	7/12-A-18	11.01.87	19.04.87	BP	Ula	
P 387	1/9-A-3 H	04.01.87	19.02.87	Statoil	Tommeliten	Susp. TD
P 388	2/8-A-13 A	14.01.87	25.02.87	Amoco	Valhall	Plugget
P 389	2/8-A-15 A	10.02.87	18.03.87	Amoco	Valhall	
P 390	34/10-A-6	10.02.87	09.03.87	Statoil	Gullfaks A	Susp. TD
P 391	1/9-A-4 H	21.02.87	05.05.87	Statoil	Tommeliten	Susp. TD
P 392	7/12-A-7	18.04.87	14.11.87	BP	Ula	Susp. TD
P 393	33/9-C-30	18.03.87	20.05.87	Statoil	Statfjord C	
P 394	34/10-A-7	09.03.87	08.04.87	Statoil	Gullfaks A	Susp. TD
P 396	2/4-D-11 A	06.04.87	15.06.87	Phillips	V. Ekofisk	
P 397	34/10-A-9 H	22.03.87	30.05.87	Statoil	Gullfaks A	Susp. TD
P 398	34/10-A-8	09.04.87	06.06.87	Statoil	Gullfaks A	
P 399	1/9-A-1 A H	05.04.87	06.05.87	Statoil	Tommeliten	Plugget
P 400	2/7-B-10 B	11.03.87	17.06.87	Phillips	Eldfisk B	
P 401	2/4-A-15 A	10.04.87	02.07.87	Phillips	Ekofisk A	
P 402	30/9-B-19	11.04.87	20.05.87	N. Hydro	Oseberg	Susp. 9/5/8
P 403	2/8-A-13 B	16.05.87	08.06.87	Amoco	Valhall	
P 404	30/9-B-50 H	25.05.87	27.06.87	N. Hydro	Oseberg	Susp. TD
P 405	34/10-A-10	07.06.87	03.08.87	Statoil	Gullfaks A	
P 406	2/4-B-20 A	20.06.87	21.10.87	Phillips	Ekofisk B	
P 407	25/2-B-1	12.07.87	10.08.87	Elf	Øst Frigg	Susp. TD
P 408	30/3-A-1	15.07.87	23.09.87	Statoil	Veslefrikk	Susp. TD
P 409	25/2-B-2	12.08.87	08.09.87	Elf	Øst Frigg	Susp. TD
P 410	2/4-K-30	24.07.87	26.12.87	Phillips	Ekofisk K	Susp. TD
P 411	33/9-C-26	30.07.87	28.08.87	Statoil	Statfjord	
P 412	2/7-B-14 A	23.07.87	01.10.87	Phillips	Eldfisk B	
P 413	34/10-A-11	05.08.87	20.10.87	Statoil	Gullfaks A	V. inj.
P 414	25/1-A-3 A	05.09.87	28.09.87	Elf	Frigg	Obs./prod.
P 415	25/1-A-22 A	06.10.87	01.11.87	Elf	Frigg	Obs./prod.
P 416	33/9-C-6	29.08.87	01.11.87	Statoil	Statfjord C	
P 417	25/2-A-1	02.10.87	04.12.87	Elf	Øst Frigg	Susp. TD
P 418	25/2-A-2	09.09.87	30.12.87	Elf	Øst Frigg	Susp. TD
P 419	2/4-K-28	07.09.87	17.11.87	Phillips	Ekofisk K	Susp.
P 420	2/4-K-20	16.09.87		Phillips	Ekofisk K	
P 421	30/3-A-2	25.09.87	18.11.87	Statoil	Veslefrikk	Susp. TD
P 422	2/4-A-1 A	07.11.87		Phillips	Ekofisk A	
P 423	2/7-A-8	27.10.87		Phillips	Eldfisk A	
P 424	7/12-A-3	15.11.87		BP	Ula	
P 425	34/10-A-12	25.10.87	22.12.87	Statoil	Gullfaks A	Susp. TD
P 426	33/9-C-1	03.11.87	08.11.87	Statoil	Statfjord C	Susp. 20
P 427	30/3-A-3	18.11.87	19.12.87	Statoil	Veslefrikk	Susp. 9/5/8
P 428	2/4-K-9	17.11.87	30.11.87	Phillips	Ekofisk K	Susp. TD
P 430	2/1-A-8 H	18.11.87		BP	Gyda	
P 431	2/7-B-2	20.11.87		Phillips	Eldfisk B	
P 432	34/10-B-1	23.11.87		Statoil	Gullfaks B	
P 433	1/9-A-5 H	31.12.87		Statoil	Tommeliten	
P 434	30/03-A-4	19.12.87	21.12.87	Statoil	Veslefrikk	Susp. 30
P 435	34/10-A-13	23.12.87		Statoil	Gullfaks A	

B, Veslefrikk og Øst Frigg i løpet av 1987. Totalt ble det påbegynt 48 produksjonshull i 1987. Tab 8.3.b viser produksjonshull påbegynt i 1987.

8.4 Produksjon av olje og gass

Produksjonen av olje og gass på norsk sokkel var i 1987 77,8 x 10⁶ t.o.e. Produksjonen i 1986 var 67,9 x 10⁶ t.o.e.

I figurene 8.4.a – 8.4.i og i tabellene 8.4.a og 8.4.b er produksjonen på norsk sokkel nærmere framstilt.

Tallene i tabell 8.5.a viser norsk andel av Statfjord, Frigg og Murchison. I tabellene for olje er NGL inkludert for Ekofisk-området, Murchison, Valhall og Statfjord.

Tallene for gass i tabell 8.4.a angir solgte mengder for alle felt.

I tallene for Frigg-området er kondensat inkludert.

Fig 8.4.a
Olje- og gassproduksjon på norsk sokkel fra 1971-87

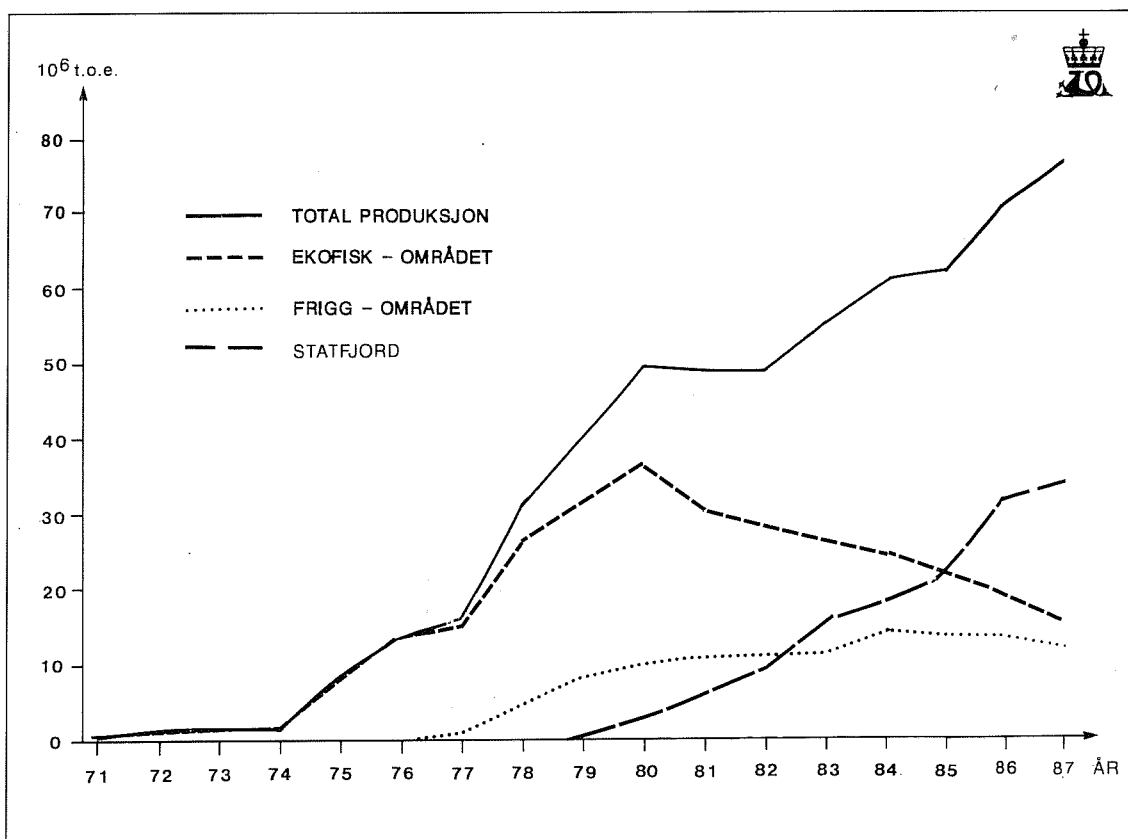
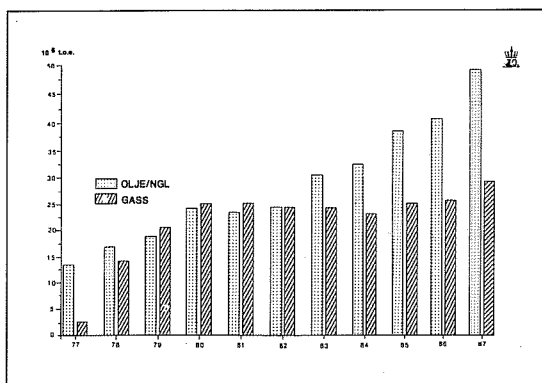


Fig 8.4.b
Olje- og gassproduksjon på norsk kontinentalsokkel fra 1977-87



Tab 8.4.a
Produksjon i mill tonn oljeekvivalenter

1987	OLJE	GASS	SUM
EKOFISKOMRÅDET	7.495	7.900	15.395
STATFJORD	30.013	3.423	33.436
FRIGG-OMRÅDET	0.000	12.423	12.423
VALHALL	3.020	0.622	3.642
MURCHISON	0.297	0.024	0.321
HEIMDAL	0.000	3.958	3.960
ULA	3.958	0.320	4.278
OSEBERG	0.692	0.000	0.692
GULLFAKS	3.550	0.125	3.675
SUM 1987	49.025	27.795	77.820
SUM 1986	42.293	25.653	67.946

Tallene viser norsk andel av Statfjord, Frigg og Murchison i tallene for olje er NGL inkludert, condensat er inkludert i gasstall

Tab 8.4.b

Månedlig olje- og gassproduksjon fra Ekofiskområdet (ekslusiv Valhall)

1987	Olje prod Inkl. NGL	Gass prod	Gass Inj	Gass brent	Gass brensel	Stabil olje Teesside	NGL Teesside	Gass Emden
	1000 Sm ³	Mill. Sm ³	Mill. Sm ³	Mill. Sm ³	Mill. Sm ³	1000 Sm ³	Tonn	Mill. Sm ³
JAN	934.	902.	81.	1.	57.	793.	70087.	765.
FEB	847.	797.	129.	1.	55.	721.	63320.	617.
MAR	879.	861.	126.	1.	65.	745.	66090.	678.
APR	918.	849.	152.	0.	57.	776.	69554.	640.
MAI	863.	801.	82.	1.	63.	727.	66044.	666.
JUN	782.	733.	5.	1.	50.	661.	59314.	677.
JUL	909.	823.	123.	1.	60.	790.	66017.	641.
AUG	237.	222.	5.	1.	16.	204.	18750.	203.
SEP	801.	689.	113.	3.	55.	694.	54997.	524.
OKT	922.	906.	0.	0.	49.	803.	60693.	852.
NOV	834.	857.	0.	1.	45.	679.	65374.	807.
DES	818.	884.	0.	1.	49.	656.	67476.	831.
ÅRSSUM	9743.	9324.	816.	11.	622.	8250.	727716.	7900.

Tab 8.4.c

Månedlig gass- og kondensatproduksjon fra Frigg-området

1987	Gass prod	Kondensat produsert	Gass inj	Gass brent	Gass brensel	Gass St.Fergus	Kondensat St.Fergus	Kondensat
	Mill. Sm ³	Sm ³	Mill. Sm ³	Mill. Sm ³	Mill. Sm ³	Mill. Sm ³	Sm ³	Tonn/Sm ³
JAN	1396.	3147.	0.	0.	3.	1365.	7265.	0.8243
FEB	1289.	3139.	0.	0.	2.	1222.	4840.	0.8251
MAR	1372.	3284.	0.	0.	3.	1365.	4990.	0.8242
APR	1093.	869.	0.	0.	2.	1092.	6431.	0.8225
MAI	1028.	2792.	0.	0.	2.	1031.	5452.	0.8233
JUN	797.	713.	0.	0.	1.	793.	4360.	0.8225
JUL	602.	638.	0.	0.	2.	590.	337.	0.8227
AUG	779.	2141.	0.	0.	2.	750.	2105.	0.8239
SEP	886.	1876.	0.	0.	2.	888.	4188.	0.8250
OKT	940.	1689.	0.	0.	2.	937.	4711.	0.8240
NOV	1199.	2013.	0.	0.	2.	1196.	4566.	0.8273
DES	1146.	2479.	0.	0.	2.	1149.	5843.	0.8239
ÅRSSUM	12526.	24778.	0.	1.	25.	12378.	55086.	

Tallene er norsk andel av Frigg 60.82 % , NØ-Frigg og Odin 100 % .

Tab 8.4.d

Månedlig olje- og gassproduksjon fra Gullfaks

	Olje prod Stabilisert	Gass prod	Gass brent	Gass brensel	Gass Emden	NGL Kårstø
	1000 Sm ³	MILL. Sm ³	MILL. Sm ³	MILL. Sm ³	MILL. Sm ³	TONN
JAN	150.219	13.659	13.659	0.000	0.000	0
FEB	184.039	16.978	16.978	0.000	0.000	0
MAR	248.309	23.170	20.583	2.745	0.000	0
APR	256.650	23.467	17.732	6.085	0.000	0
MAI	300.604	27.901	21.980	6.283	0.000	0
JUN	323.002	30.008	23.856	6.288	0.000	0
JUL	410.311	38.347	15.553	8.310	11.969	287
AUG	493.816	46.663	10.294	9.231	23.113	734
SEP	523.228	49.386	4.309	10.171	30.298	2263
OKT	517.043	48.682	3.021	10.005	27.143	1531
NOV	400.157	37.703	1.593	9.879	20.084	400
DES	212.613	20.726	3.150	7.620	8.914	1114
ÅRSSUM	4019.990	376.689	152.707	76.618	121.521	6329

Tab 8.4.e
Månedlig gass- og kondensatproduksjon fra Heimdal

1987	Gass prod	Kondensat produsert	Gass brent	Gass brensel	Gass Emden	Kondensat Kinneil
	Mill. Sm ³	Sm ³	Mill. Sm ³	Mill. Sm ³	Mill. Sm ³	Sm ³
JAN	331.	52120.	0.	6.	316.	46478.
FEB	301.	47557.	1.	5.	285.	44329.
MAR	334.	52620.	1.	6.	316.	52567.
APR	328.	51684.	0.	6.	311.	50557.
MAI	335.	52993.	0.	6.	329.	52002.
JUN	320.	50267.	4.	5.	297.	17325.
JUL	329.	51551.	0.	6.	313.	50075.
AUG	132.	20719.	1.	2.	123.	21214.
SEP	315.	49714.	0.	5.	299.	42643.
OKT	320.	50937.	0.	5.	303.	50051.
NOV	336.	53942.	0.	5.	318.	49016.
DES	332.	53446.	0.	5.	315.	48397.
ÅRSSUM	3711.	587550.	8.	63.	3525.	524654.

Tab 8.4.f
Månedlig olje- og gassproduksjon Murchison

1987	Olje prod Ustabilisert	Gass prod	Gass inj	Gass brent	Gass brensel	Stabil olje Sullom Voe	Gass St Fergus	NGL S Voe/St Fergus
	1000 Sm ³	Mill Sm ³	Mill Sm ³	Mill Sm ³	Mill Sm ³	1000 Sm ³	Mill SM ³	1000 TONN
JAN	33	4	0	1	1	29	2	1
FEB	31	4	0	0	1	28	2	1
MAR	34	4	0	0	1	30	2	1
APR	22	3	0	1	0	20	1	1
MAI	35	4	0	1	1	31	2	1
JUN	33	4	0	1	1	29	2	1
JUL	37	4	0	1	1	29	2	2
AUG	36	4	0	1	1	32	2	1
SEP	32	4	0	1	1	30	1	1
OKT	31	4	0	1	1	30	2	0
NOV	30	4	0	1	1	28	2	0
DES	29	4	0	1	1	28	2	0
ÅRSSUM	383	46	0	8	10	344	24	12

Tallene er norsk andel av Murchison

Tab 8.4.g
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Statfjord

1987	Olje prod Stabilisert	Gass prod	Gass inj	Gass brent	Gass brensel	Gass Emden
	1000 Sm ³	Mill. Sm ³	Mill. Sm ³	Mill. Sm ³	Mill. Sm ³	Mill. Sm ³
JAN	3336.	652.	259.	9.	38.	284.
FEB	2674.	539.	185.	8.	32.	260.
MAR	3011.	637.	259.	9.	36.	276.
APR	3004.	634.	231.	10.	35.	293.
MAI	3090.	663.	275.	13.	37.	276.
JUN	2386.	501.	151.	10.	29.	263.
JUL	2801.	581.	215.	9.	33.	285.
AUG	2725.	570.	387.	8.	34.	112.
SEP	2917.	592.	239.	7.	36.	289.
OKT	3112.	652.	237.	10.	39.	331.
NOV	3008.	636.	219.	10.	38.	322.
DES	3076.	673.	174.	8.	37.	391.
ÅRSSUM	34958.	7331.	2832.	110.	425.	3382.

Tallene er norsk andel av Statfjord : 84,09322 %

Tab 8.4.h

Månedlig olje- og gassproduksjon fra Ula

1987	Ustabilisert olje	Gass prod	Gass brent	Gass brensel	Stabil olje Teesside	NGL Teesside	Gass Emden
	1000 Sm ³	Mill. Sm ³	Mill. Sm ³	Mill Sm ³	1000 Sm ³	1000 TONN	Mill. SM ³
JAN	461.	39.	6.	3.	439.	18.	28.
FEB	412.	35.	0.	3.	393.	16.	28.
MAR	370.	32.	1.	3.	350.	16.	24.
APR	454.	39.	0.	3.	430.	18.	31.
MAI	465.	40.	1.	3.	446.	18.	30.
JUN	304.	26.	1.	3.	287.	12.	19.
JUL	479.	40.	1.	3.	452.	20.	32.
AUG	134.	11.	0.	1.	128.	6.	9.
SEP	414.	35.	3.	3.	391.	17.	26.
OKT	487.	41.	0.	3.	458.	21.	34.
NOV	448.	38.	1.	3.	421.	20.	30.
DES	409.	35.	1.	3.	387.	17.	28.
ÅRSSUM	4836.	410.	15.	34.	4581.	200.	320.

Tab 8.4.i

Månedlig olje- og gassproduksjon allokert til Valhall

1987	Olje prod inkl. NGL	Gass prod	Gass inj	Gass brent	Gass brensel	Stabil olje Teesside	NGL Teesside	Gass Emden
	1000 Sm ³	Mill. Sm ³	Mill. Sm ³	Mill. Sm ³	Mill. Sm ³	1000 Sm ³	1000 TONN	Mill. Sm ³
JAN	316	57	0	2	8	288	14	46
FEB	304	56	0	2	7	278	14	46
MAR	331	62	0	2	9	302	15	50
APR	310	57	0	1	8	287	15	47
MAI	332	60	0	1	9	304	14	51
JUN	324	76	0	1	7	298	13	53
JUL	357	68	0	1	8	327	15	59
AUG	99	19	0	1	1	92	4	16
SEP	355	67	0	9	7	330	13	51
OKT	368	61	0	1	8	336	15	71
NOV	351	60	0	1	8	321	15	69
DES	334	66	0	1	8	310	13	57
ÅRSSUM	3788	716	0	26	93	3478	166	621

8.5 Publikasjoner utgitt av Oljedirektoratet i 1987

FORSKRIFTER

- Regelverksamling for petroleumvirksomheten 1987. En ajourført samling med de lover, forskrifter og retningslinjer som gjelder på sokkelen. Ajour 1.1.1987.
- Forskrift om sikkerhetssoner.
- Retningslinjer for fastsettelse av laster og last virkninger.

FORSKNINGSRAPPORTER

- Petroleumsforskning 1987.
- Forskningsprosjekter fra den britisk/norske databasen INFOIL 2.
- Rfb - Underlagsdokumentasjon til et beredskapsverk i petroleumvirksomheten på norsk kontinentalsokkel.

ANDRE PUBLIKASJONER

- Well Data Summary Sheets, vol 12. Borehull fullført 1981.

- Oljedirektoratets årsberetning 1986
- NPD Annual report 1986
- Kart over den norske kontinentalsokkel
- Opprydding av havbunnen 1986
- Opprydding av havbunnen 1987
- Licenses, Areas, Areacoordinates, Boreholes
- Rapport om lisenser, områder, koordinater og borehull
- Geophysical Data Packages available from the Norwegian Petroleum Directorate
- Released Tapes from the Norwegian Petroleum Directorate
- En oversikt over frigitte magnetapper med borehull fullført fram til 1981
- Aktiviteten framover
- Shallow Gas Seminar - August 27-28 1987
- Felt i følge på Haltenbanken
- Hvordan kan Oljedirektoratet bistå norske bedrifter som leverer varer og tjenester til sokkelen?

8.6. Organisasjonstablå

