

Oljedirektoratet

ÅRSBERETNING 1989

Eks. 1
Sveo,



Oljedirektoratet

ÅRSBERETNING 1989

«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.»



Innhold

1	STYRETS BERETNING	5	2.5.6	Frigg-området	48
	DIREKTORATETS OPPGAVER,		2.5.6.1	Frigg	48
	STYRE OG ADMINISTRASJON	9	2.5.6.2	Øst-Frigg	49
1.1	Oljedirektoratets oppgaver	9	2.5.6.3	Nordøst-Frigg	51
1.2	Oljedirektoratets målsetting	9	2.5.6.4	Odin	51
1.3	Styret og administrasjonen	9	2.5.7	Staffjord	52
1.3.1	Styret	9	2.5.8	Murchison	54
1.3.2	Organisasjon	9	2.5.9	Gullfaks	55
1.3.3	Personale	10	2.5.10	Oseberg	56
1.3.4	Budsjett og økonomi	11	2.5.11	Veslefrikk	58
1.3.5	Informasjon	11	2.6	Transportsystem for gass og olje	59
1.3.6	Biblioteket	12	2.6.1	Eksisterende transportsystemer	59
1.3.7	INFOIL-sekretariatet	12	2.6.2	Planlagte transportsystemer	60
2	VIRKSOMHETEN PÅ NORSK KON-		2.7	Slutfase/fjerning	61
	TINENTALSOEKKE	13	3	PETROLEUMSRESSURSER	63
2.1	Undersøkelles- og utvinningstillatelser	13	3.1	Ressursregnskapet	63
2.1.1	Nye undersøkelsestillatelser	13	3.2	Reservegrunnlaget for besluttede felt	65
2.1.2	Tildelingsrunder og nye utvinningstil-		3.3	Øvrige påviste ressurser sør for Stad	66
	latelser	13	3.4	Påviste ressurser nord for Stad	66
2.1.3	Andelsoverdragelser	15	3.5	Endringer av ressursanslag fra forrige	
2.1.4	Tilbakeleveringer/oppgaver	16		årsberetning	66
2.2	Kartlegging og leteboring	16	3.5.1	Felt i produksjon og felt besluttet ut-	
2.2.1	Geofysiske og geologiske undersøkel-			bygd	66
	ser	16	3.5.2	Andre funn	67
2.2.1.1	Oljedirektoratets geofysiske under-		4	SIKKERHET OG ARBEIDSMILJØ I	
	søkelser 1989	16		PETROLEUMSVIRKSOMHETEN ..	68
2.2.1.2	Åpning av nye leteområder	18	4.1	Innledning	68
2.2.1.3	Geofysiske undersøkelser i selskapenes		4.2	Regelverk – regelverksarbeid	68
	regi	19	4.2.1	Metodisk regelverksutvikling innenfor	
2.2.1.4	Salg av seismiske data	20		sikkerhet og arbeidsmiljø	68
2.2.1.5	Frigivning av data og materiale fra		4.2.2	Regelverksarbeid	68
	sokkelen	22	4.3	Tilsynsaktiviteten	68
2.2.1.6	Vitenskapelige undersøkelser	22	4.3.1	Samtykker og tillatelser	69
2.2.2	Leteboring	24	4.3.2	Prioriterte innsatsområder	69
2.2.2.1	Fordeling av prospekttyper	25	4.3.2.1	Etterlevelse av krav i arbeidsmiljø-	
2.2.2.2	Nye funn i 1989	25		loven	69
2.2.2.3	Nærmere beskrivelse av de ulike bo-		4.3.2.2	Tidlig fase	69
	ringene	29	4.3.2.3	Eldre innretninger	69
2.2.2.4	Svalbard	31	4.4	Fjernstyrte innretninger	70
2.2.2.5	Åpning av Barentshavet Syd	31	4.5	Bemanningsreduksjoner	70
2.3	Felt under vurdering	31	4.6	Erfaringer med internkontroll	71
2.3.1	Nordsjøen	31	4.7	Personskader	71
2.3.2	Haltenbanken	36	4.7.1	Generelt	71
2.3.3	Troms	37	4.7.2	Nestenulykker	72
2.4	Felt vedtatt utbygd	37	4.7.3	Personskader i forbindelse med boring	
2.4.1	Hod	37		og produksjon på faste innretninger ..	72
2.4.2	Gyda	37	4.7.4	Personskader i forbindelse med lete-	
2.4.3	Sleipner Øst	39		og produksjonsboring fra flyttbare	
2.4.4	30/6 Gamma Nord	39		innretninger	73
2.4.5	Troll	40	4.7.5	Utvikling av skadefrekvensen	74
2.4.6	Snorre	41	4.8	Arbeidsmiljø	81
2.4.7	Draugen	41	4.8.1	Prosjektering av nye innretninger	81
2.5	Felt i produksjon	42	4.8.2	Det organiserte verne- og miljøarbei-	
2.5.1	Valhall	42		det	82
2.5.2	Ekofisk-området	43	4.8.3	Helsefarlige malingsprodukter	82
2.5.3	Tommeliten	45	4.8.4	Asbest	82
2.5.4	Ula	46	4.8.5	Innkvartering	82
2.5.5	Heimdal	47			

4.8.5.1	Installering av betongbarrieren rundt Ekofisk-tanken	82	4.16.2.2	Plastrør	93
4.8.5.2	Eldre boligkvarter	83	4.17	Oljedirektoratets oppfølging av ulykker utenfor Norge	93
4.8.5.3	Boligkvarterene på H-7 og B-11	83	4.18	Spesielle prosjekter	94
4.9	Beredskap	83	4.19	Veiledning til deltakerne i næringen ..	94
4.9.1	Alternative evakueringsystemer	83	5	PETROLEUMSØKONOMI	95
4.9.2	Kontaktmøte om beredskap	83	5.1	Letevirksomhet, vare- og tjenesteleveranser	95
4.9.3	Seminar om sikkerhetssoner	83	5.2	Kostnader forbundet med utbygging og drift på norsk kontinentalsokkel	95
4.9.4	Beredskap i nordområdene	83	5.3	Produksjonsavgift	96
4.9.5	Sikkerhetsopplæring	83	5.3.1	Total produksjonsavgift	97
4.9.6	Mann-over-bord-(MOB)-beredskap ..	83	5.3.2	Produksjonsavgift olje	97
4.9.	Drivende gjenstander	84	5.3.3	Produksjonsavgift gass og NGL	97
4.9.8	Bemanning av radiorom	84	5.4	Arealavgift på utvinningstillatelser ...	98
4.10	Boring og brønnaktiviteter	84	5.5	Petroleumsmarkedet	98
4.10.1	Leteboring i nordområdene	84	5.5.1	Råoljemarkedet	98
4.10.2	Erfaringer med leteboringsaktiviteten i nordområdene	84	5.5.2	Gassmarkedet	100
4.10.3	Utvikling av ny teknologi	84	5.5.3	Salg av petroleum fra norsk kontinentalsokkel	103
4.10.3.1	Sikringsventil for boring av topphullsseksjoner	84	6	SPESIELLE UTREDNINGER OG PROSJEKTER	105
4.10.3.2	Hydrauliske systemer	85	6.1	Divisjon for ressursforvaltning	105
4.10.3.3	Automatiske rørhåndteringssystemer ..	85	6.1.1	Leteavdelingen	105
4.10.3.4	Undervannsteknologi	85	6.1.2	Utbyggingsavdelingen	107
4.10.4	Dype høytrykksbrønner	85	6.1.3	Driftsavdelingen	109
4.10.5	Problembørnen 2/4-14	86	6.1.4	Planavdelingen	112
4.10.6	Høyavviksboring	86	6.1.5	SPOR	113
4.10.7	Oljedirektoratets boredatabase	87	6.2	Divisjon for sikkerhet og arbeidsmiljø.	113
4.11	Naturmiljø	87	6.3	Administrasjonsavdelingen	118
4.11.1	Innsamling av naturdata	87	7	INTERNASJONALT SAMARBEID ..	119
4.11.2	Barentshavet	87	7.1	Bistand til fremmede stater	119
4.11.3	Biologisk overvåking nær innretninger i Barentshavet	88	7.2	Sikkerhet og arbeidsmiljø	119
4.11.4	Bruk av haloner	88	7.2.1	Innledning	119
4.12	Strukturer og rørledninger	89	7.2.2	EF - Det europeiske fellesskap	119
4.12.1	Konstruksjonsstål	89	7.2.3	IMO - International Maritime Organization	120
4.12.2	Korrosjon og korrosjonsovervåking ..	89	7.2.4	CCOP/NECOR	120
4.12.3	Rørledninger og stigerør	90	7.2.5	EDTC - European Diving Technology Committee	120
4.12.4	Plaststrukturer	90	7.2.6	Elektrotekniske normer og forskrifter	120
4.13	Elektriske anlegg	90	7.3	ISO - Den internasjonale standardiseringsorganisasjonen	120
4.13.1	Elektriske anlegg og utstyr på Veslefrikk	90	8	STATISTIKKER OG OVERSIKTER ..	121
4.13.2	Elektriske anlegg og utstyr på Gyda ..	90	8.1	Målenheter	121
4.14	Gasslekkasjer, branner og branntilløp	90	8.2	Statistikk over leteboringsaktiviteten ..	122
4.14.1	Gasslekkasjer	90	8.3	Statistikk over produksjonsboring	126
4.14.2	Gasslekkasjer gjennom dreneringssystemer	91	8.4	Produksjon av olje og gass	130
4.14.3	Branner og branntilløp	91	8.5	Publikasjoner utgitt av Oljedirektoratet i 1989	134
4.15	Dykking	91	8.6	Organisasjonstablå	135
4.15.1	Dykkeaktivitet	91			
4.15.2	Skadeoversikt for dykkeaktiviteter ...	92			
4.15.3	Forskning innenfor dykking	92			
4.16	Mekanisk utstyr	93			
4.16.1	Flenslekkasjer	93			
4.16.2	Ny teknologi	93			
4.16.2.1	Roterende maskiner	93			

Styrets beretning 1989

Sokkelaktiviteten i Norge gikk i 1989 inn i sitt 25 år. Oljedirektoratet har vært i virksomhet i 17 av disse årene. I 1985 fikk Norge sin første samlede petroleumsløvslov. Ved petroleumsløvslovens ikrafttredelse ble tilsynsordningen endret slik at all tilsynsmyndighet fra Kommunal- og arbeidsdepartementet ble tillagt Oljedirektoratet – en beslutning som gir et klart uttrykk for at myndighetenes fremtidige tilsyn skal baseres på en totalvurdering som omfatter ressursforvaltning, sikkerhet og arbeidsmiljø.

I en uttalelse til Kommunal- og arbeidsdepartementet i spørsmålet om omorganisering av sjøfartsadministrasjonen i Norge og de konsekvenser dette måtte innebære for Oljedirektoratet, fremhever da også styret betydningen av at direktoratets integrerte fagmiljø og høye kompetansenivå opprettholdes og videreutvikles.

Styret finner grunn til å understreke denne oljepolitiske situasjon fordi utfordringene i året som er gått, har krevd Oljedirektoratets totale erfaring og tverrfaglige apparat i større grad enn kanskje tidligere år. Oljeindustrien i Norge er ikke gammel i tradisjonell forstand, men kravet til fornyelse og tilpassning til nye betingelser i virksomheten, kommer likevel fortere her og med større samfunnsmessige konsekvenser enn i det meste av norsk industri forøvrig. En ser det i kravet til riktig forvaltning av allerede påviste reserver, i behovet for å finne mer olje og gass, i drift av produksjonsanleggene i havet og utforming av ny teknologi som ivaretar norske krav til sikkerhet og arbeidsmiljø, men også de menneskelige og miljømessige sider ved virksomheten.

En spesiell begivenhet på norsk sokkel i 1989 fanger opp alle disse perspektiver og synliggjør både de geologiske og teknologiske utfordringer Norge står overfor i den videre leting etter nye petroleumssressurser, og viser samtidig hvordan et tverrfaglig Oljedirektorat har kunnet føre så å si daglig tilsyn med en meget vanskelig boreteknisk situasjon ut fra selvstendige geologiske, teknologiske og operative vurderinger.

Det gjelder problemene som oppsto i Saga Petroleum dypbrønn 2/4-14 i begynnelsen av året da en mistet kontakt og kontroll med brønnen. Uhellet gjorde det nødvendig å bore den første avlastningsbrønn på norsk sokkel, samtidig som den opprinnelige brønn 2/4-14, måtte gjenerobres og klargjøres for en drepeoperasjon 4 734 meter under havbunnen i den såkalte Nordsjøens kjeller, der Oljedirektoratet forventer funn av betydelige petroleumsmengder.

Problemene ved denne boringen har krevd betydelig personellinnsats i Oljedirektoratet så godt

som gjennom hele 1989. Oljedirektoratet fant det nødvendig å be de øvrige operatørselskaper oppsummere all teknisk og operativ erfaring med de såkalte dyp-boringer på sokkelen, med sikte på sikring av fremtidige boringer i de dype juraglene. En indre utstrømmning av olje og gass i brønn 2/4-14 til et sandsteinslag høyere oppe, ca 800 meter under havbunnen, har skapt en ytterligere vanskelig situasjon og uvisshet om langtidseffekten på annen virksomhet i dette området av Nordsjøen.

Arbeidet med å bringe brønn 2/4-14 tilbake til normal tilstand har krevd betydelige økonomiske og menneskelige ressurser, men sett i forhold til en omfattende miljøkatastrofe ved en ukontrollert utbåsing, er denne innsats og ressursbruk en naturlig konsekvens av de forpliktelser og miljøgarantier Norge tok på seg da leteboringen begynte på norsk sokkel i 1966.

En skal i denne forbindelse samtidig være klar over at det siden 1966 er boret 623 letehull i det som opprinnelig ble kalt verdens hardeste leteområde for olje og gass uten uhell av denne karakter tidligere: 504 av hullene er boret sør for 62. breddegrad og 119 nord for den 62. breddegrad. I 1989 ble det boret 28 letehull. De fleste hull er boret i Nordsjøen, mens boreaktiviteten på midtnorsk og nordnorsk sokkel har vært lav.

Den vedvarende høye leteaktivitet i Nordsjøen, gjenspeiler to forhold: For det første at Nordsjøen fortsatt har flere uåpnede oljeprospekter, og for det annet at mange av disse prospekter ligger nær eksisterende produksjonsanlegg. Dette siste gjør dem tidsavhengige, og det har derfor vært en filosofi hos myndighetene å åpne for leting i disse områdene.

Første del av 12. runde i 1988 omfattet derfor 18 blokker der 23 selskaper søkte operatørskap. Mange av de nye utvinningstillatelsene er boret opp i 1989. Det gjelder også de 13 tildelte blokker nord for 62. breddegrad, 7 utenfor Midt-Norge og 6 i Barentshavet. Det er imidlertid bare i Nordsjøen det er gjort nye funn, i første rekke i blokk 1/2 med Phillips Petroleum Co Norway som operatør, i blokk 2/4 med Saga Petroleum som operatør og i blokk 35/9 der Norsk Hydro er operatør.

De påviste gjenværende petroleumssressurser på norsk sokkel er etter dette lavere ved årets slutt enn ved årets begynnelse. Oljeressursene inklusive NGL er skrevet ned fra 2000 mill Sm³ til 1969 mill Sm³, mens gassressursene er 2805 mrd Sm³ mot 2825 mrd Sm³ ved årets begynnelse.

Leteboring alene forklarer ikke bevegelse i ressursregnskapet. Økt kjennskap til reservoarene, bedre reservoarbeskrivelse, utstrakt bruk av reser-

voar-modellering og produksjonserfaring, sammen med innsats for å stimulere til økt utvinning, er viktige elementer i å beskrive ressurs grunnlaget på sokkelen. Historisk sett har en tredjepart av de petroleumsreserver Norge har i dag, kommet til ved økt kunnskap og etterprøving av olje- og gassmengdene.

Styret finner grunn til å understreke betydningen av denne innsats og at den forskning og utvikling som det har vært fokusert på i SPOR-programmet, som har til hensikt å få ut mer olje av sokkelen, skal videreføres.

Oljedirektoratets engasjement på forskningssiden av sokkelvirksomheten er viktig, og viser at Oljedirektoratets mangesidige virksomhet setter direktoratet i stand til å være en viktig premissleverandør for videre forskningsinnsats på sokkelen ved at en rekke data Oljedirektoratet sitter på, gjøres tilgjengelig for norske forskningsmiljøer. Igjen må en understreke betydningen av den totale oversikt over forskningsbehov som et integrert Oljedirektorat besitter innen ressurs- og sikkerhetsforvaltning.

Også i de praktiske operasjoner på sokkelen er det en viktig oppgave for Oljedirektoratet å bringe miljøer sammen for å få nye kunnskaper og økt kompetanse tilført virksomheten. Således avviklet direktoratets avdelingskontor i Harstad i januar og mars geofaglige seminarer om Barentshavet der oljeindustrien deltok aktivt, og hvor betydningsfullt geologiske materiale ble lagt frem som grunnlag for videre letestrategier i området. I september ble det holdt en tre dagers naturdata-konferanse om våre nordområder.

Stortingsmelding nr 40 (88/89) åpner i tillegg store, nye områder i Barentshavet Syd for leteboring, og dette muliggjør en mer effektiv leteaktivitet i området i fremtiden.

I 1989 er det boret to letehull i Barentshavet uten at det ble gjort funn av olje eller gass. Norske Shell har boret et hull på Tromsøflaket der mindre mengder olje ble testet. Totalt er det investert ca 7 milliarder kroner på leteboring i Barentshavet siden starten i 1980, og det er lite som tyder på at interessen i den internasjonale oljeindustri for å letebore i området, er dalende. Meldinger om store sovjetiske gassfunn, og antydninger om oljefunn, har trolig bidratt til å øke den allmenne oppfatning av betydelige petroleumsreserver i området.

Interessen for Svalbard har vært stabil de siste årene. Riktignok har det sovjetiske selskapet Trust Arktikugol avsluttet boringene i Vassdalen inntil videre, mens Norsk Hydro planlegger boring på Svalbard i 1990.

Også innen sikkerhet og arbeidsmiljø har Oljedirektoratet i 1989 tatt en rekke initiativ for å oppnå en bedre dialog mellom myndighetene og brukerne av regelverk og lover i sokkelvirksomheten. Det gjelder f.eks spørsmål om hvordan internkontrollforskrifter ivaretar arbeidsmiljøkravene.

Arbeidsmiljølovens virkeområde i sokkelaktive-

ten har også vært gjenstand for utredning i det såkalte Bull-utvalget som også drøftet det fremtidige tilsyn med arbeidsmiljøbestemmelsene. Oljedirektoratet var representert i Bull-utvalget, og styret anser resultatene av utvalgets arbeid som meget viktige for det fremtidige tilsyn med arbeidsmiljølovgivningen i petroleumsvirksomheten

Arbeidsmiljøspørsmål i sokkelaktiviteten blir et stadig mer viktig og mangfoldig innsatsområde, bl a i spørsmål om bemanning av installasjonene på sokkelen. Oljedirektoratets prinsipielle syn er at disse spørsmål i utgangspunktet bør løses av partene i arbeidslivet.

Erfaringene viser imidlertid at det kan være vanskelig for partene å komme til en felles forståelse av hvilket bemanningsnivå som vil sikre et forsvarlig arbeidsmiljø og sikkerhetsnivå.

Oljedirektoratet har derfor bl a tatt initiativ til et forskningsprosjekt som skal kartlegge sammenhenger mellom bemanningsendringer og skader/ulykker.

Direktoratet legger også stor vekt på at sikkerhet og arbeidsmiljøhensyn ivaretas fra første fase i prosjektering av anlegg på sokkelen, og har intensivert oppfølgingen mot operatørselskapene på dette punkt for å få økt innflytelse på valg av tekniske løsninger.

Økt kostnadspress ved prosjektering av nye anlegg har ført til at enklere tekniske løsninger er valgt. Negative driftserfaringer med høyt automatiserte løsninger, har også bidratt til at enklere tekniske løsninger blir brukt. Oljedirektoratet ser det som viktig i denne forbindelse å understreke at en forutsetning for enklere løsninger, er at en likevel oppnår et fullt forsvarlig arbeidsmiljø og et akseptabelt sikkerhetsnivå.

Direktoratet har i 1989 sendt ut til høring et utkast til forskrift om gjennomføring av bruk av risikoanalyser for å oppnå intensjonene i krav til sikkerhet og arbeidsmiljø, og direktoratet vil også arbeide bevisst med den tekniske utforming av arbeidsplasser på sokkelen (ergonomi). Også kjemiske helsefarer ved innføring av stadig nye kjemikalier, vies kontinuerlig oppmerksomhet fra direktoratets side.

Utslipp av boreslam har vist seg å være et større problem enn antatt. Når nye utslippsrestriksjoner tretr ikraft av hensyn til det marine miljø, er det viktig å sørge for at arbeidsmiljøhensyn blir ivaretatt.

Også i 1989 har saker som angår forholdet mellom oljeindustrien og andre brukere av norske kystområder, kommet i søkelyset. Det gjelder såvel fjerning av installasjoner etter bruk, som spørsmålet om hvilken effekt seismisk virksomhet har på fisket.

I det første spørsmålet har FNs Internasjonale Maritime Organisasjon, IMO, vedtatt basisregler for fjerning av nedlagte plattformer der også andre brukere av havet skal høres.

Oljedirektoratet finansierte i 1985 en undersøkelse som ble gjennomført ved Havforsknings-

instituttet, om eventuelle effekter på fisk fra vanlige seismiske undersøkelser. En konklusjon fra rapporten er at det ved vanlig seismisk virksomhet ikke er påvist særlige skadeeffekter. Det må i denne forbindelse understrekes at bruk av dynamitt ved seismiske undersøkelser ikke er en vanlig undersøkelsesmetode og ikke har vært i bruk på norsk sokkel som sprengkilde i den tid Oljedirektoratet har eksistert.

I 1989 har to jubileer for virksomheten på norsk sokkel vært markert. Det gjelder Ekofiskfeltet som har vært i drift i 20 år, og Statfjord som begynte produksjonen i november i 1979. Begge områder representerer milepæler i norsk sokkelutbygging. I løpet av året er Ekofisk-veggen blitt satt på plass rundt Ekofisk-tanken for å sikre driften av dette knutepunkt på norsk sokkel langt inn i fremtiden, et eksempel på hvordan det er mulig sikre såvel produksjon som installasjoner forlenget levetid.

I løpet av året er også den offisielle åpning av Oseberg-feltet og ilandføringsanlegget på Sture markert. Ilandføring av olje fra Oseberg i rørledning til fastlandet innebærer oppfyllelse av en 20 år gammel målsetting om ilandføring til Norge som hovedregel.

Utbygging av nye oljefelter på norsk sokkel vil i årene som kommer i større grad enn tidligere omfatte små og mellomstore oljefunn i felt hvor oljen vil være kostbar å utvinne. Disse forhold, kombinert med usikre oljepriser, vil kreve fleksible og enkle utbyggingsløsninger. Økt viten om oljefeltenes produksjonsegenskaper vil være viktige bidrag spesielt til planlegging og utbygging av slike felt. Boringen av horisontale brønner på Gullfaks Sør og Troll Vest representerer ny boreteknologi på norsk sokkel som det er grunn til å merke seg.

Oljedirektoratet har i 1989 behandlet planer for testproduksjon på fire ulike felt i Nordsjøen. For-

målet med planene har vært å redusere usikkerheten i det foreliggende reservegrunnlaget og produksjonspotensialet for disse feltene. Direktoratet ser et klart økende behov for denne type informasjon, og vil bidra til å finne løsninger som kan gi mer optimale feltutbygginger.

I 1989 har Oljedirektoratet også behandlet planer for ilandføring av kondensat fra Sleipner Øst til Kårstø. Videre har direktoratet behandlet revidert plan for utbygging og drift av Brage-feltet. Ved utgangen av beretningsperioden er planene for utbygging og drift av Heidrun-feltet under behandling. I forbindelse med behandling av planene for utbygging og drift av Brage- og Heidrun-feltene, er gassdisponering sentrale spørsmål. Spørsmålene dreier seg i første omgang om hvorvidt gassen skal ha en direkte anvendelse gjennom avtaler om gassalg, eller om gassen skal reinjiseres.

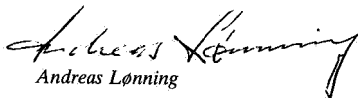
Flere oljefelt og prospekter i Nordsjøen ligger i nærheten av allerede etablert infrastruktur. Flere av disse oljefeltene er i dag kartlagt og modne for utbygging. Oljedirektoratet har i løpet av 1989 utført et overordnet planleggingsarbeid for området Statfjord, Gullfaks og Snorre. Studien viser at en kan oppnå store kostnadsbesparelser ved å samordne utbyggingen av satellittfelt med planlagt og eksisterende infrastruktur. Ved utgangen av beretningsperioden er planene for utbygging og drift av satellittfeltene Statfjord Nord og Øst under behandling hos myndighetene.

Oljedirektoratet har i løpet av 1989 lagt ned et betydelig arbeid for å se på ulike kilde- og transportvalg for gassleveranser til markeder i Skandinavia, Storbritannia og på Kontinentet. Studien viser at Nordsjøfeltene også i fremtiden vil være det mest lønnsomme kildeområdet for leveranser av gass.

Stavanger, 25.1.1990

I styret for Oljedirektoratet


Arve Berg

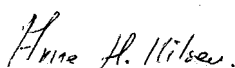

Andreas Lønning

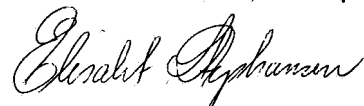

Oddny Aleksandersen


Liv Hatland

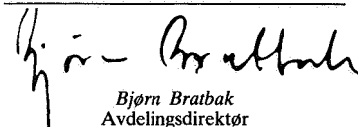

Peter J Tronslin


Jan B M Strømme


Arne H. Nilsen


Elisabet Stephansen


Fredrik Hagemann
Oljedirektør


Bjørn Bratbak
Avdelingsdirektør
Styrets sekretær

1. Direktoratets oppgaver, styre og administrasjon

1.1 OLJEDIREKTORATETS OPPGAVER

Oljedirektoratets formål og oppgaver er gitt i egen instruks. Denne ble sist endret 29.3.1979. Disse oppgaver er senere endret ved delegeringer. Delegeringene følger direkte av lov/forskrifter eller ved egne delegeringsvedtak fra overordnet myndighet. Delegeringene gjelder deler av:

- Petroleumsloven, lov av 23.3.1985 nr 11 med forskrifter
- Arbeidsmiljøloven, lov av 9.2.1977 nr 4 med forskrifter
- Lov om vern mot tobakkskader, lov av 9.3.1973 § 6, 8. ledd samt forskrift fastsatt ved kgl res 8.7.1988.
- Forskrift om sikkerhet for undersøkelse og leteboring etter naturforekomster på Svalbard av 29.3.1988.
- Forskrifter vedrørende vitenskapelige undersøkelser etter naturforekomster på den norske kontinentalsokkel mv av 31.1.1969.
- Midlertidige forskrifter om forsøpling og forurensning fra petroleumsvirksomhet på norsk kontinentalsokkel av 26.10.1979.

1.2 OLJEDIREKTORATETS MÅLSETTING

Med bakgrunn i ovenstående og Oljedirektoratets instruks er følgende målsetting for direktoratet fastsatt:

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

1.3 STYRET OG ADMINISTRASJONEN

1.3.1 Styret

Styrets sammensetning frem til 15.4.1989 var:

- Fylkesmann Martin Buvik, Tromsø (formann)
- Konserndirektør Andreas Lønning, Oslo (nestformann)
- Ordfører Per Sævik, Remøy
- Adm direktør Liv Hatland, Oslo
- Direktør Kåre D Nielsen, Oslo
- Oljeseekretær Jan B M Strømme, Drøbak
- Seksjonssjef Odd Raustein, Stavanger
- Spesialrådgiver Anna Aabø, Stavanger

Vararepresentanter:

For 1-4:

Fylkesvaraordfører Sylvi Enevold, Hammerfest
Redaktør Marit Greve, Oslo

For 5:

Adm direktør Halvor Ø Vaage, Stavanger

For 6:

Avdelingsleder Bjørn Kolby, Oslo

For 7-8:

Ingeniør Bjørn Kvant, Stavanger

Ved kongelig resolusjon av 14.4.1989 ble nytt styre for perioden 15.4.1989 til 15.4.1991 oppnevnt. Det nye styret fikk denne sammensetning:

- Distriktsarbeidssjef Arve Berg, Ålesund (leder)
- Konserndirektør Andreas Lønning (nestleder)
- Adm dir Liv Hatland, Oslo
- Konsulent Oddny Aleksandersen, Tromsø
- Oljeseekretær Jan B M Strømme, Drøbak
- Adm dir Peter J Tronslin, Stavanger
- Overingeniør Arne H Nilsen, Stavanger
- Seksjonssjef Elisabet Stephansen, Stavanger

Vararepresentanter

For 1-4:

Ordfører Per Sævik, Remøy
Fylkesordfører Sylvi Enevold, Hammerfest
Redaktør Marit Greve, Bærum

For 5:

Avdelingsleder Bjørn Kolby, Oslo

For 6:

Forhandlingsdirektør Gunnar Flaatt, Oslo

For styremedlemmene 7 og 8:

Konsulent Tor Inge Ottosen, Stavanger
Overingeniør Susanne Larsen, Stavanger

Styret har i beretningsperioden avholdt ni møter, syv av disse i Stavanger. Møtet i november ble avholdt ved avdelingskontoret i Harstad og møtet i desember i Bergen. I forbindelse med møtet i desember var styret på befaringsreise på Oseberg-feltet.

1.3.2 Organisasjon

Fra 1.1.1989 ble det opprettet en ny administrativ enhet, PETRAD, underlagt oljedirektøren. Enheten skal gi petroleumsopplæring til ledere og nøkkelpersonell i petroleumssektoren i utviklingsland. Enheten er midlertidig etablert for en treårsperiode basert på en samarbeidsavtale med NORAD.

Fra 7.8.1989 ble det etablert en ny seksjon i Administrasjonsavdelingen, Seksjon for dokument-

og informasjonsforvaltning. Seksjonen omfatter bibliotek, infoil, hoved-, borehulls- og geofysisk arkiv. Etableringen skjedde med basis i de tidligere planene om omorganisering i Oljedirektoratet.

Etter drøftinger og forhandlinger med de tillitsvalgte ble det fra 1.10.1989 foretatt en omorganisering i Divisjon for ressursforvaltning. Seksjon for utvinningsgeologi i Leteavdelingen ble nedlagt. Dens oppgaver og myndighet ble delvis overført til Seksjon for reservoarevaluering i Utbyggingsavdelingen og til nyopprettet Seksjon for produksjonsgeologi i Driftsavdelingen. Siktemålet med denne endringen var å få til en bedre oppfølging av prinsippet om faseorganisering.

1.3.3 Personale

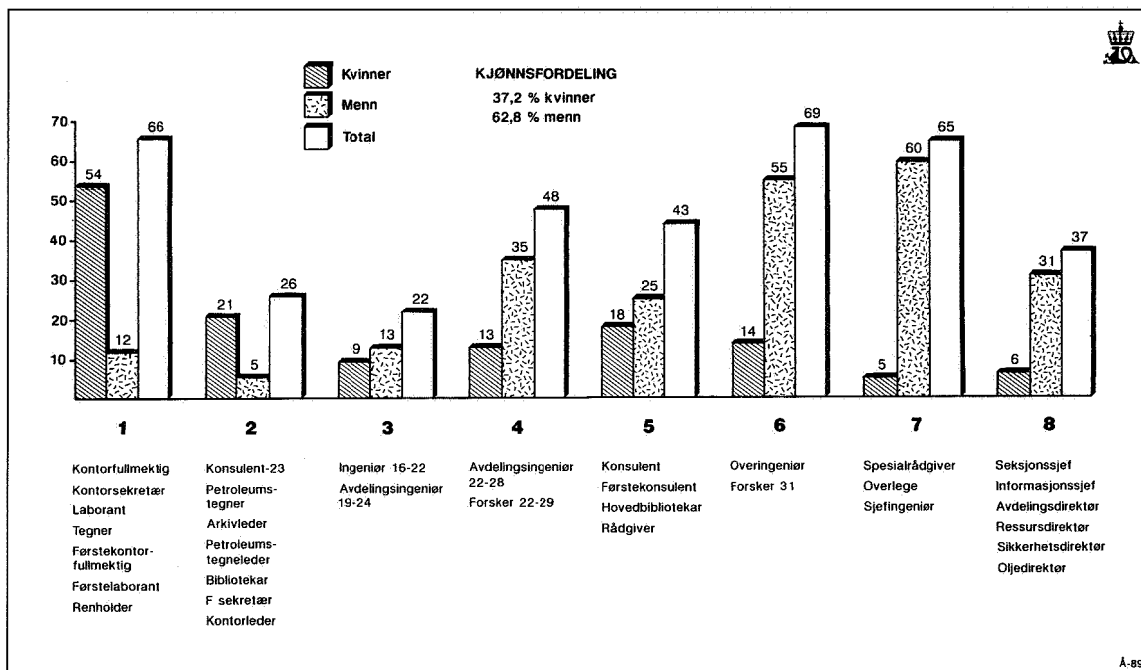
Ved utgangen av beretningsperioden har direktoratet 339 stillingshjemler. I 1989 fikk Oljedirektoratet

fire nye stillinger. I tillegg er tre stillinger lønnet av Direktoratet for utviklingshjelp. 367 tilsatte er i tjeneste ved utgangen av 1989. 12 medarbeidere har permisjon. Av medarbeiderne er 37,2 % kvinner. Figur 1.3.3 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 1989 har direktoratet behandlet 50 tilsettingsaker. Det er tilsatt 19 nye medarbeidere i faste stillinger. Av de nytilsatte er åtte tilflyttere, ni av de nye medarbeiderne kommer fra oljerelatert virksomhet og kun en er nyutdannet.

17 medarbeidere har fratrudd sine stillinger. Dette utgjør 5 % av det totale antall stillingshjemler (se tabell 1.3.3). Avgangen er den laveste Oljedirektoratet har hatt.

Fig. 1.3.3
Stillingsgrupper fordelt på kjønn pr 31.12.89



Tabell 1.3.3
Personell sluttet i 1989 med angivelse av stillingskategori

Divisjon/ Avdeling	Ledere	Spes. råd- givere	Sjef- ing.	Over- ing.	Forsker	Avd. ing./ Ing	Råd- giver	F.sekr/ Kons/ F.kons	Kontor- pers	Sum	Avgang i %
R	0	4	1	1	1	3	0	0	0	10	7.5
S	0	2	0	1	0	1	0	0	0	4	3.8
A	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	1.4
OD-H	0	0	0	0	1	0	0	0	1	2	15.4
Totalt	0	6	1	2	2	5	0	0	1	17	5.0

Medbestemmelse

Samarbeidet med tjenestemannsorganisasjonene har vært som tidligere år med regelmessige møter mellom de tillitsvalgte og ledelsen.

Det er avholdt åtte ordinære møter hvor forskjellige typer saker er blitt drøftet. Videre har det vært avholdt åtte ekstrasamøter for behandling av spesielle enkeltsaker. Av aktuelle saker som er behandlet nevnes:

- spørsmål om deling av Oljedirektoratet
- fast vaktordning
- nytt planleggingssystem for Divisjon for sikkerhet og arbeidsmiljø
- omorganisering av Seksjon for utvinningsgeologi
- opplæring i revisjonsmetodikk i Divisjon for sikkerhet og arbeidsmiljø
- program for personalpolitikken
- egen barnehage for barn av Oljedirektoratets ansatte
- lønnsforholdene til tilsynslederne
- økonomenes situasjon i Divisjon for ressursforvaltning
- bruk av nynorsk i Oljedirektoratet
- fordeling av velferdsmidler
- budsjettforslag

Opplæring

Opplæringsbudsjettet i 1989 var på kr 3 375 000. Det er som i fjor lagt større vekt på intern opplæring. Dette gir en effektiv utnyttelse av ressursene. I denne sammenheng er det utgitt kurskatalog over de interne tilbudene. Den interne opplæring omfatter også lederopplæring i henhold til utviklet kursprogram. Denne opplæringen vil fortsette i 1990.

Som i forrige beretningsperiode er det flere medarbeidere som har deltatt i «on-the-job-training» hos oljeselskapene. Selskapene har lagt forholdene godt tilrette, og opplæringsperioden har gitt medarbeiderne godt utbytte. Flere medarbeidere har deltatt på kurs i oljeselskaperes regi.

Likestilling

Direktoratet har særavtale om likestilling og eget likestillingsutvalg. Utvalget består av fire medlemmer, to fra ledelsen og to fra tjenestemannsorganisasjonene. Utvalget har i perioden utarbeidet ulike typer statistikker. Utarbeidelse av handlingsplan for likestilling er en av utvalgets oppgaver. I den forbindelse deltar medlemmer av utvalget på et seminar i Forbruker- og administrasjonsdepartementets regi vedrørende likestilling.

1.3.4 Budsjett og økonomi

Til direktoratets forskjellige oppgaver er i 1989 totalt benyttet kr 222 885 975

Beløpet fordeler seg slik:

– Driftsbudsjett	kr 162 849 797
– Kontrollutgifter	kr 7 260 314
– Geologiske og geofysiske undersøkelser	kr 48 978 537
– Sikkerhets- og arbeidsmiljø	kr 3 797 327
Totalt	kr 222 885 975

Av driftsbudsjettet utgjør lønnsutgifter kr 94 360 447 og bygningers drift og leie kr 6 048 507. Den resterende del, kr 62 440 843 dekker utgifter til konsulentbistand, drift av værskipet, eksternt bistand, reiser, opplæring, EDB-drift, nyinvesteringer i utstyr mv.

Oljedirektoratet er blitt pålagt en del spesielle oppgaver som fordeler seg slik:

– Opprydding av havbunnen	kr 4 173 046
– Forskning og utvikling innen økt oljeutvinning (SPOR)	kr 16 977 974
– World Petroleum Congress 1995	kr 55 378

Budsjettsituasjonen stiller Oljedirektoratet overfor stadig større utfordringer med hensyn til prioritering. Det legges derfor stor vekt på å utvikle bedre planleggingsverktøy.

Inntekter

I tillegg til innbetalte produksjons- og arealavgifter (kapittel 5) har direktoratet mottatt kr 79 457 365 i inntekter.

I 1989 fordeler inntektene seg slik:

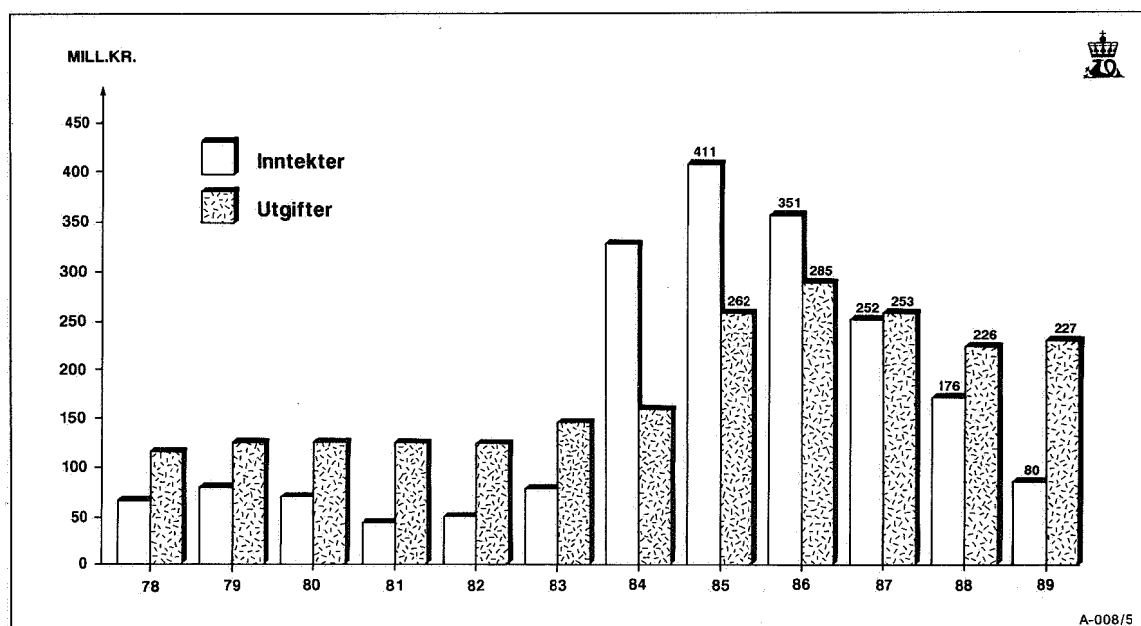
– Salg av publikasjoner	kr 2 998 183
– Salg av frigitt prøvemateriale	kr 864 269
– Undersøkelsesgebyr	kr 960 000
– Refusjon av kontrollutgifter	kr 22 578 574
– Salg av seismiske undersøkelsesmateriale	kr 43 124 873
– Renter av bankinnskudd	kr 6 064 466
– Diverse inntekter	kr 2 867 000
Totalt	kr 79 457 365

Oljedirektoratets budsjett og inntektsutvikling i perioden 1978–1989 er vist i figur 1.3.4

1.3.5 Informasjon

Det har i beretningsperioden vært stor interesse for informasjon fra Oljedirektoratet fra norske og utenlandske institusjoner, massemedia, selskaper og enkeltpersoner. Blant annet har representanter for utenlandske massemedia, enkeltvis eller i grupper besøkt direktoratet for å gjøre seg kjent med direktoratet og oljevirkosomheten. Oljedirektoratets medarbeidere har på sin side i stor utstrekning deltatt som foredragsholdere i ulike fora.

Fig. 1.3.4
Oljedirektoratets driftsbudsjett 1978–1989



Oljedirektoratets årsberetning har en sentral plass i direktoratets informasjonsvirksomhet. Årsberetningen for 1988 ble lagt frem på en pressekonferanse i april og ajourført kontinentalsokkelkart ble utgitt i oktober.

På Oljedirektoratets initiativ ble det i mai lagt fram et fellesdokument mellom Oljedirektoratet og Oljeindustriens Landsforening om «Erfaring med kriseinformasjon i Nordsjøen», på en større internasjonal konferanse i EF's regi i Varese i Italia.

I løpet av 1989 er det sendt ut 44 pressemeldinger, blant annet i forbindelse med avslutningen av letehull der Oljedirektoratet søker å gi maksimal informasjon.

1.3.6 Biblioteket

Aktiviteten i biblioteket har også i 1989 vært høy, til tross for at antall henvendelser etter litteratur og informasjon sank med 15 % i forhold til året før. Denne nedgangen har sammenheng med at biblioteket var stengt i ca en måned i forbindelse med utskifting av tepper og ombygging.

Som i tidligere år kom nesten 50 % av det totale antall henvendelser fra eksterne brukere i inn- og utland. Henvendelsene kommer fra norske og utenlandske bibliotek, studenter, forskere, samt oljeselskaper og andre firma innen petroleumsnæringen.

Antall emnesøk i eksterne databaser har økt i forhold til tidligere år. Denne tjenesten er forbeholdt direktoratets ansatte. Det er ikke inngått avtaler med nye databaseverter i beretningsåret.

Biblioteket har deltatt aktivt i arbeidet med ut-

givelsen av referatorganet Oljeindeks og litteraturlisten OIL. Etterspørselen etter litteratur fra OIL-tjenesten har gått ned fra 631 bestillinger i 1988 til 472 bestillinger i 1989.

1.3.7 INFOIL-sekretariatet

Bruken av informasjonsdatabasene OIL og INFOIL 2 er opprettholdt på samme nivå som tidligere.

Antall innførsler til OIL-databasen er høyere enn noen gang, etter som en god del eldre rapporter av høy kvalitet er tatt med.

Det er etablert bindende avtaler med flere forskningsinstitutter om innmating av rapportmateriale til OIL.

Et bevisst markedsføringstiltak for den trykte norske utgaven ga markert utslag på abonnements-salget.

Det er nå inngått avtale mellom Department of Energy, NTNF og Oljedirektoratet på den ene siden og EF-administrasjonen i Brussel ved The Directorate-General of Energy på den annen side, om fletting av EFs database over forskningsprosjekter innen hydrokarbonteknologi med Infoil 2-databasen.

For å sikre Infoil 2-databasen langsiktig økonomisk støtte i Norge er det inngått en femårs-avtale med NTNF.

BPs forskningssenter i London har utvidet adgangen til den interne FoU-databasen, fra 12 til over 50 brukerringanger fordi basen er så flittig brukt. Infoil 2 er en del av denne databasen.

2. Virksomheten på norsk kontinentalsokkel

2.1 UNDERSØKELSE- OG UTVINNINGS-TILLATELSER

2.1.1 Nye undersøkelsestillatelser

Det er per 31.12.1989 tildelt 171 kommersielle undersøkelsestillatelser. Hver tillatelse har en varighet på tre år.

Følgende tillatelser er gitt i 1989:

Selskap	Tillatelse nr:
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	165
Total Marine Norsk a/s	166
Phillips Petroleum Norsk A/S	167

Elf Aquitaine Norge A/S	168
BP Norway Limited U.A	169
Enterprise Oil Norway A/S	170
Geophysical Service International Ltd	171

2.1.2 Tildelingsrunder og nye utvinningstillatelser

Tildelingsrunde 12, fase B, som ble utlyst 1.9.1988 omfattet tre blokker i området Møre I, to i Trøndelag II og åtte nøkkelblokker i Barentshavet. Det ble også gitt adgang til å søke på blokker som tidligere var utlyst. Søknadsfristen var 15.11.1988.

21 selskaper søkte på i alt 18 blokker. 9.3.1989 ble

Tabell 2.1.2.a Tildelinger: Tildelingsrunde 12B

Utvnr	Felt/blokk	Andel	Rettighetshavere (O=operatør)
154	6205/3 og 6305/12	10.000	Amoco Norway A/S
		10.000	Elf Aquitaine Norge A/S
		30.000	O Norsk Hydro Produksjon a.s
		50.000	Den norske stats oljeselskap a.s
155	6306/10	10.000	Norsk Agip A/S
		10.000	Deminex (Norge) A/S
		30.000	O A/S Norske Shell
		50.000	Den norske stats oljeselskap a.s
156	6406/11	10.000	Amerada Hess Norge A/S
		20.000	Mobil Development Norway A/S
		20.000	O Saga Petroleum a.s.
		50.000	Den norske stats oljeselskap a.s
157	6406/12	15.000	BP Norway Ltd U.A
		10.000	Norske Conoco A/S
		10.000	Petrobras Norge A/S
		15.000	Phillips Petroleum Norsk A/S
		50.000	O Den norske stats oljeselskap a.s
158	6407/8	30.000	O BP Petroleum Ltd U.A
		10.000	Det Norske Oljeselskap A/S
		50.000	Den norske stats oljeselskap a.s
		10.000	Unocal Norge A/S.
159	6507/3	20.000	Norsk Hydro Produksjon a.s
		10.000	Saga Petroleum a.s.
		50.000	O Den norske stats oljeselskap a.s
		20.000	Total Marine Norsk A/S
160	7228/1 og 7228/2	40.000	O Mobil Development Norway A/S
		10.000	Phillips Petroleum Norsk A/S
		50.000	Den norske stats oljeselskap a.s
161	7228/8 og 7228/9	10.000	Norske Fina A/S
		20.000	O Norsk Hydro Produksjon a.s
		10.000	Saga Petroleum a.s.
		10.000	A/S Norske Shell
		50.000	Den norske stats oljeselskap a.s
162	7324/10 og 7324/11	10.000	Amoco Norway A/S
		10.000	Elf Aquitaine Norge A/S
		10.000	Norsk Hydro Produksjon a.s
		20.000	Mobil Development Norway A/S
		50.000	O Den norske stats oljeselskap a.s

det tildelt 13 blokker i tilsammen ni utvinningstillatelser, med et samlet areal på 5031.263 km². Tabell 2.1.2.a inneholder opplysninger om utvinningstillatelsene som ble gitt i 1989, og tabell 2.1.2.b viser

alle utvinningstillatelser som er gitt siden 1965. Tabell 2.1.2.c viser norske og utenlandske andeler ved de enkelte tildelingsrunder.

Tabell 2.1.2.b Utvinningstillatelser og arealer per 31.12.1989

Tild.-runde	Tildelt	Utvinn. till.nr.	Antall blokker*		Areal tildelt km ²	Areal tilb.lev. km ²	Areal i utv.till. km ²
			til-delt	tilbake-levert			
1.	01.09.65	001-021	74	54	39842.476	35363.535	4478.941
	07.12.65	022	4	4	2263.565	2263.565	0.0
	12.09.77	019 (2)	2	0	617.890	0.0	617.890
2.	23.05.69	023-031	9	1	4107.833	2233.366	1874.467
	30.05.69	032-033	2	0	746.285	376.906	369.379
	14.11.69	034-035	2	0	1024.529	564.837	459.692
	11.06.71	036	1	0	523.937	262.047	261.890
ut.	10.08.73	037	2	0	586.834	295.157	291.677
3.	01.04.75	038-040 og 042	7	4	1840.547	1389.780	450.767
	01.06.75	041	1	1	488.659	488.659	0.0
	06.08.76	043	2	0	604.558	303.217	301.341
	27.08.76	044	1	0	193.076	90.417	102.659
	03.12.76	045-046	4	2	1270.682	814.708	455.974
	07.01.77	047	2	1	368.363	304.160	64.203
	18.02.77	048	2	1	321.500	107.019	214.481
	23.12.77	049	1	1	485.802	485.802	0.0
	ut.	16.06.78	050	1	0	500.509	151.962
4.	06.04.79	051-058	8	1	4007.887	2434.633	1573.254
ut.	20.08.82	079	1	0	102.167		102.167
5.	18.01.80	059-061	3	2	1108.078	998.675	109.403
	27.03.81	062-064	3	1	1099.522	499.780	599.742
	23.04.82	073-078	6	2	2311.912	1444.153	867.759
6.	21.08.81	065-072	9	1	3218.945	1362.539	1856.406
7.	10.12.82	080-084	5	5	2082.966	2082.966	0.0
ut.	08.07.83	085	3	0	1521.160	725.816	795.344
8.	09.03.84	086-100	17	0	6338.273		6338.273
9.	14.03.85	101-111	13	0	5293.053		5293.053
ut.	26.07.85	112	1		260.215		260.215
10a	23.08.85	113-120	9		3075.433		3075.433
10b	28.02.86	121-128	9		3828.258		3828.258
ut.	11.07.86	129	1		225.393		225.393
11.	10.04.87	130-142	22		7139.518		7139.518
12a	08.07.88	143-153	16		4701.021		4701.021
12b	09.03.89	154-162	13		5031.262		5031.262
			256	84	107132.128	55043.698	52088.410

* hele eller deler av blokker ut. = tildelt utenfor tildelingsrunder

Tabell 2.1.2.c
Tildelingsrunder. Norske og utenlandske andeler per 31.12.1989

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
12A	1988	16	57.5	42.5	37.5	62.5
12B	1989	13	64.4	35.6	66.7	33.3

2.1.3 Andelsoverdragelser

I løpet av 1989 er følgende andelsoverdragelser godkjent i henhold til paragraf 61 i lov nr 11 av 22.3.1985 om petroleumsvirksomheten:

Enterprise Oil Norway A/S har overtatt Texas Eastern Norway Inc sine andeler i ti utvinningstillatelser. Fordeling i disse utvinningstillatelser er etter dette:

Utvinningsstillatelse 006

Operatør: Amoco Norway Oil Company

Amerada Hess Norge A/S	28.333 %
Amoco Norway Oil Company	28.333 %
Enterprise Oil Norway A/S	28.333 %
Norwegian Oil Consortium A/S & CO	15.000 %

Utvinningsstillatelse 032

Operatør: Amoco Norway Oil Company

Amerada Hess Norge A/S	25.000 %
Amoco Norway Oil Company	25.000 %
Enterprise Oil Norway A/S	25.000 %
Norwegian Oil Consortium A/S & CO	15.000 %
Svenska Petroleum Exploration A/S	10.000 %

Utvinningsstillatelse 033

Operatør: Amoco Norway Oil Company

Amerada Hess Norge A/S	25.000 %
Amoco Norway Oil Company	25.000 %
Enterprise Oil Norway A/S	25.000 %
Norwegian Oil Consortium A/S & CO	25.000 %

Utvinningsstillatelse 037

Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)

Amerada Hess Norge A/S	1.042 %
Amoco Norway A/S	1.042 %
Norske Conoco A/S	10.000 %
Enterprise Oil Norway A/S	1.042 %
Esso Norge A/S	10.000 %
Mobil Development Norway A/S	15.000 %
Saga Petroleum a.s.	1.875 %
A/S Norsk Shell	10.000 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	50.000 %

Utvinningsstillatelse 057

Operatør: Saga Petroleum a.s

Amerada Hess Norge A/S	4.900 %
Deminex (Norge) A/S	24.500 %
Enterprise Oil Norway A/S	4.900 %
Saga Petroleum a.s.	14.700 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	51.000 %

Utvinningsstillatelse 128

Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)

Norsk Agip A/S	10.000 %
Enterprise Oil Norway A/S	10.000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	15.000 %
Saga Petroleum a.s.	15.000 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	50.000 %

Utvinningsstillatelse 130

Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)

Enterprise Oil Norway A/S	20.000 %
Petrobras Norge A/S	15.000 %
A/S Norsk Shell	15.000 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	50.000 %

Utvinningsstillatelse 134

Operatør: Den norske stats oljeselskap (Statoil)

Norsk Agip A/S	30.000 %	Utvinningstillatelse 150	
Norske Conoco A/S	10.000 %	Operatør: Norske Fina A/S	
Enterprise Oil Norway A/S	10.000 %		
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	50.000 %	Enterprise Oil Norway A/S	10.000 %
		Norske Fina A/S	30.000 %
		Saga Petroleum a.s.	10.000 %
		Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	50.000 %
Utvinningstillatelse 143			
Operatør: Phillips Petroleum Norsk A/S			
Enterprise Oil Norway A/S	15.000 %	2.1.4 Tilbakeleveringer/Oppgivelser	
Phillips Petroleum Norsk A/S	25.000 %	Der har vært tilbakeleveringer/oppgivelse av areal i	
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	50.000 %	tre utvinningstillatelser i 1989. I to utvinningstillatel-	
ØMV Norge A/S	10.000 %	ser er hele arealet tilbakelevert. Dette fremgår av	
		tabell 2.1.4	

Tabell 2.1.4
Tilbakeleveringer/oppgivelser

Utvinningstillatelse	Operatør	Blokk	Opprinn. areal km ²	Tilb.levert areal km ²	Aareal i utv.-tillatelse km ²
041	Saga	35/3	488.659	488.659	.000
058	Gulf	35/8	496.569	496.569	.000
085	Statoil/	31/3	1521.160	725.816	795.344
	Hydro/	31/5			
	Saga	31/6			

2.2 KARTLEGGING OG LETEBORING

2.2.1 Geofysiske og geologiske undersøkelser

Det ble samlet inn 106 568 km seismikk på norsk sokkel i 1989, figur 2.2.1.a. Dette betyr at aktiviteten var 13 % lavere enn i 1988.

2.2.1.1 Oljedirektoratets geofysiske undersøkelser 1989

Oljedirektoratet samlet inn 9 625 km seismikk i løpet av 1989, figur 2.2.1.b. Det ble samlet inn data i områdene som angitt på figur 2.2.1.c,d og e.

Fig. 2.2.1.a
Seismiske undersøkelser på norsk kontinentalsokkel 1962–89

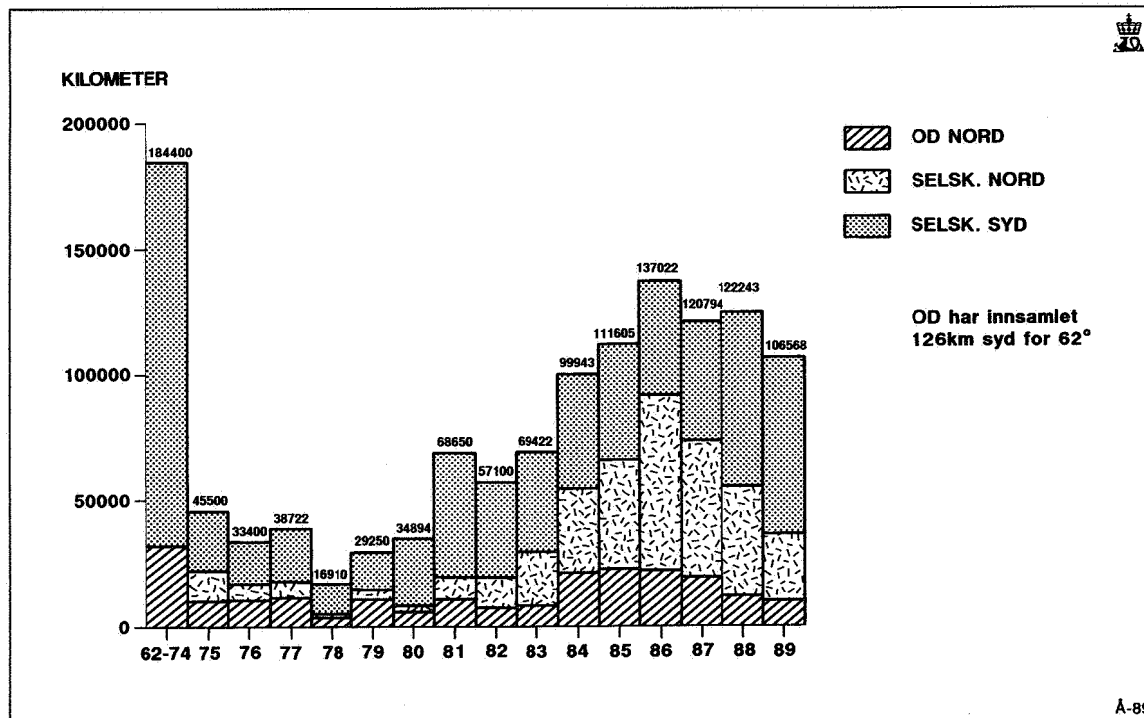
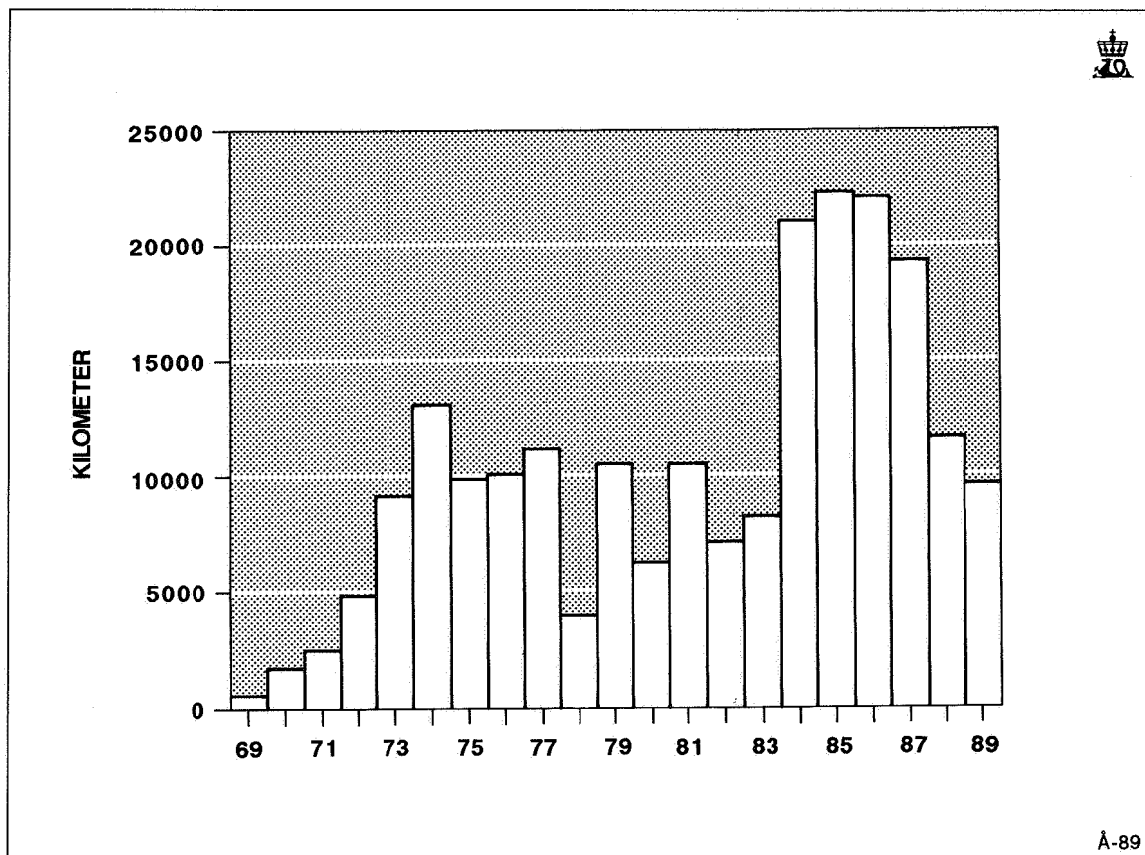
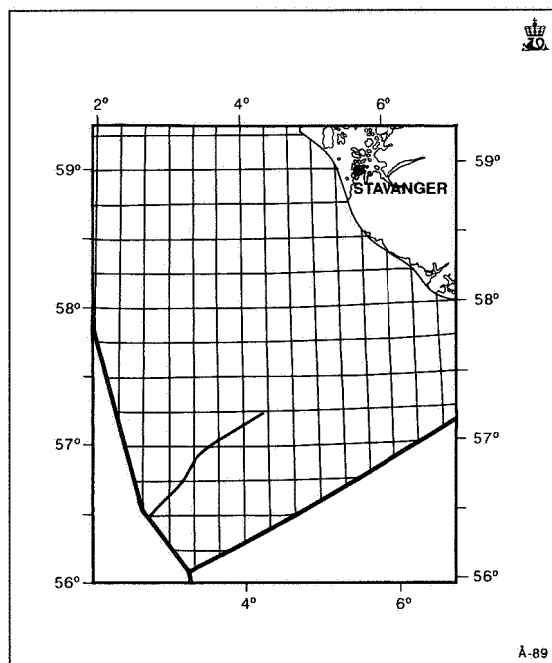


Fig. 2.2.1.b
Geofysiske undersøkelser i Oljedirektoratets regi



Å-89

Fig. 2.2.1.c
Seismisk testlinje i Nordsjøen



Å-89

Alle Oljedirektoratets data i 1989 ble samlet inn med fartøyet «Geco Gamma», bortsett fra en testlinje i Nordsjøen som ble samlet inn med «Seisventurer».

Nordsjøen

Det ble samlet inn en testlinje på 127 km i den sørlige Nordsjøen med SSLs norske fartøy «Seisventurer». Det ble benyttet en ny type vannkanonkilde med 24 like kanoner på samme dyp i bredt «array» med totalvolum 9 600 kubikktommer. Det ble registrert data på to kabler med lengde 3 000 meter og horisontal separasjon (samme dyp) 100 meter. Dataene ble prosessert ved SSLs prosesserings-senter utenfor London.

Hensikten med linjen var å teste ny innsamlings-teknologi i forbindelse med forskjellige geologiske problemstillinger i forskjellige stratigrafiske nivåer i sørlige Nordsjøen. Linjen går gjennom flere brønner og resultatene var meget interessante.

Vøring-platået

Det ble samlet inn 2 589 km seismikk i Vøring-platået. Hovedtyngden av linjene ble samlet inn i den nordlige delen av området. 1 350 km av disse ble samlet inn med kabellengde 3 600 meter. Disse

Fig. 2.2.1.d
Geofysiske undersøkelser på Vøringplatået og utenfor Lofoten

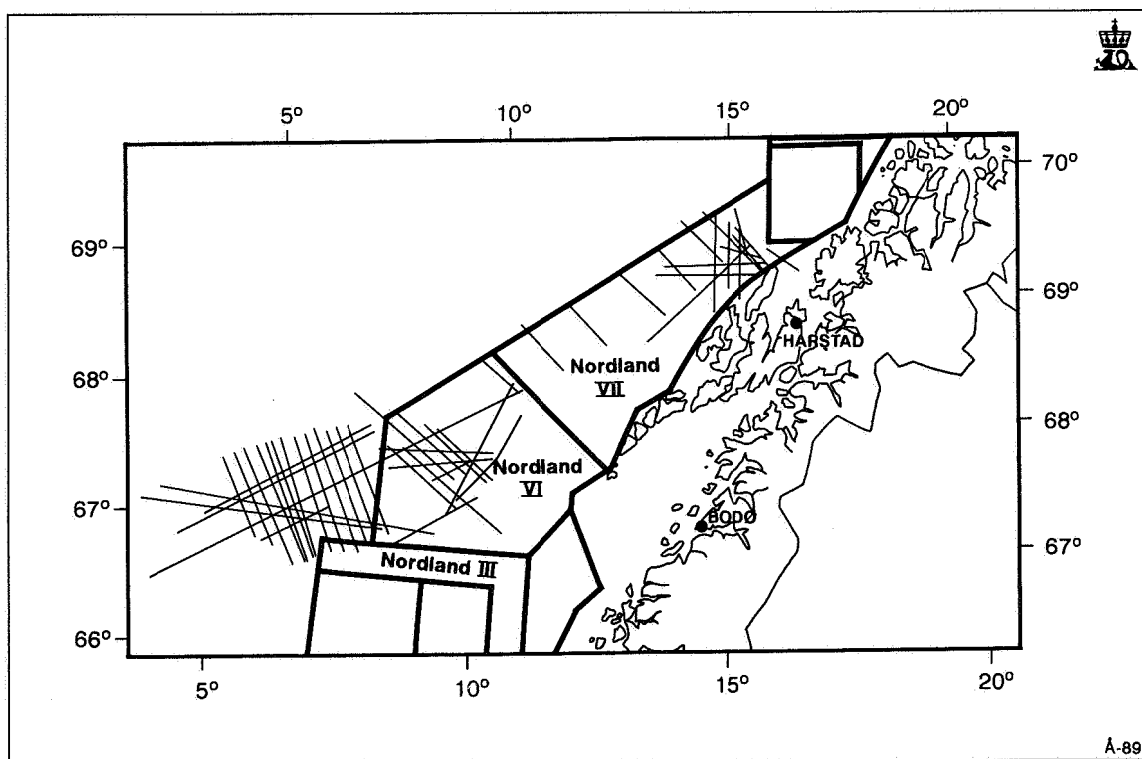
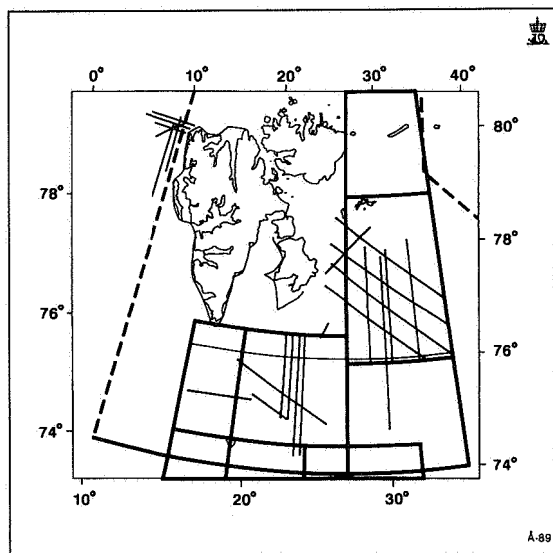


Fig. 2.2.1.e
Geofysiske undersøkelser i det nordlige Barentshavet



dataene prosesseres av Merlin Geophysical i London, mens de øvrige dataene med kabellengde 3 000 meter blir prosessert av Western Atlas i London. Det er planlagt å samle inn ytterligere data i dette området i løpet av 1990.

Lofoten Vest

Det ble samlet inn 1 096 km seismikk i Nordland VI og 1 086 km i Nordland VII. Disse dataene blir prosessert hos SSL som også prosesserte 1988-dataene i dette området. Datakvaliteten er til dels dårlig i dette området og prosesseringen er derfor komplisert.

Barentshavet Nord

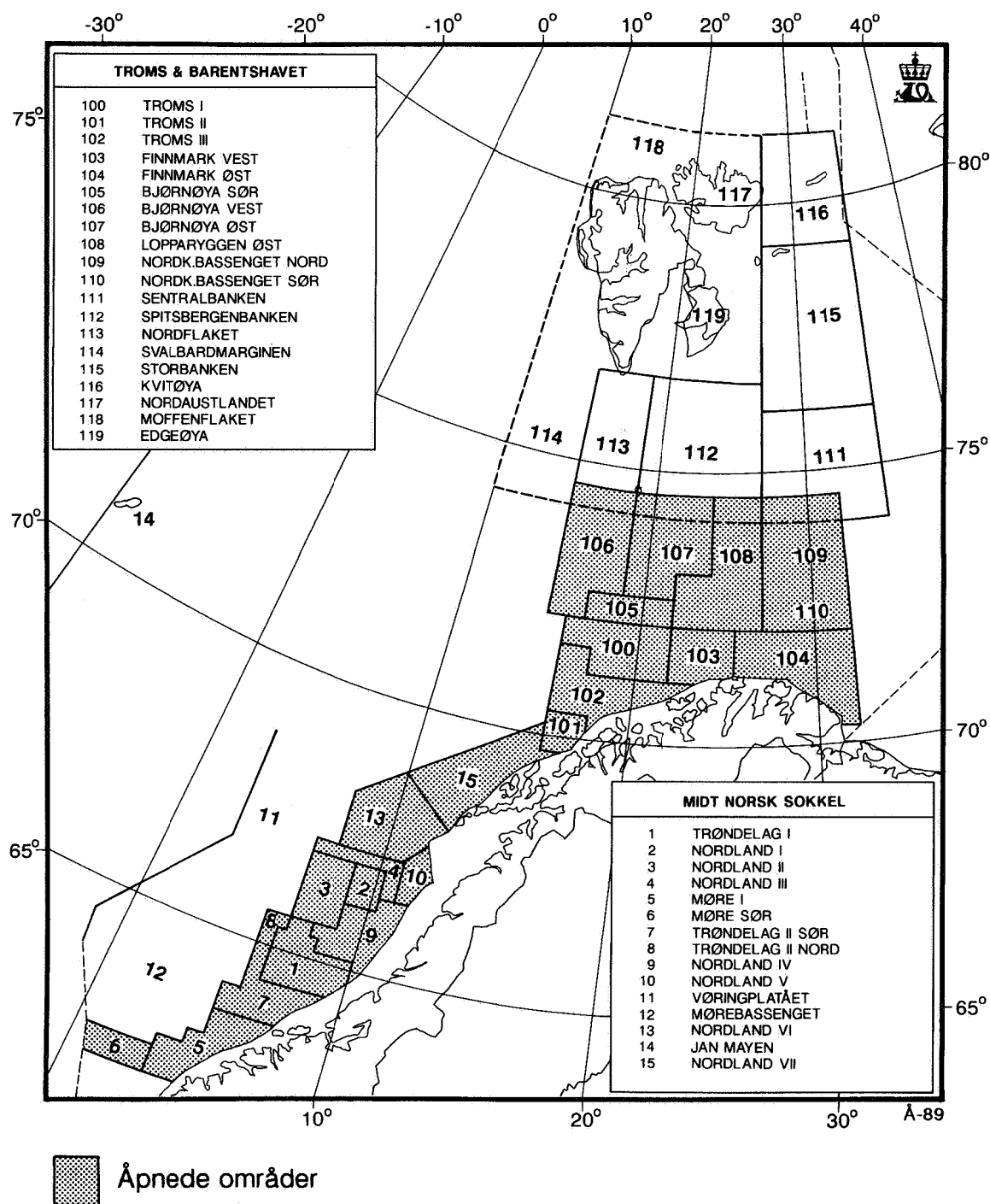
Det ble samlet inn 4 639 km regionale linjer i det nordlige Barentshavet. Herav ble det samlet inn 564 km i området nordvest for Spitsbergen. Disse dataene ble samlet inn med en kabel, mens de øvrige dataene ble samlet inn med to horisontalt separerte kabler pluss minikabel. De sistnevnte dataene ble hovedsaklig samlet inn på Storbanken og Spitsbergenbanken. Det ble også samlet inn noen testlinjer på Sentralgraben i forbindelse med analyse av groper i havbunnen og studier av grunne data. Fem korte linjer på tilsammen ca 30 km ble skutt to ganger med henholdsvis punktkilde, kort skuddpunktintervall og grunn minikabel i tillegg til normale innsamlingsparametre.

Det er planlagt å samle inn data i det nordlige Barentshavet også neste år.

2.2.1.2 Åpning av nye leteområder

Nordland V, VI og VII ble åpnet for seismiske undersøkelser 1.7.1989.

Fig. 2.2.1.f
Områder som er tilgjengelig for seismisk datainnsamling for industrien. Områdebetegnelser nord for Stad



Deler av Vøring-platået vil bli klargjort for åpning i løpet av de nærmeste årene. Områder nord for Stad som er tilgjengelig for seismisk datainnsamling er vist i figur 2.2.1.f.

2.2.1.3 Geofysiske undersøkelser i selskapenes regi
I 1989 ble det innsamlet 96 952 km seismikk på

norsk kontinentalsokkel i regi av oljeselskap, kontraktører og universiteter. Av dette er 39 000 km 3D-seismikk. 71 150 km ble innsamlet i Nordsjøen og 25 800 km nord for Stad. Det fremgår av tallene ovenfor at aktiviteten i Nordsjøen er på samme nivå som i 1988. Aktiviteten nord for Stad er redusert med ca 15 000 km. Norske oljeselskap samlet inn

31 840 km og utenlandske 38 990 km. Det ble samlet inn 26 100 km spekulativ seismikk av Geco, Geoteam, Nopec og GSI.

2.2.1.4 Salg av seismiske data

Oljedirektoratet har i 1989 regnskapsført inntekter ved salg av seismiske datapakker for 43.1 millioner kroner (130.1 millioner kroner i 1988). Jf tabell 2.2.1.4.

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

Trøndelag I

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

Nordland I

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

Nordland II

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

Nordland III

Amerada, BP, Conoco, Elf, Esso, Hydro, Mobil, Saga, Shell, Statoil og Total.

Møre I

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

Møre Sør

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

Trøndelag II Sør

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

Trøndelag II Nord

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

Nordland IV

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

Nordland V

Elf, Statoil og Total.

Nordland VI

Elf, Statoil og Total.

Nordland VII

Elf, Statoil og Total.

Troms I

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

Troms II

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

Troms III

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

Finnmark Vest

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

Finnmark Øst

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

Bjørnøya Sør

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

Bjørnøya Vest

Amoco, Conoco, Elf, Enterprise, Hydro, Mobil, Saga, Shell, Statoil og Total.

Bjørnøya Øst

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

Lopparyggen Øst

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

Nordkapp Bassenget Nord

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

Nordkapp Bassenget Sør

Agip, Amoco, Arco, BP, Conoco, Deminex, Elf, Enterprise, Esso, Hydro, Mobil, Petrobras, Phillips, Saga, Shell, Statoil, Svenska Petroleum og Total. Antall seismiske datapakker solgt fremgår av tabell 2.2.1.4.

Tabell 2.2.1.4.**Oversikt over antall seismiske datapakker**

Pakke	1989	Totalt
001	MØRE-TRØNDELAGE-REGIONAL-PAKKE-1	33
002	MØRE-TRØNDELAGE-REGIONAL-PAKKE-2	26
003	TAMPEN-SPUR	21
004	MØRE-SØR-84	21
005	TRØNDELAGE-REGIONAL	25
006	HALTENBANKEN-VEST-84	23
007	FRØYABANKEN-84	1 26
008	MØRE-TRØNDELAGE-PAKKE-2	22
009	MØRE-TRØNDELAGE-PAKKE-3	28
010	TRÆNABANKEN	30
011	REG-DATA-NORDLAND-RYGGEN	20
012	NORDLAND-IV-85	9
013	REG-DATA-MIDT-N-SOKKEL	19
014	NORDLAND-II-83	21
015	NORDLAND-III-84	2 12
016	TROMS-II	2 11
017	REGIONAL-DATA-TROMS-ØST	18
018	FINNMARK-VEST-83	19
019	FINNMARK-VEST-84	20
020	NORDLAND-III-85	2 12
021	MØRE-SØR-TEST-84 #	5
022	STOREGGA-85	5
023	VØRINGPLATAËT	1 7
024	VØRING-BASSENGET-85/86	6
025	LOFOTEN-VEST-86	1 7
026	JAN-MAYEN-85	1
028	VØRING-BASSENGET-87	3
029	NORDLAND-VI-87	1 7
030	NORDLAND-VII-87	1 7
031	NORDLAND-V-87	3 3
032	NORDLAND-VI-88	4 4
033	NORDLAND-VII-88	3 3
034	NORDLAND-V-73-79	3 3
035	NORDLAND-VI-73-79	5 5
036	NORDLAND-VI-89	3 3
037	NORDLAND-VII-89	3 3
038	NORDLAND-VII-74/75	3 3
100	TROMS-HOVEDPAKKE	34
101	REG-DATA-TROMS-BAR.HAVET-73	1 21
102	TROMS-III-83/84	2 13
103	TROMS-III-85	2 10
105	TROMS-I-ØST-77	19
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	21
201	BJØRNØYA-SØR-84	21
202	BJØRNØYA-ØST-REGIONAL-84	1 18
203	BJØRNØYA-ØST-84	17
204	BJØRNØYA-TILLEGG-NORD	1 17
205	BJØRNØYA-VEST-REGIONAL-84	14
206	LOPPARYGGEN-ØST-REGIONAL-84	19
207	LOPPARYGGEN-ØST-85-SSL-DIAG	19
208	LOPPARYGGEN-ØST-85-NORD	19
209	LOPPARYGGEN-ØST-85-GECO-DIAG	19
210	LOPPARYGGEN-ØST-85-GRID	19

Pakke	1989	Totalt
211 BJØRNØYA-ØST-TEST-85 #		1
212 BJØRNØYA-VEST-86-DIAG	1	12
213 BJØRNØYA-VEST-86-HIGH	1	12
214 BJØRNØYA-VEST-86-MARGIN	2	11
215 BJØRNØYA-VEST-86-SWATH #		1
216 BJØRNØYA-VEST-87	2	11
300 BARENTSHAVET-SØR-ØST-HOVEDPAKKE		22
301 BARENTSHAVET-SØR-ØST-PAKKE-2	1	21
302 NORDKAPP-BASSENGET-85-GECO-DIAG		19
303 NORDKAPP-BASSENGET-85-NORD		18
304 NORDKAPP-BASSENGET-85-GRID		21
305 NORDKAPP-BASSENGET-86-DIAG		19
306 NORDKAPP-BASSENGET-86-SØR		20
307 NORDKAPP-BASSENGET-86-NORD		14
308 FINNMARK-ØST-86-REGIONAL	1	19
309 FINNMARK-ØST-86-DIAG	2	18
310 FINNMARK-ØST-86-GSI	1	19
312 NORDKAPP-TEST-87 #		1

2.2.1.5 Frigivning av data og materiale fra sokkelen

I forbindelse med Oljedirektoratets oppfølging av oljevirkksomheten på norsk kontinentalsokkel, mottar Oljedirektoratet blant annet kopier av borehullslogger og kontinuerlige, representative utvalg av borkaks og kjerner. Prøver av borkaks tas hver tiende meter gjennom borehullet, og hver tredje meter i formasjoner som kan inneholde hydrokarboner. For våtprøver, som skal veie minst 1/2 kg gjelder samme prøvetakingsfrekvens.

Av borkjerner mottar Oljedirektoratet et fullstendig lengdesnitt som omfatter minst en fjerdepart av kjerner i letehull og halvparten av kjerner i produksjonsbrønner. Per 31.12.1989 har Oljedirektoratet lagret 59 063 meter kjernemateriale fra 651 borehull, 327 937 prøver av vasket borkaks fra 839 hull og 335 707 våtprøver fra 922 hull på norsk kontinentalsokkel. Dette inkluderer produksjonshull. I alt foreligger materiale fra 1 247 borehull. I tillegg finnes det materiale fra utenlandske borehull, det meste fra britisk sektor i Nordsjøen, men også fra Svalbard, Andøya, Hopen, Tanzania og Mozambique.

Oljedirektoratet har ansvaret for å publisere data og frigi materiale i undervisnings- og forskningsøyemed. Data frigis fem år etter at borehullet er komplett. Rettighetshavernes tolkninger frigis ikke. «Well Data Summary Sheets», (WDSS), blir publisert årlig, og gir en oversikt over borehull som blir fem år i kalenderåret. Formålet med denne serien er å vise hvilke borehull som er frigitt og hvilke kjerner 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 tillegg til WDSS har Oljedirektoratet i 1989 startet to nye publikasjonsserier; «Licenses, Areas, Area-coordinates, Exploration Wells» og «Borehole List, Exploration Drilling». Begge er årlige publikasjoner. Listen med utvinningstillatelser inneholder en oversikt over hver utvinningstillatelse på norsk sokkel; nummer, tildelingsdato, operatør, tildelt

areal, nåværende areal, partnere og andeler, geografiske koordinatpunkter for arealet, en del data om hvert borehull boret i utvinningstillatelsen og et kart over hvert utvinningstillatelsesområde med borehullene plottet inn. I tillegg finnes en del historiske data og lister og tabeller fra boreaktiviteten. Borehullslisten er en utvidet versjon av Oljedirektoratets tidligere borehullsliste. Letehullene er her presentert i fem forskjellige sorteringer. Sorteringene er borehullsnummer, påbegynnelsesdato, avslutningsdato, operatør og utvinningstillatelse.

I Oljedirektoratets kjernestudierom er det anledning til å studere kjernemateriale, borkaks og våtprøver, og i spesielle tilfeller er det mulig å få utlevert materiale fra disse til studier og analyser utenfor direktoratet. Her gjelder også femårs-regelen for frigivning. Figur 2.2.1.5.a viser etterspørselen etter prøvemateriale fordelt på fagområdene organisk geokjemi, biostratigrafi og sedimentlogi/petrofysikk.

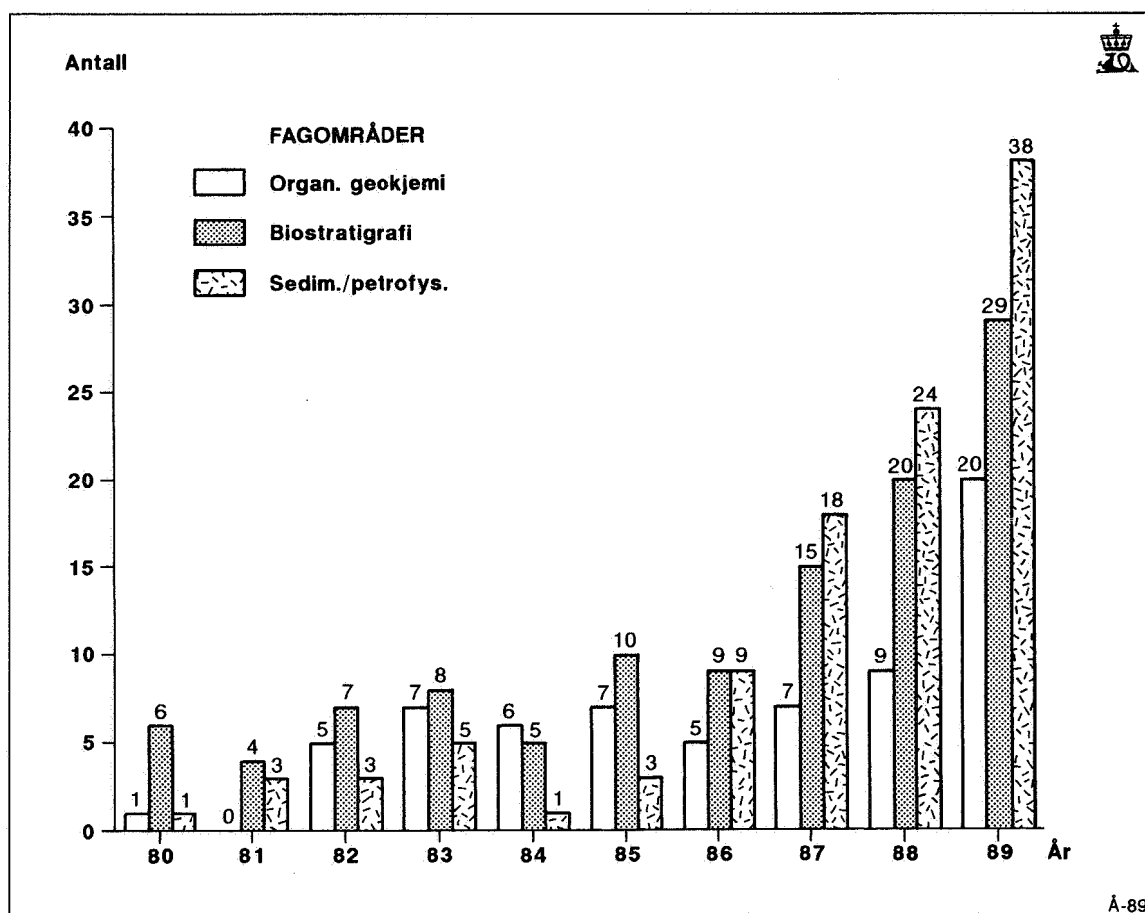
Etter 1986 har antall søknader om frigivning av materiale vist en stor økning. Figuren viser at undersøkelser basert på organisk geokjemi utgjør et mindretall av prosjekter som Oljedirektoratet har frigitt materiale til. Imidlertid står dette fagområdet for størst mengde materiale som ble frigitt i løpet av 1986–89.

Seismikk frigis i pakker som omfatter en blokk, og kan bare frigis fra blokker som er eller har vært belagt med utvinningstillatelser, og etter at seismikken er eldre enn fem år. Per 31.12.1989 var data fra 98 blokker frigitt. Dette utgjør 80 158 profilkilometer. Figur 2.2.1.5.b viser et oversiktskart med angivelse av hvilke blokker det er frigitt data fra.

2.2.1.6 Vitenskapelige undersøkelser

Per 31.12.1989 er det gitt i alt 272 tillatelser til vitenskapelige undersøkelser på den norske kontinentalsokkel. Som det fremgår av tabell 2.2.1.6 er det i 1989 gitt fem slike tillatelser, én utstedt av Oljedirektoratet i Stavanger og fire av Oljedirektoratets avdelingskontor i Harstad.

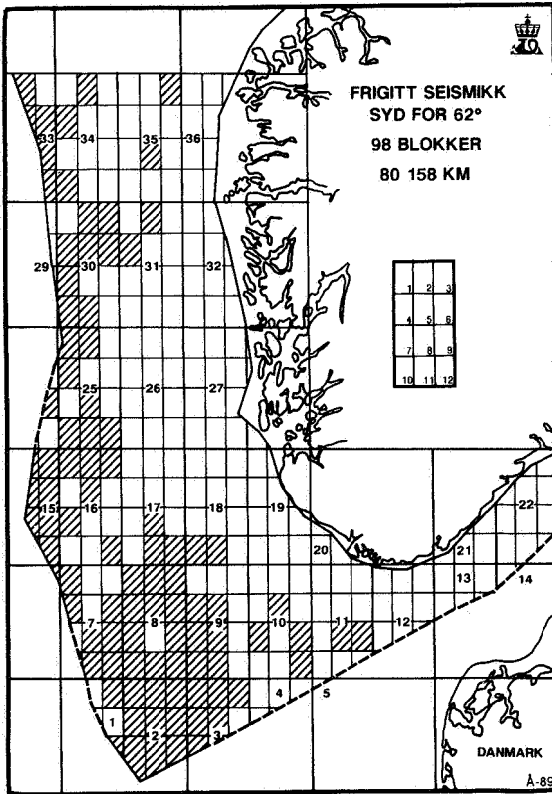
Fig. 2.2.1.5.a
Søknader om prøvemateriale fordelt på fagområder



Tabell 2.2.1.6
Tillatelse til vitenskapelige undersøkelser etter naturforekomster

Tillatelse	Navn	Arbeidsfelt Geo- fysikk	Geo- logi	Område
256/89	Institut für Meereskunde Universität Hamburg Forbundsrepublikken Tyskland	X	X	Skagerrak
13/89-H	Sevmorgeologia Murmansk USSR	X		Svalbard-arkipelaget og tiliggende havområder
14/89-H	Universitetet i Tromsø Geologisk avdeling IBG i Tromsø	X	X	Barentshavet Norskehavet
15/89-H	Universitetet i Tromsø Institutt for biologi og geologi i Tromsø	X	X	Altafjorden Lyngenfjorden Ullsfjorden
16/89-H	Universitetet i Bergen Jordskjelvstasjonen i Bergen		X	Norskehavet Grønlandshavet

Fig. 2.2.1.5.b
Blokker der seismiske data er frigitt



2.2.2 Leteboring

Det var fire letehull under boring ved årskiftet 1988/89. De ble avsluttet i løpet av året. I 1989 ble det påbegynt 28 nye letehull, fordelt på 20 undersøkeshull og åtte avgrensningshull. I tillegg ble syv letehull gjenåpnet i løpet av året. 24 letehull ble avsluttet i løpet av året, seks ble suspendert og ni var under boring per 31.12.1989.

Det var per 31.12.1989 totalt påbegynt 626 letehull på norsk sokkel. De fordeler seg med 449 undersøkelses- og 177 avgrensningshull. Figur 2.2.2.a viser leteaktiviteten på norsk kontinentalsokkel.

Borevirksomheten i 1989 har vært fordelt med 21 borehull i Nordsjøen, tre utenfor Midt-Norge og fire utenfor Nord-Norge.

Totalt er 29 letehull midlertidig forlatt på norsk sokkel ved årets slutt. Suspenderte borehull på norsk sokkel med utstyr plassert på havbunnen er:

1/09-04	30/02-01	34/10-05
1/09-06 S	30/03-04	34/10-32 R
2/07-19	30/06-09	34/10-33 C
2/07-20	30/06-16	6407/07-03
2/11-06	30/06-19	6407/07-04
7/11-07 R	30/06-21	6407/09-03
15/09-17	30/06-22	6407/09-05
25/01-07 R3	30/09-02 R	6407/09-06
25/01-08 SR3	30/09-09	6506/12-08
25/02-09	34/04-07	

Fig. 2.2.2.a
Leteboring på norsk kontinentalsokkel. Antall letehull påbegynt per år 1966-89

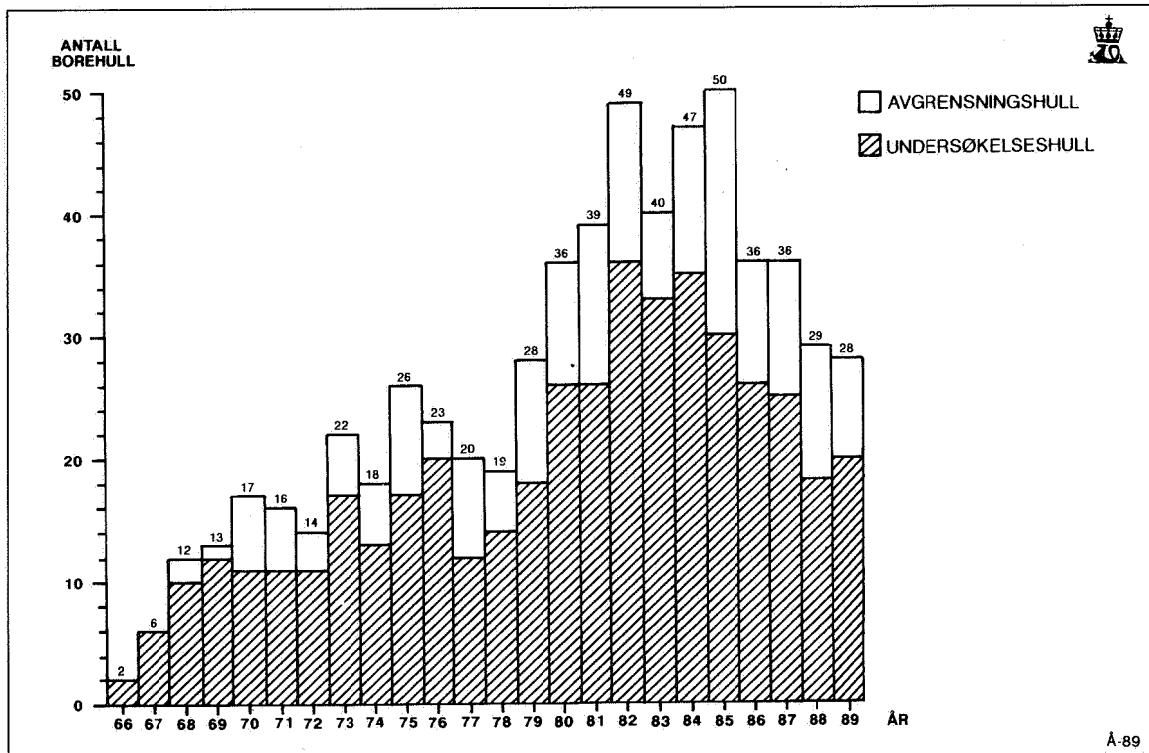
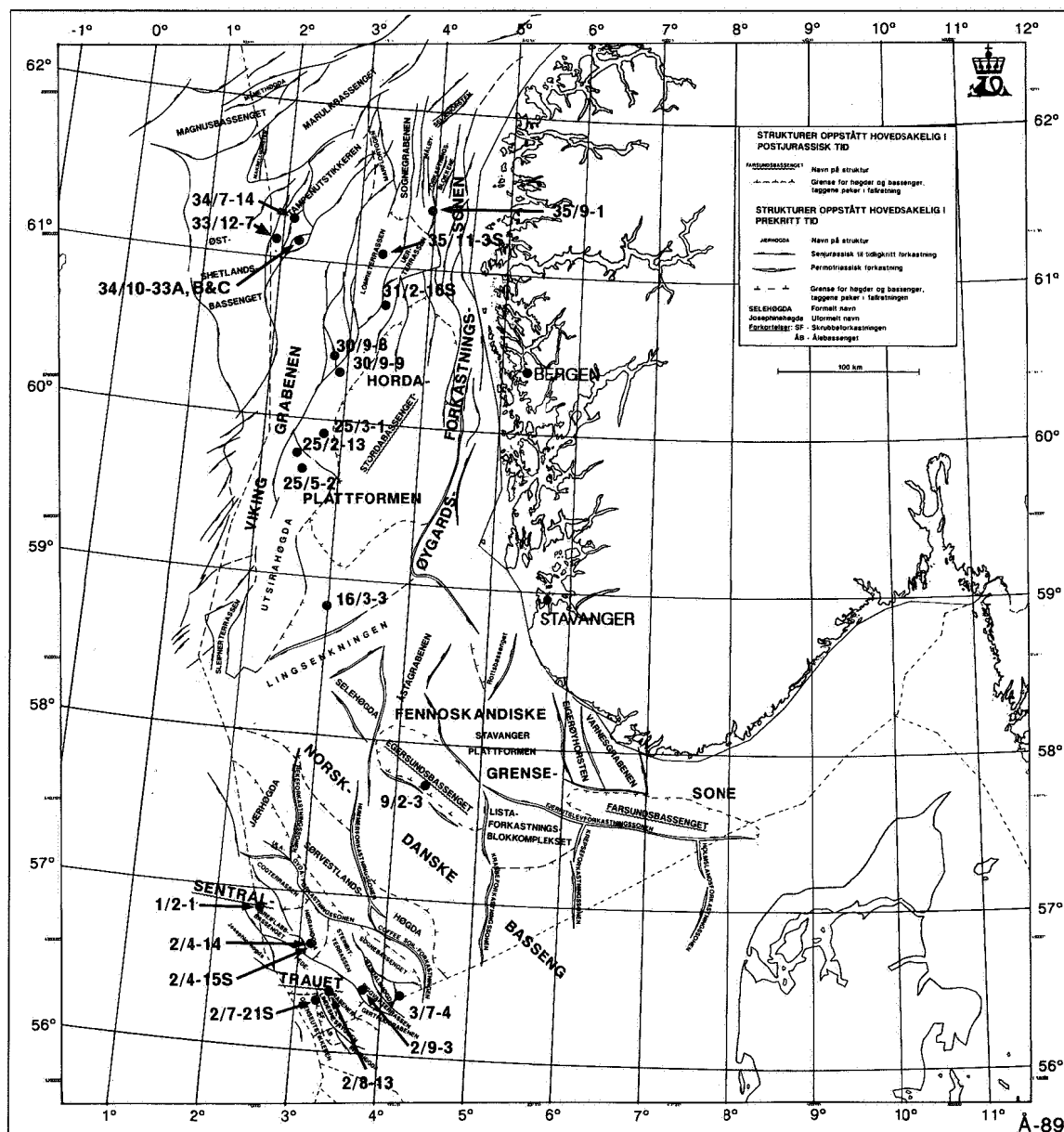


Fig. 2.2.2.b
Lete hull boret i 1989 i Nordsjøen



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

De norske selskapene Saga, Hydro og Statoil har i 1989 hatt operatøransvaret for 16 av de påbegynte boringene, hvilket tilsvarer 57 %. De resterende 12 boringene fordeler seg på Shell, Elf, Esso, Mobil, Amoco og Phillips. Dette går frem av tabell 8.2.b.

2.2.2.1 Fordeling av prospekttyper

Leteaktiviteten i 1989 har for en stor del vært rettet mot jurassiske sandsteinsprospekter. Av de 28 lete-

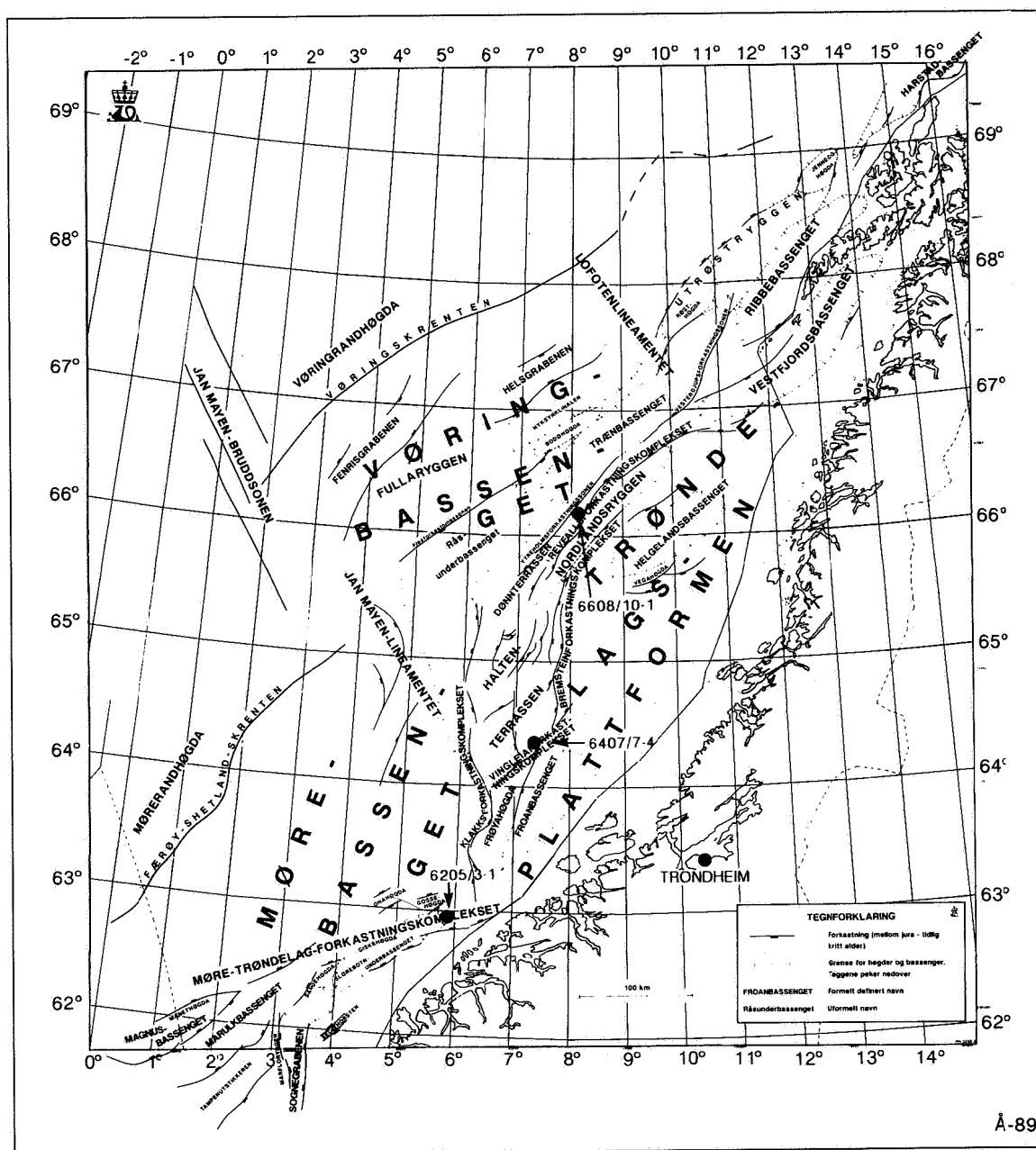
hull som var påbegynt per 31.12.1989 hadde 23 bergarter av jura alder som hovedprospekt. Av de fem resterende hullene hadde to paleocen sand, ett dan kalk og to trias sandstein som hovedprospekt. Enkelte hull hadde bergarter av paleocen, kritt og trias alder som sekundære prospekter.

2.2.2.2 Nye funn i 1989

Det ble påbegynt 28 lete hull på norsk sokkel i 1989. Dette er på samme nivå som i 1988. 20 av disse er klassifisert som undersøkeshull og åtte som avgrensningshull.

17 av de 20 undersøkeshullene ble boret på

Fig. 2.2.2.c
Lete hull boret i 1989 utenfor Midt-Norge



nye, tidligere uborede strukturer. Det ble påvist tilstrekkelige mengder med hydrokarboner til at det kan klassifiseres som funn i fire av hullene, 11 var tørre mens tre ennå ikke hadde nådd ned til prospektive lag ved årets utgang. De to siste undersøkelseshullene, som begge påviste hydrokarboner, ble boret på separate deler av tidligere funn.

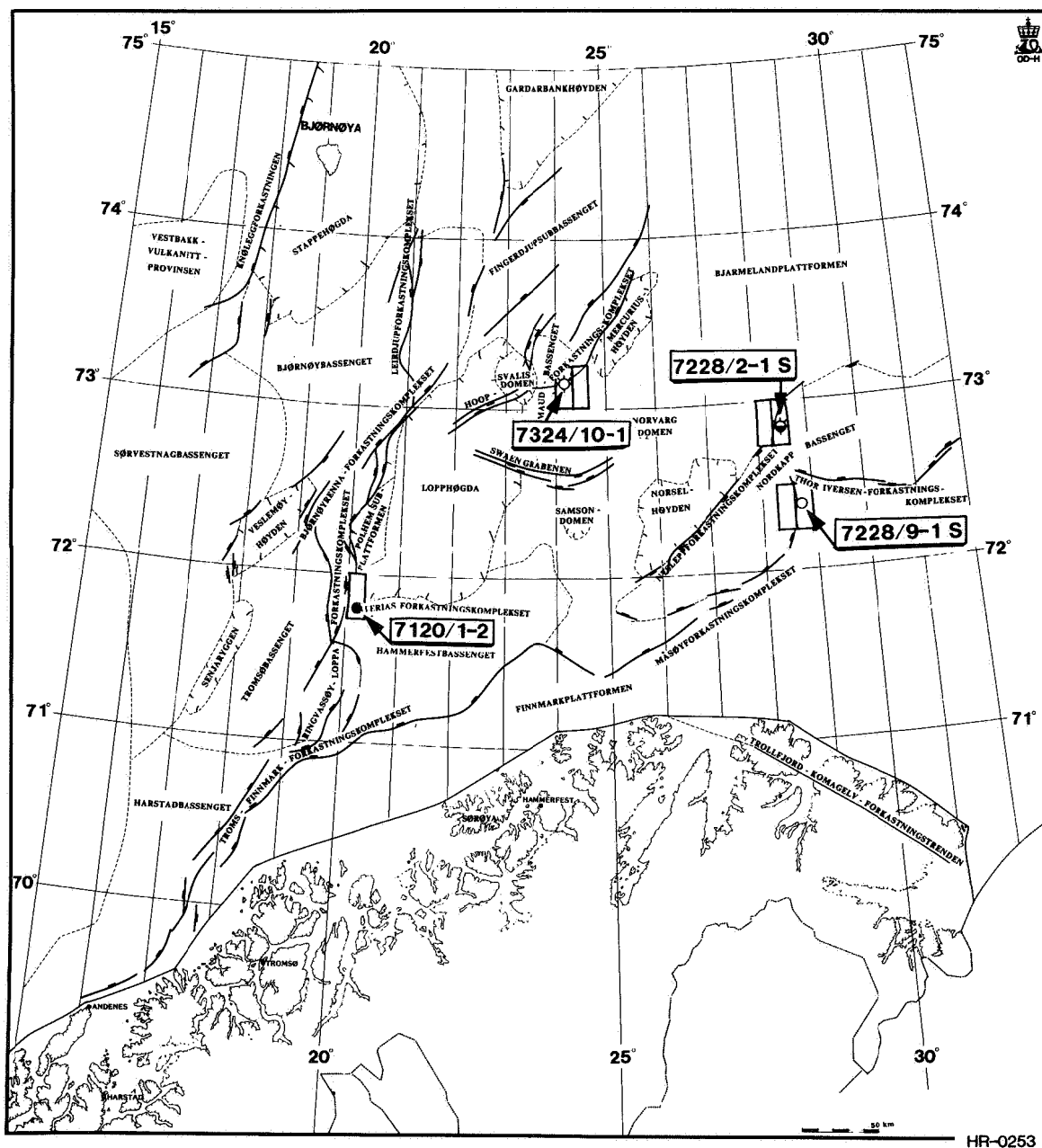
Når det gjelder leteboring generelt, var aktiviteten størst i Nordsjøen med 21 påbegynte hull, mens Midt-Norge har laveste aktivitetsnivå med bare tre

påbegynte hull. I Barentshavet er det påbegynt fire hull.

Blokk 1/2

Phillips har som operatør for utvinningstillatelse 143, boret borehull 1/2-1, som ligger mellom Codfeltet og Ekofisk-området på grensen mot britisk sokkel. Det ble påvist hydrokarboner i bergarter av paleocen alder og to produksjonstester ble gjennomført. Høyeste produksjonsrate ble målt til 859

Fig. 2.2.2.d
Lethull boret i 1989 i Barentshavet



Sm³ olje per dag og 57 000 Sm³ assosiert gass per dag gjennom en 25.4 mm dyseåpning. Gass/olje-forholdet var 374 Sm³/Sm³, og oljens tetthet var 0.81 g/cc. Resultatet av boringen regnes som positivt. Funnet strekker seg trolig over på britisk sokkel, men det er for tidlig å si noe sikkert om den endelige størrelsen.

Blokk 3/7

Shell har som operatør for utvinningstillatelse 147, blokk 3/7, boret det første undersøkeshullet i utvinningstillatelsen, borehull 3/7-4. Blokken ligger i den sydlige delen av Nordsjøen, og grenser mot

dansk sektor. Hullet ble boret til 3 698 m under havoverflaten og avsluttet i bergarter av perm alder. Under boringen ble det påvist hydrokarboner i sandsteiner av jura alder, og ved årskiftet 1989/90 er man i gang med å produksjonsteste hullet. Resultatet av boringen blir vurdert som oppmuntrende med henblikk på fremtidige funnmuligheter i området. Funnet strekker seg muligens over på dansk sokkel.

Blokk 30/9

I utvinningstillatelse 104 har Hydro boret og testet undersøkeshull 30/9-9. Hullet er boret på en se-

parat struktur sør for Oseberg-feltet. Det ble påvist olje i to adskilte sandsteinslag av mellomjura alder, men olje/vannkontakter ble ikke påvist. Det ble foretatt produksjonstester av begge sonene. Maksimal produksjon ble målt til 1 353 Sm³ olje per dag gjennom en 25.4 mm dyseåpning. Gass/olje-forholdet ble målt til 157 Sm³/Sm³. Oljens egenvekt var 0.821 g/cm³, og gasstettheten var 0.755 relativt til luft. Resultatet av boringen regnes som positivt. Det er ennå for tidlig å si noe om størrelsen, men det fører til en viss oppgradering av reservene i Oseberg-området.

Blokk 35/9

Hydro har boret 35/9-1 i utvinningstillatelse 153.

Dette er en utvinningstillatelse som er tildelt i runde 12A. Det ble påtruffet hydrokarboner i sandsteinslag av mellomjura alder, og en olje- og to gasstester ble utført. Maksimal oljeproduksjon ble målt til 903 Sm³ per dag gjennom en 25.4 mm dyseåpning. Gass/olje-forholdet ble målt til 284 Sm³/Sm³. Maksimal gassproduksjon ble målt til 913 000 Sm³ per dag gjennom en 25.4 mm dyseåpning. Gass/kondensatforholdet ble målt til 5 107 Sm³/Sm³. Oljens tetthet var 0.815 g/cc, og gassens relative tetthet var 0.705 g/cc. Resultatet av boringen er svært oppmuntrende, men det er for tidlig å si noe om funnets størrelse blant annet fordi olje/vann-kontakten ikke ble påtruffet.

Tabell 2.2.2.a

Påbegynte og/eller avsluttede letehull i 1989 (per 31.12.1989)

R= gjenåpning, X= har ikke nådd prospektive dyp, S= sideboret

Lete hull	Till nr Utv.till. nord øst	Posisjon	Boring Påbegynt Avsluttet	Operatør Boreinn- retning	Lete hulltype Kompletterings- klassifikasjon	Vann dyp KBE	Total dyp Alder på totaldyp
2/07-14 R	221	56 29 20.30	89.06.07	Phillips	Avgrensning	71	3690
	018	03 14 02.65	89.06.19	Ross Isle	Tørt hull	22 m	Ø.Kritt
25/01-07 R3	455	59 55 08.28	89.04.15	Elf	Avgrensning	101 m	2722 m
	024	02 06 09.79	89.04.16	West Vanguard	Suspendert	22 m	Kritt
25/01-08 S3R	466	59 54 03.28	89.04.08	Elf	Avgrensning	102 m	2650
	024	02 06 09.79	89.04.11	West Vanguard	Suspendert	22	Paleocen
7/12-07 R	583	57 06 31.92	89.05.14	BP	Avgrensning	70	3852
	019	02 52 47.27	89.05.22	Vildkat	Olje	24 m	Jura
2/04-14	593	56 41 05.49	88.10.06	Saga	Undersøkelse	68 m	4734
	146	03 08 43.06	89.01.31	Treasure Saga	Suspendert	26 m	
2/04-14 R	593	56 41 05.49	89.05.08	Saga	Undersøkelse	68 m	
	146	03 08 43.06	00.00.00	Neddrill Trigon		26 m	
2/08-12 S	595	56 23 48.80	88.11.07	Amoco	Undersøkelse	68 m	5003
	006	03 26 15.40	89.04.27	Dyvi Stena	Hydrokarboner	25 m	Trias
25/02-12 A	596	59 57 48.34	88.11.12	Elf	Avgrensning	115 m	3887 m
	026	02 23 40.78	89.04.06	West Vanguard	Gass/Kond.	22 m	M.jura
34/10-33 A	598	61 07 33.44	88.12.16	Statoil	Avgrensning	134 m	3851
	050	02 12 57.10	89.02.09	West Delta	Olje	29 m	M.jura
7120/01-02	599	71 47 29.04	89.01.01	Shell	Undersøkelse	304 m	2630
	108	20 16 42.98	89.03.28	Ross Rig	Olje	23 m	Trias
6407/07-04	600	64 15 43.43	89.01.13	Hydro	Avgrensning	328 m	3211 m
	107	07 13 25.84	89.03.28	Polar Pioneer	Suspendert	23 m	U.jura
33/12-07	601	61 07 35.72	89.02.22	Statoil	Undersøkelse	140 m	3703 m
	152	01 54 32.50	89.04.27	Deepsea Bergen	Tørt hull	23 m	U.jura
2/04-15 S	602	56 40 27.25	89.01.31	Saga	Undersøkelse	68 m	
	146	03 08 38.79	00.00.00	Treasure Saga		26 m	
35/09-01	603	61 23 00.79	89.03.31	Hydro	Undersøkelse	361 m	2350 m
	153	03 59 03.40	89.05.08	Polar Pioneer	Suspendert	23 m	Grunnfjell
35/09-01 R	603	61 23 07.95	89.07.03	Hydro	Undersøkelse	361 m	2350
	153	03 59 03.72	89.07.27	Polar Pioneer	Olje/Gass	23 m	Grunnfjell
1/02-01	604	56 53 16.07	89.03.20	Phillips	Undersøkelse	70 m	3576 m
	143	02 28 35.70	89.06.04	Ross Isle	Olje/Gass	24 m	Kritt
6608/10-01	605	66 06 56.92	89.04.15	Statoil	Undersøkelse	375 m	3437 m
	128	08 10 00.72	89.05.29	Ross Rig	Tørt hull	24 m	U.jura
25/05-02	606	59 42 13.28	89.04.18	Elf	Avgrensning	117 m	3304 m
	102	02 32 08.58	89.07.04	West Vanguard	Olje/Gass	22 m	Jura
2/08-13	607	56 23 22.20	89.04.29	Amoco	Undersøkelse	68 m	1940 m
	006	03 26 15.40	89.06.22	Dyvi Stena	Tørt hull	25 m	Perm
34/10-33 B	608	61 07 34.44	89.04.27	Statoil	Avgrensning	134 m	4050 m
	050	02 12 57.10	89.07.11	Deepsea Bergen	Olje	23 m	Jura
7324/10-01	609	73 09 49.45	89.06.03	Statoil	Undersøkelse	407 m	2919 m
	162	24 18 47.62	89.08.19	Ross Rig	Hydrokarboner	23 m	U.trias
2/07-21 S	610	56 20 00.05	89.06.21	Phillips	Avgrensning	71 m	
	018	03 14 54.77	00.00.00	Ross Isle		22 m	

Lete hull	Till nr Utv.till.	Posisjon nord øst	Boring Påbegynt Avsluttet	Operatør Boreinn- retning	Lete hulltype Kompleterings- klassifikasjon	Vanndyp KBE	Total dyp Alder på totaldyp
35/11-03 S	611	61 05 12.24	89.06.27	Mobil	Undersøkelse	283 m	4040 m
	090	03 20 18.47	89.09.07	Dyvi Stena	Tørt hull	25 m	U.jura
16/03-03	612	58 49 44.79	89.07.24	Esso	Undersøkelse	117 m	1566 m
	149	02 58 21.84	89.08.06	Vildkat	Tørt hull	25 m	Kritt
25/03-01	613	59 55 52.99	89.07.05	Elf	Undersøkelse	136 m	3922
	151	02 46 21.34	89.09.05	West Vanguard	Tørt hull	22 m	U.jura
34/10-33 C	614	61 07 34.44	89.07.11	Statoil	Avgrensning	134 m	3753 m
	050	02 12 57.10	89.08.09	Deepsea Bergen	Suspendert	23 m	U/M.jura
30/09-08	615	60 25 26.10	89.07.29	Hydro	Undersøkelse	104 m	1060 m
	104	02 47 58.38	89.08.02	Polar Pioneer	Suspendert	23 m	
30/09-08 R	615	60 25 26.10	89.08.15	Hydro	Undersøkelse	104 m	3200 m
	104	02 47 58.38	89.09.25	Polar Pioneer	Olje/Gass	23 m	U.jura
7228/02-01 S	616	72 51 09.75	89.08.21	Mobil	Undersøkelse	373 m	4300 m
	160	28 26 29.61	89.12.20	Ross Rig	Hydrokarboner	25 m	Trias
25/02-13	617	59 47 37.69	89.09.06	Elf	Avgrensning	116 m	
	112	02 27 12.52	00.00.00	West Vanguard		22 m	
2/09-03	618	56 26 03.90	89.09.15	Amoco	Undersøkelse	66 m	4859 m
	032	03 47 49.55	89.12.14	Dyvi Stena	Hydrokarboner	25 m	Perm
3/07-04	619	56 24 15.60	89.09.20	Shell	Undersøkelse	67 m	
	147	04 14 22.24	00.00.00	Hunter		25 m	
34/07-14	620	61 15 32.24	89.09.28	Saga	Avgrensning	148 m	2653 m
	089	02 06 58.05	89.12.02	Vildkat	Olje	25 m	U.jura
30/09-09	621	60 19 51.23	89.09.27	Hydro	Undersøkelse	101 m	2809 m
	104	02 52 28.95	89.11.06	Polar Pioneer	Suspendert	23 m	U.jura
31/02-16 S	622	60 46 00.00	89.09.27	Hydro	Avgrensning	354 m	2390 m
	054	03 25 27.55	89.12.24	Deepsea Bergen	Suspendert	23 m	Ø.jura
6205/03-01	623	62 57 08.62	89.10.24	Hydro	Undersøkelse	157 m	
	154	05 56 38.11	00.00.00	Maersk Jutlander		22 m	
9/02-03	624	57 45 20.20	89.12.04	Statoil	Undersøkelse	79 m	
	114	04 22 13.50	00.00.00	Vildkat		25 m	
7228/09-01 S	625	72 23 48.36	89.12.22	Hydro	Undersøkelse	276 m	
	161	28 43 08.67	00.00.00	Ross Rig		23 m	
7/07-01	626	57 24 56.88	89.12.30	Statoil	Undersøkelse	82 m	
	148	02 15 59.74	00.00.00	Deepsea Bergen		23 m	

2.2.2.3. Nærmere beskrivelse av de ulike boringene Blokk 2/4

I utvinningstillatelse 146 holder Saga ved årskiftet på med å renske undersøkelseshull 2/4-14 R med tanke på å plugge det. I januar 1989 oppstod en ukontrollert utstrømning gjennom borestrengen under utrusting av borehullet med kveilerør. Før dette hadde Saga hatt flere problemer med balansen i hullet som var boret til reservoarnivå på 4 735 meter. Utstrømningen ble stanset ved å stenge utblåsningsventilen og kutte borestrengen. Boringen av avlastningshullet 2/4-15 S startet kort tid etter uhellet.

Samtidig med at et langvarig arbeid ble startet med å renske hullet og gjenvinne kontroll, ble man klar over at det pågikk en undergrunnsutstrømning av gass og olje i hullet fra reservoaret og inn i sandlag på 500-800 meter dyp. I desember lyktes det ved hjelp av 2/4-15 S å gjenvinne kontroll over 2/4-14 R og å drepe undergrunnsutstrømningen. 2/4-14 vil bli plugget når opprensningsarbeidet er avsluttet. Det er foreløpig ikke tatt noen beslutning om hva 2/4-15 S skal benyttes til etter pluggingen av 2/4-14 R.

Blokk 2/7

Phillips har som operatør for utvinningstillatelse 018 boret avgrensningshullet 2/7-21 S sør for Eldfisk-fel-

tet. Det er foreløpig ikke klart hvilken alder reservoaret og bergartene under reservoaret har. Ved årskiftet var testingen av hullet ikke avsluttet.

Blokk 2/8

Amoco har som operatør for utvinningstillatelse 006 boret undersøkelseshullene 2/8-12 S og 2/8-13 nord for Valhall-feltet og vest for Eldfisk. Hullene ble avsluttet i bergarter av henholdsvis trias og perm alder. I begge hullene ble det påvist kun ubetydelige mengder eller bare spor av hydrokarboner.

Blokk 2/9

I utvinningstillatelse 032 har Amoco boret undersøkelseshullet 2/9-3 nordøst for Valhall-feltet. Hullet ble boret til bergarter av antatt perm alder. Mindre spor av hydrokarboner ble påvist i sandstein av jura alder. Hullet ble ikke testet.

Blokk 7/7

Statoil startet boring av undersøkelseshullet 7/7-1 i utvinningstillatelse 148 den 30 desember. 2 prosjekter skal testes. Et i paleocen sandsteiner og et i triassiske sandsteiner.

Blokk 16/3

I utvinningstillatelse 149 har Esso boret undersøkelseshullet

seshull 16/3-3 øst for Balderfeltet. Hullet ble boret til bergarter av kritt alder uten å påvise hydrokarboner.

Blokk 25/2

Elf har som operatør for utvinningstillatelse 026 avviksboret 25/2-12 A ut fra avgrensningshullet 25/2-12 nord for Øst-Friggfeltet. Hullet er boret på en struktur der 25/2-4 påviste olje og gass i 1975. Hullet påviste gass/kondensat i sandsteiner av jura alder. Boretekniske problemer førte til at kun én produksjonstest ble utført. Maksimal produksjonsrate ble målt til ca 200 000 Sm³ gass per dag og 102 Sm³ kondensat per dag gjennom en 5.56 mm dyseåpning. Tettheten på kondensatet ble målt til 0.81 g/cm³. Gasstettheten er 0.7 relativt til luft. Testresultatene er positive.

Lenger sør i samme blokk har Elf boret et avgrensningshull på et lite oljefunn som ble gjort i bergarter av tidlig- og mellomjura alder ved boringen av 25/2-5 i 1976. Ved årskiftet pågikk fortsatt testingen av hullet.

Blokk 25/3

I utvinningstillatelse 151 har Elf boret undersøkelseshull 25/3-1. Hullet ble boret til bergarter av tidligjura alder. Resultatet er skuffende, da det ikke ble påvist hydrokarboner.

Blokk 25/5

Elf har som operatør for utvinningstillatelse 102 boret avgrensningshullet 25/5-2 i den sørlige del av Frøy-feltet. Hullet som ble avsluttet i bergarter av tidlig- til mellomjura alder, påviste hydrokarboner i bergarter av mellomjura alder. En vanntest og en oljetest ble utført. Maksimal produksjonsrate ble målt til 200 Sm³ olje per dag og 35000 Sm³ gass per dag gjennom en 9.5 mm dyseåpning. Oljens tetthet var 0.821 g/cm³. Olje/vann-kontakten for feltet er nå etablert. Resultatene er noe skuffende og tidligere ressursanslag for feltet må reduseres.

Blokk 30/9

I utvinningstillatelse 104 har Hydro boret undersøkelseshull 30/9-8. Hullet er boret på sørlig del av Omega nord-strukturen sørvest for Oseberg-feltet for å få mer informasjon om utstrekningen av Omega-funnet. Det ble påvist olje i sandsteinslag av mellomjura alder. Produksjonstest ble utført i vannsonen og som todelt test i oljesonen. Maksimal produksjonsrate var 405 Sm³ olje per dag gjennom en 24.5 mm dyseåpning. Gass/olje-forholdet ble målt til 107 Sm³/Sm³. Oljens tetthet var 0.867 g/cm³. Olje/vann-kontakten på Omega-strukturen er foreløpig noe usikker, men det er klart at resultatene fører til en oppgradering av reservene i Oseberg-området.

Blokk 31/2

I utvinningstillatelse 054 har Hydro boret avgrens-

ningshullet 31/2-16 S i den tynne oljesonen i vestlig del av Troll-feltet. Hullet er boret til bergarter av senjura alder, og har en horisontal seksjon på omkring 500 meter. Hullet er omklassifisert til testbrønn, 31/2-T-1, og benyttes nå til testproduksjon fra den tynne oljesonen. Hullet skal senere inngå som en del av TOGI-prosjektet.

Blokk 33/12

Statoil har som operatør i utvinningstillatelse 152 boret undersøkelseshull 33/12-7. Hullet er boret til bergarter av tidligjura alder, og det ble ikke påvist hydrokarboner. Resultatet er skuffende, da hullet er boret i et område hvor det tidligere er påvist mye olje.

Blokk 34/7

I utvinningstillatelse 089 har Saga boret avgrensningshullet 34/7-14 til bergarter av tidligjura alder. Olje ble påvist i sandstein av mellomjura alder. To oljetester ga maksimal oljeproduksjon på 1 170 Sm³/dag gjennom en 14.3 mm dyseåpning. Gass/olje-forholdet ble målt til 67 Sm³/Sm³. Oljetettheten var 0.836 g/cm³ og gasstettheten var 0.69 relativt til luft. Testresultatene bekrefter den sydlige utstrekningen av feltet, og viser at reservoaret har høy produktivitet.

Blokk 34/10

Statoil har i utvinningstillatelse 050 boret tre avviksborete hull ved avgrensningshullet 34/10-33 i den nordlige delen av Gullfaks Sør-feltet. De tre hullene er avviksboret mot nordvest, og ble avsluttet i bergarter av tidlig- til mellomjura alder. Alle hullene påviste olje og gass i bergarter av mellomjura alder. 34/10-33 A skulle spesielt føre til økt datatilfang, men dette ble noe begrenset på grunn av tekniske problemer. 34/10-33 B er det første horisontalhullet som er boret på norsk kontinentalsokkel. Helt uventet var deler av reservoaret langs horisontalhullet vannførende. Det var meningen å utføre en to måneder lang test fra oljesonen i den horisontale delen av hullet. Imidlertid førte tekniske problemer til at hullet ble plagget delvis tilbake.

34/10-33 C ble avviksboret ut fra 34/10-33 B. Hullet ble boret med 45° vinkel gjennom reservoaret. Det ble deretter omklassifisert til testbrønn med navnet 34/10-T-1. Brønnen ble testprodusert med en oljerate på 2 990 Sm³ per dag gjennom en 25.4 mm dyseåpning. Over en periode på 30 dager ble det totalt produsert ca 60 000 Sm³ olje med en tetthet på 0.86 g/cm³. Anslaget for reservene i feltet Gullfaks Sør er ennå ikke oppdatert i det evaluering av testproduksjonen pågår ved årskiftet. Boringene viser at feltet er mer komplekst enn tidligere antatt.

Blokk 35/11

I utvinningstillatelse 090 har Mobil boret undersøkelseshullet 35/11-3. Hullet ble avsluttet i bergarter av tidligjura alder. Det ble kun påvist spor av hydrokarboner.

Blokk 6205/3

For utvinningstillatelse 154 borer Hydro det første hullet i Møre I-området. Ved årskiftet var forventet reservoar ennå ikke nådd.

Blokk 6407/7

Hydro har som operatør for utvinningstillatelse 107 boret avgrensningshullet 6407/7-4 på østflanken av Njord-feltet. Hullet ble boret til bergarter av tidligjura alder, og påviste olje i bergarter av tidlig- og mellomjura alder. En vanntest og to oljetester ble utført. Maksimal produksjonsrate ble målt til 1923 Sm³ olje per dag gjennom en 34.1 mm dyseåpning. Gass/olje forholdet var 112 Sm³/Sm³. Oljens tetthet var 0.833 g/cm³. Resultatet er positivt fordi olje/vann-kontakten for feltet nå sannsynligvis er etablert, og dessuten fordi det er påvist olje i en tidligere uboret del av Njord-strukturen.

Blokk 6608/10

For utvinningstillatelse 128 har Statoil boret 6608/11-1 til bergarter av tidligjura alder. Det ble ikke påvist hydrokarboner i hullet.

Blokk 7120/1

Shell har som operatør for utvinningstillatelse 108, boret undersøkeshull 7120/1-2 sør i blokken. Det ble påvist olje i bergarter av tidligkritt alder, men kun mindre mengder olje ble produsert under test i dette reservoaret.

Blokk 7324/10

Statoil har som operatør for utvinningstillatelse 162, boret undersøkeshull 7324/10-1 nordøst i blokken. Det ble kun påvist spor av gass i sandsteiner av trias alder. Hullet ble ikke produksjonstestet.

Blokk 7228/2

Mobil har som operatør for utvinningstillatelse 160, boret undersøkeshull 7228/2-1 S på en struktur i Nordkapp-bassenget. Det ble kun påvist spor av olje i sandsteiner av mellomjura alder og spor av gass i sandsteiner av trias alder. Hullet ble ikke produksjonstestet.

Blokk 7228/9

For utvinningstillatelse 161 har Hydro 22.12.1989 startet boringen av undersøkeshull 7228/9-1 S på en struktur like øst for Nordkappbassenget.

2.2.2.4 Svalbard

Hydro har i samarbeid med Store Norske Kullkompani skutt 95 km med landseismikk i området Kjellstrømdalen, indre Adventdalen. I tillegg har Polar-gass Prospektering KB skutt 32 km landseismikk i området nord for Kvalvågen og endel marin seismikk i området ved Haketangen og Kvalvågen. Det sovjetiske selskapet Trust Arktikugol fortsatte boringen av undersøkeshullet «Vassdalen 3» i Vassdalen til et dyp på 2 352 meter i triassiske bergarter.

På grunn av boretekniske problemer ved dette dyp ble det besluttet å foreta en teknisk forbiboring fra 1 430 meter.

Forbiboringen ble avsluttet på 1 825 meter av økonomiske årsaker. Boreoperasjonen ble avsluttet 1.11.1989. Det ble ikke påvist hydrokarboner i hullet. Trust Arktikugol har for tiden ingen planer om nye leteboringer etter hydrokarboner på Svalbard.

Figur 2.2.2.4 viser borelokalitetene på Svalbard, og tabell 2.2.2.4 viser boretiltattelsene som er gitt på Svalbard i forbindelse med boring etter olje og gass.

2.2.2.5 Åpning av Barentshavet Syd

Stortingsmelding nr 40 (1988-89) som omhandler åpning av Barentshavet Syd for letevirsomhet ble behandlet i Stortinget 7.6.1989. De områder som i Stortingsmeldingen ble vurdert åpnet for letevirsomhet var den sydlige del av Finnmark Vest, Finnmark Øst, Troms II, Troms III, samt den resterende ikke åpne del av Barentshavet Syd.

Utfallet av stortingsbehandlingen var i tråd med innstillingen fra Olje- og energidepartementet. Området Troms II ble ikke åpnet for leteboring i denne omgang. Det ble ikke gitt anledning til å drive leteboring nord for 73° i perioden 1. november til 1. juli, og heller ikke til å bore i oljeførende lag vest for en tenkt linje mellom Nordkapp og Bjørnøya i perioden 20. mars til 1. august. Fig. 2.2.2.5 viser de angjeldende områder med påførte tidsbegrensninger.

2.3 FELT UNDER VURDERING**2.3.1 Nordsjøen****Ekofisk-området****Felt omkring Ula**

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

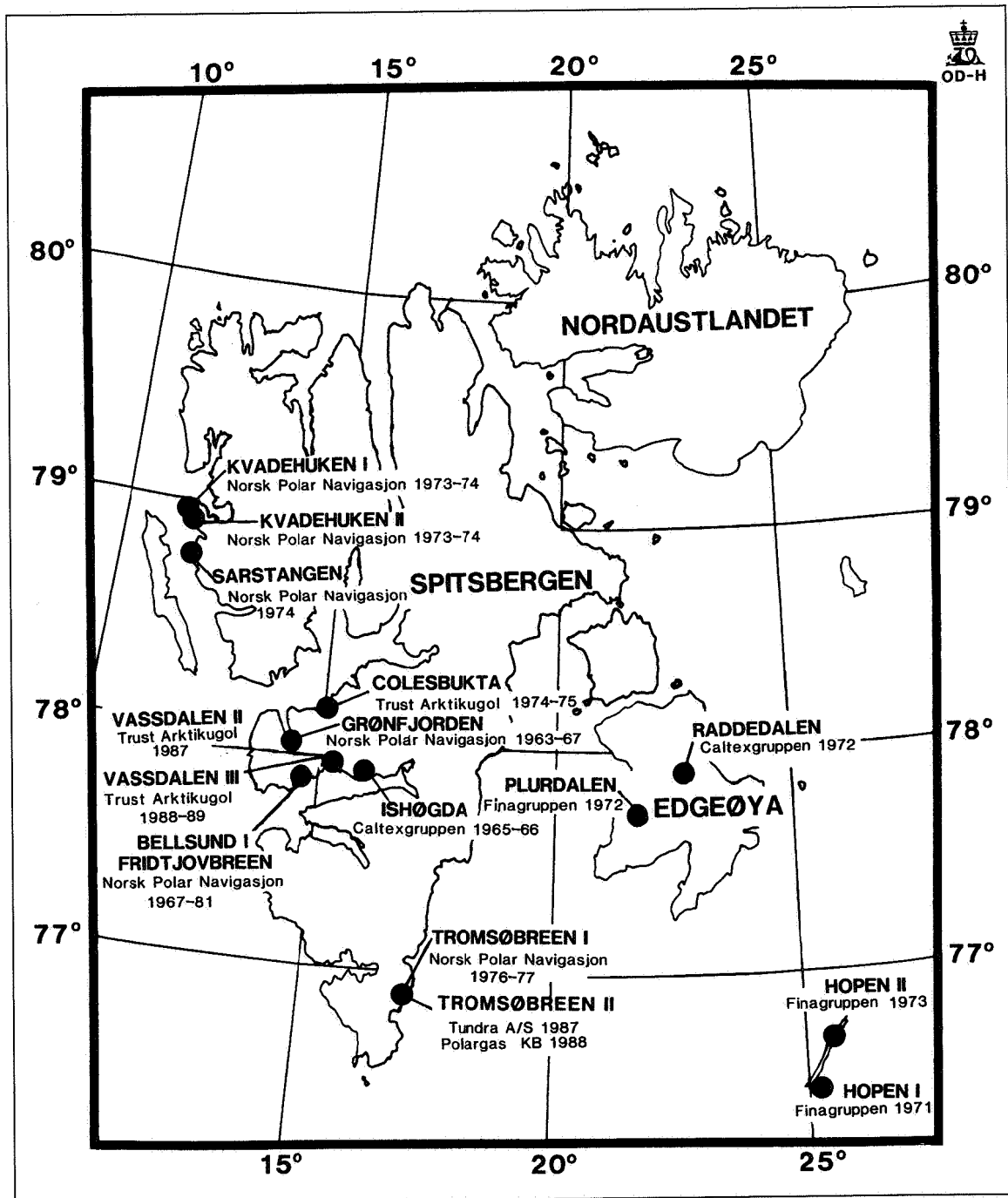
Blokk 2/2 er naboblokken til Gyda mot øst, med Saga som operatør. Det er også her påvist et lite oljefunn. Vanndypet er svært moderat, 60 m.

I blokk 7/8 nordvest for Ula, med Conoco som operatør, er det også påvist et mindre oljefelt.

En eventuell utbygging av disse mindre funnene bør vurderes i sammenheng med utbygging av infrastrukturen i området.

I blokk 7/11 mellom Cod og Ula har Hydro gjort et oljefunn, 7/11 A. Hydro søkte i juni 1989 om å få gjennomføre testproduksjon på feltet. Tillatelse ble gitt av Olje- og energidepartementet i august 1989. Det skal produseres i inntil 1 1/2 år fra januar 1990 og inntil 0.21 x 10⁶ Sm³ olje. Det skal produseres fra en brønn, og brønnstrømmen overføres til innretningen på Cod for prosessering i testseparatoren. Oljen og gassen blandes med olje og gass fra Cod-produksjonen og overføres til Ekofisk-feltet for ferdigprosessering.

Fig. 2.2.2.4
Borelokalteter på Svalbard



2/7-20

Blokk 2/7 ble tildelt i 1965 som utvinningstillatelse 018 med Phillips som operatør. Det er boret tre hull på 2/7, ett i 1973, ett i 1988 og et avgrensningshull i 1989. Oljedirektoratets ressursanslag er $33 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ utvinnbar olje. Oljedirektoratet har hittil ikke vurdert utbyggingsløsninger for feltet. Operatøren vur-

derer å levere plan for utbygging og drift i løpet av 1990. Operatøren vil sannsynligvis foreslå en utbygging med brønnhodeinnretning innfaset mot Eldfisk.

Frigg-området

Frøy

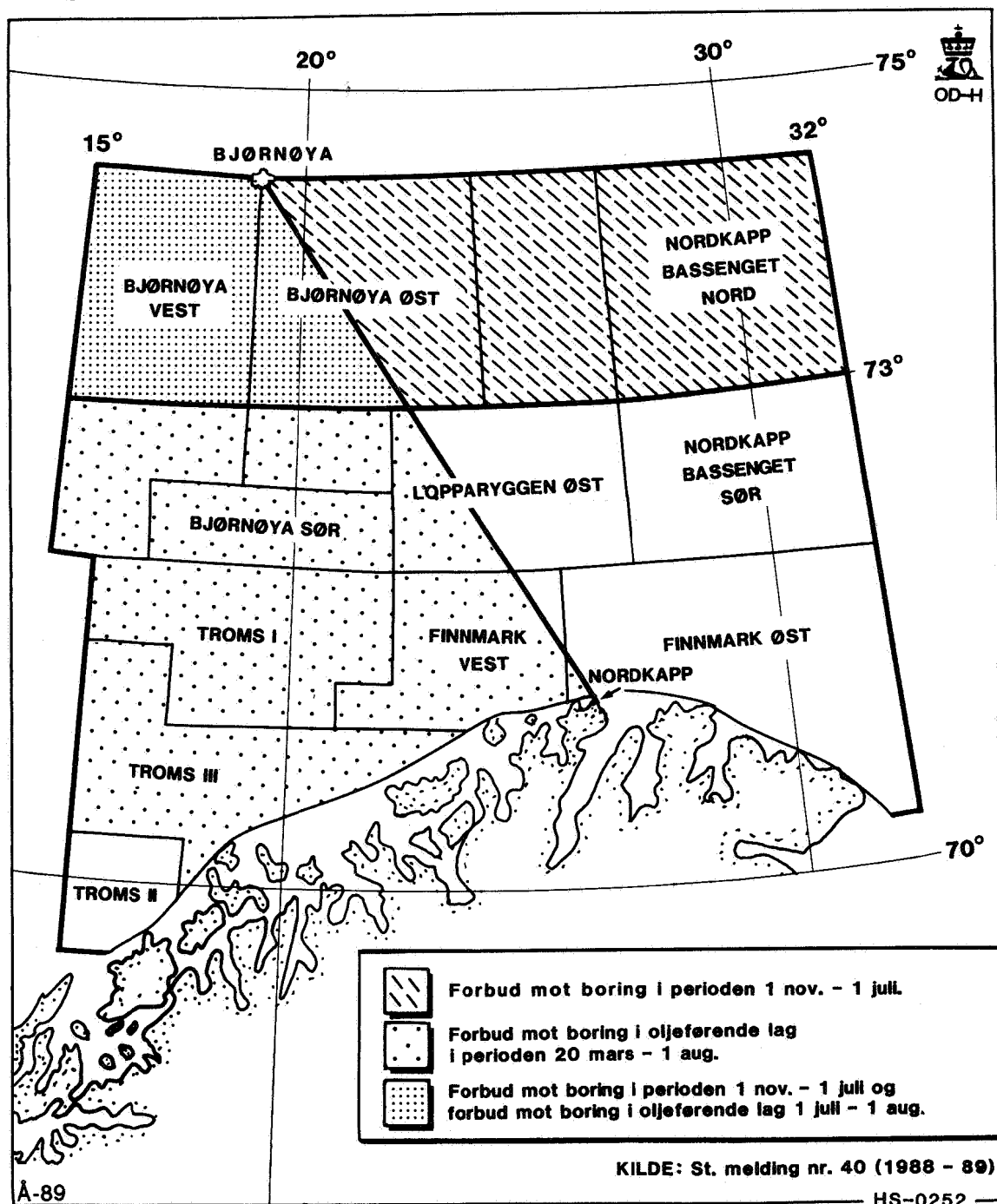
Feltet ligger vesentlig i utvinningstillatelse 102 og

Tab 2.2.2.4
Boreaktivitet på Svalbard

Letchull (lokalitet)	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 13.06.88	30.10.87 24.08.88	175	Deutag Tundra A/S	2337	6.7
7715/1-1 Vassdalen II (Van Mijenfjorden)	77 49 57 15 11 15	22.01.85	1)		Trust Arktikugol	2481	15.13
7715/1-2 Vassdalen III (Van Mijenfjorden)	77 49 57 15 11 15	30.03.88	01.11.89		Trust Arktikugol	2352	15.13

1) Boringen ble avsluttet grunnet boretekniske problemer.

Fig. 2.2.2.5
Tidsbegrensninger i letevirksomheten i Barentshavet Syd



delvis i utvinningstillatelse 026. Elf er operatør. Ved boring av 25/5-1 i 1987, ble det påvist hydrokarboner i Sleipner-formasjonen.

Oljedirektoratets anslag for utvinnbare ressurser er ikke endret. Operatøren har gjennomført boring av avgrensingsbrønn 25/5-2 i 1989. Direktoratet vil foreta nye vurderinger av feltet i 1990 i lys av resultatene fra denne brønnen.

Den videre fremdrift på feltet er avhengig av resultatene fra den videre kartlegging og evaluering av feltet.

Balder

Balder ble påvist i 1974 ved letehull 25/11-5 i sandstein av paleocen alder. Senere er det også påvist hydrokarboner i eocen sand. Feltet ligger i blokk 25/

10 og 25/11, utvinningstillatelse 001 og 028 med Esso som operatør.

Oljedirektoratets anslag for utvinnbare ressurser er 35×10^6 Sm³ olje. I løpet av 1989 har Oljedirektoratet gjennomført en reservoarstudie av Balder-feltet.

Esso har i løpet av 1989 foretatt en tolkning av ny 3D-seismikk. Resultatene vil foreligge tidlig 1990. Operatøren arbeider dessuten med planer om testproduksjon med oppstart første halvdel av 1991. Resultatene fra dette prosjektet vil avgjøre den videre fremdrift på feltet.

Oseberg-området

Dette er et av de mest prospektive områder på norsk sokkel. Det er gjort funn av ulik størrelse i feltene Oseberg, Brage, Veslefrikk, Huldra, 30/6 Beta, 30/6 Beta sadel, 30/6 Kappa, 30/6 Gamma Nord, 30/6 Omega og 30/9-06.

Selve Oseberg-feltet kom i produksjon i desember 1988, se beskrivelsen av Oseberg kap. 2.5.10. I tillegg til Oseberg, er feltene Veslefrikk og 30/6 Gamma Nord besluttet utbygget.

Brage

Brage-feltet ligger i blokk 31/4 og ble tildelt i 1979 som utvinningstillatelse 055. Hydro er operatør. Plan for utbygging og drift ble overlevert myndighetene i desember 1987. Endelig godkjennelse av planen er i følge St prp nr 56 (1987/88) utsatt i inntil fem år. Oppdatert plan for utbygging og drift ble oversendt myndighetene i mai 1989. Det er ventet at den oppdaterte planen vil bli behandlet av Stortinget våren 1990.

Olje er påvist i tre formasjoner på Brage-feltet: Staffjord, Fensfjord og Sognefjord. Oljedirektoratet har beregnet utvinnbare reserver til 46.2×10^6 Sm³ olje og 3.5×10^9 Sm³ gass.

Feltet planlegges utbygget med en integrert produksjons-, bore- og boliginnretning. Innretningen vil ha en behandlingsskapasitet på maksimalt $13\,500$ Sm³ olje daglig.

30/6 Beta og Beta Sadel

30/6 Beta og Beta Sadel består av to strukturelementer som er skilt fra hverandre med en forseglede forkastning. Begge strukturelementene ligger i utvinningstillatelse 053. Hydro er operatør. I begge strukturene er det påvist olje i sandstein tilhørende Brent-gruppen. Operatørens ressursanslag for de to strukturene er 19×10^6 Sm³ utvinnbar olje.

Det er flere alternativer til utbygging av Beta-området. Relativ lav permeabilitet i reservoaret og behov for et høyt antall brønner aktualiserer bruk av en bunnfast innretning fremfor havbunnskompletterte brønner. Innretningen vurderes utstyrt med prosess-system for full eller delvis stabilisering av olje. Ved utbygging med delvis stabilisering av olje, vil ferdigprosessering kunne foregå på Oseberg felt-senter.

30/9 Omega

30/9 Omega ligger vest for Oseberg-feltsenter. Hovedtyngden av ressursene ligger i utvinningstillatelse 079, men strukturen strekker seg også sørover i utvinningstillatelse 104. Hydro er operatør.

Det er påvist olje og gass i Ness- og Tarbert-formasjonene. Ressursanslagene for funnet er svært usikre. I 1989 ble et avgrensningshull på strukturen påbegynt. Informasjonen herfra må analyseres før det kan tas stilling til om utbygging er aktuelt.

En del av Omega-strukturen ligger innenfor dreneringsradien for Oseberg-feltsenter og kan derfor produseres ved hjelp av brønner på innretningen der. De øvrige ressursene på Omega kan dreneres enten ved hjelp av brønner på havbunnen eller ved hjelp av en enkel brønnhodeinnretning med tilkobling til Oseberg.

Gullfaks-området

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

Blokk 34/10 ble tildelt i 1978 med Statoil som operatør, se beskrivelsen av Gullfaks, kapittel 2.5.9. Gullfaks Sør ligger midt i blokken (om lag 9 km sør for Gullfaksfeltet). Beta ligger vest for Gullfaks Sør og strekker seg inn i 33/12. Gamma ligger i blokkens sørøstre 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 mellom- og tidligjura og av trias alder.

Til nå er det boret ni hull til reservoarnivå på Gullfaks Sør, i tillegg ett på Beta og ett på Gamma. Hull 34/10-33 ble boret i siste kvartal av 1988 på den nordlige delen av Gullfaks Sør. Det ble påvist gass og olje i sandsteiner av mellomjura alder. 34/10-33 påviste langt mer olje i Brent enn tidligere antatt.

Statoil fikk 11.5.1989 tillatelse til å utføre en testproduksjon fra en horisontal brønn på Gullfaks Sør. Det ble gitt tillatelse til å produsere i to måneder eller inntil $240\,000$ Sm³ olje. Boringen av den horisontale brønnen gikk bra, men under forberedelsene til testen oppsto det så store tekniske problemer at det ble besluttet å avviksbore og utføre testen i dette hullet i stedet. Hullet ble boret med 45° vinkel, og det ble produsert ca $60\,000$ Sm³ olje i en måned.

Testproduksjonen i oljesonen ble gjennomført for å innhente viktig informasjon om produksjonsforholdene i reservoaret. Det arbeides med å evaluere resultatene av testen.

Testresultatene sammen med ny 3D-seismikk vil danne grunnlag for ny kartlegging og nye reservoarsimuleringer. Ressursanslagene på Gullfaks Sør er i øyeblikket svært usikre. Den nye kartleggingen og de nye reservoarsimuleringene vil gi nye tall for ressursene i feltet.

Statoil vurderer forskjellige mulige utbyggingsløsninger for feltet både med sekvensiell og samtidig

produksjon av olje og gass. Det kan tenkes en samordning med enten Gullfaks- eller Statfjord-feltet.

Blokk 34/8

Det har ikke vært boret i utvinningstillatelse 120 i 1989. Hydro har tidligere boret tre undersøkelseshull og ett avgrensningshull i blokken. De to undersøkelseshullene på den såkalte A-strukturen påviste betydelige mengder olje og gass. Ressurspotensialet i blokken anses fremdeles som relativt stort, og det forventes stor aktivitet i utvinningstillatelsen frem mot seks-årsperiodens utløp. I 1990 skal det bores ett undersøkelseshull samt samles inn ny seismikk i blokken.

Statfjord-området

Statfjord Nord

Statfjord Nord hører til utvinningstillatelse 037, som omfatter blokkene 33/9 og 33/12. Utvinningstillatelsen ble gitt i 1973. Feltet ligger 17 km nord for Statfjord C innretningen. Statfjord Nord-feltet ble påvist gjennom brønn 33/9-8 i 1977. Det ble påvist olje i to separate sandsteinsreservoar; Volgian-sand av senjura alder og Brent-sand av mellomjura alder.

Operatøren anbefaler å bygge ut Statfjord Nord med seks produksjons- og fire injeksjonsbrønner. Samtlige brønner er havbunnskompletterte. Brønnstrømmen vil bli overført gjennom rørledninger til Statfjord-C-innretningen for prosessering, måling og videre transport gjennom anleggene på Statfjord-feltet. Plan for utbygging og drift ble fremlagt for myndighetene 18.12.1989. Operatørens planer forutsetter myndighetenes godkjenning våren 1990 og produksjonsstart i oktober 1993.

Oljedirektoratet er opptatt av å finne en optimal samlet utbyggingsstrategi for alle satellittfeltene i Statfjord-, Snorre- og Gullfaks-området.

Statfjord Øst

Statfjord Øst hører til utvinningstillatelse 037, som omfatter blokkene 33/9 og 33/12 og utvinningstillatelse 089 som omfatter blokk 34/7. Utvinningstillatelse ble gitt i 1973 for blokkene 33/9 og 33/12 og i 1984 for blokk 34/7. Statfjord Øst ble påvist gjennom brønn 33/9-7 i 1976. Det ble påvist olje i sandstein i Brent-gruppen av mellomjura alder.

Operatøren anbefaler å bygge ut Statfjord Øst med seks produksjons- og fire injeksjonsbrønner, hvorav to injeksjonsbrønner vurderes boret fra Statfjord C-innretningen. De resterende brønnene er havbunnskompletterte. Brønnstrømmen vil bli overført gjennom rørledninger til Statfjord C-innretningen for prosessering, måling og videre transport gjennom anleggene på Statfjord-feltet. Plan for utbygging og drift av Statfjord Øst ble fremlagt for myndighetene den 29.12.1989. Operatørens planer forutsetter myndighetenes godkjenning våren 1990 og produksjonsstart våren 1994.

34/7 B

34/7 B ble påvist høsten 1987 og er et Brent-reservoar som er delt i tre separate segmenter. Det er boret to brønner på feltet som har påvist ca 2/3 av anslåtte ressurser. Det borede østlige segmentet planlegges kartlagt kun ved å reprocessere seismikk i 1990. Operatøren har planlagt å legge frem en plan for utbygging og drift i desember 1990, som vil føre til produksjonsstart i 1994.

Operatørens anslag for utvinnbare reserver er 26×10^6 Sm³ olje.

Det er ennå ikke gjennomført noen fullstendig evaluering av utbyggingsløsninger. Den mest sannsynlige løsningen er et havbunnsproduksjonssystem tilknyttet eksisterende infrastruktur i området.

Fremdriften på feltet vil i noen grad avhenge av resultatene fra de to letebrønnene som planlegges i utvinningstillatelsen første halvår 1990. Et større funn vil kunne forandre planer og fremdrift for 34/7 B.

2.3.2 Haltenbanken

Heidrun

Det er boret åtte lete- og avgrensningshull på feltet. Feltet inneholder tung olje med en overliggende gasskappe. Reservoaret er sterkt forkastet og inneholder flere reservoarformasjoner. Gasskappen bør, ut fra reservoarhensyn, produseres etter at hoveddelen av oljen er produsert. Oljedirektoratets reserveanslag for feltet er 87×10^6 Sm³ utvinnbar olje og 43×10^9 Sm³ utvinnbar gass. Operatørens reserveanslag for olje er 119.3×10^6 Sm³. Det er altså stor usikkerhet knyttet til ressursene i Heidrunfeltet.

De tidligere planene om tidligproduksjon fra feltet ble skrinlagt i 1989. Operatøren planlegger å bygge ut feltet med en strekkstagninnetning (TLP) med betongskrog. I tillegg planlegges innfasing av havbunnskompletterte brønner. Operatøren la frem en plan for utbygging og drift for myndighetene 15.12.1989, med planlagt produksjonsstart 1995.

Operatøren arbeider nå med flere strategier for bruk av gassen i feltet, blant annet bruk av gassen i petrokjemianlegg på land, injeksjon av gassen i en nærliggende vannfylt struktur eller reinjeksjon i reservoaret.

Midgard

Det er i alt boret fire letehull på Midgard-feltet. Strukturen er delt i tre ved to tverrgående forkastninger. Feltet inneholder i hovedsak 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. Oljedirektoratet har beregnet utvinnbare ressurser til 80×10^9 Sm³ gass og 15×10^6 Sm³ olje.

Produksjonsstart og produksjonsrate vil være avhengig av gassmarkedet. Som utbyggingsløsning for feltet vurderes både bunnfast innretning og flytende

innretning. Det vurderes også å bygge ut deler av feltet med havbunnsbrønner som tilknyttes Heidrun.

Njord

Det er nå boret fire letehull i 6407/7 som alle har påvist olje. Det er boret ett hull i 6407/10 som ikke påviste olje. Det antas likevel at feltet strekker seg inn i blokk 6407/10. Det siste hullet påviste en olje/vannkontakt i den østlige delen av Njord. Oljedirektoratets ressursanslag for feltet er $25 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ utvinnbar olje og $4 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ utvinnbar gass.

Smørbukk og 6506/12 Beta

Det er boret i alt åtte hull i blokken. De to feltene inneholder dels gasskondensat dels olje med forholdsvis høyt gass- oljeforhold.

Oljedirektoratet har i løpet av 1989 kartlagt 6506/12 Beta på grunnlag av 3D-seismikk. Det er imidlertid ikke foretatt nye volumberegninger. Oljedirektoratets ressursanslag for Smørbukk er $20 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ utvinnbar olje/kondensat og $65 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ utvinnbar gass.

Ressursanslaget for 6506/12 Beta er $22 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ olje/kondensat og $11 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ gass.

Av de to funnene i blokken er 6506/12 Beta den mest modne og utbyggingsaktuelle, da væskepotensialet i denne strukturen anses for å være større enn i Smørbukk. Beta-strukturen vil eventuelt kunne utvinnes med resirkulering av gass slik at avsetning av gass kan skyves noen år frem i tid.

Tyrhans

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

2.3.3 Troms

Det er påvist ca $250 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ utvinnbar gass på Troms I. (Se figur 2.3.3). I tillegg er det en tynn oljesone på Snøhvit.

Snøhvit

De siste årene har rettighetshaverne på Snøhvit-feltet fremlagt studier av mulige utbyggingsløsninger. Følgende løsninger er av rettighetshaverne vurdert som de teknisk og økonomisk sett mest lovende:

- En eller to halvt nedsenkbare innretninger med havbunnskomplettete brønner. Gass og kondensat sendes i separate rørledninger til LNG-terminal på land.
- En fast gravitasjonsbasert betonginnretning (GBS-PDQ). Gassen transporteres i rørledning til LNG-terminal på land, mens kondensatet stabiliseres, lagres og lastes på feltet.
- Et spesialbygd produksjonsskip med LNG-produksjon på feltet.

Alle utbyggingsløsningene, bortsett fra produk-

sjonsskipet, er basert på en årlig produksjonsrate på $6 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ gass og en salgsrate på ca $5 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ gass.

Markedsanalyser som er blitt utført, viser at salg av gass fra Snøhvit ikke kan starte før tidligst 1995. Rettighetshaverne vil arbeide videre med markedsmuligheter og muligheter for alternativ utnyttelse av gassen.

2.4 FELT VEDTATT UTBYGD

2.4.1 Hod

Rettighetshavere:

Amoco Norway Company (operatør)	25 %
Amerada Hess Norge A/S	25 %
Enterprise Oil Norway A/S	25 %
Norwegian Oil Consortium A/S & Co.	25 %

Blokk 2/11 ble tildelt i 1969 som utvinningstillatelse 033 med Amoco som operatør. Feltet ligger ca 12 km sør for Valhall-feltet. Deler av blokken er senere tilbakelevert, og deler av det tilbakeleverte areal er inngått i utvinningstillatelse 068. Hod-feltet består av to mindre strukturer, Vest-Hod og Øst-Hod (figur 2.5.1.a). Tilsammen er fem lete- og avgrensningshull boret. Et hull på Vest-Hod og to hull på Øst-Hod påviste og testet olje med assosiert gass i kritt-reservoarer av senkritt/tidlig tertiær alder.

Rettighetshaverne la frem plan for utbygging og drift våren 1988. Planen er godkjent av myndighetene.

Utbygging

Feltet skal utbygges med en ubemannet brønnhodeinnretning installert over en havbunnsramme med åtte brønnsliiser. Det planlegges fem produksjonsbrønner, men antallet kan bli større. Utvinnin- gen av olje skjer ved trykkavlastning.

Produksjon

Produserte mengder vil bli transportert til Valhall i et rør med flerfasestrøm. Produksjonsstart er av operatøren satt til høsten 1990.

Operatørens tall for utvinnbare reserver er $4 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ olje, $0.9 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ gass og 0.3×10^6 tonn NGL. Operatøren har anslått utbyggingskostnader til ca 700 millioner 1989-kroner.

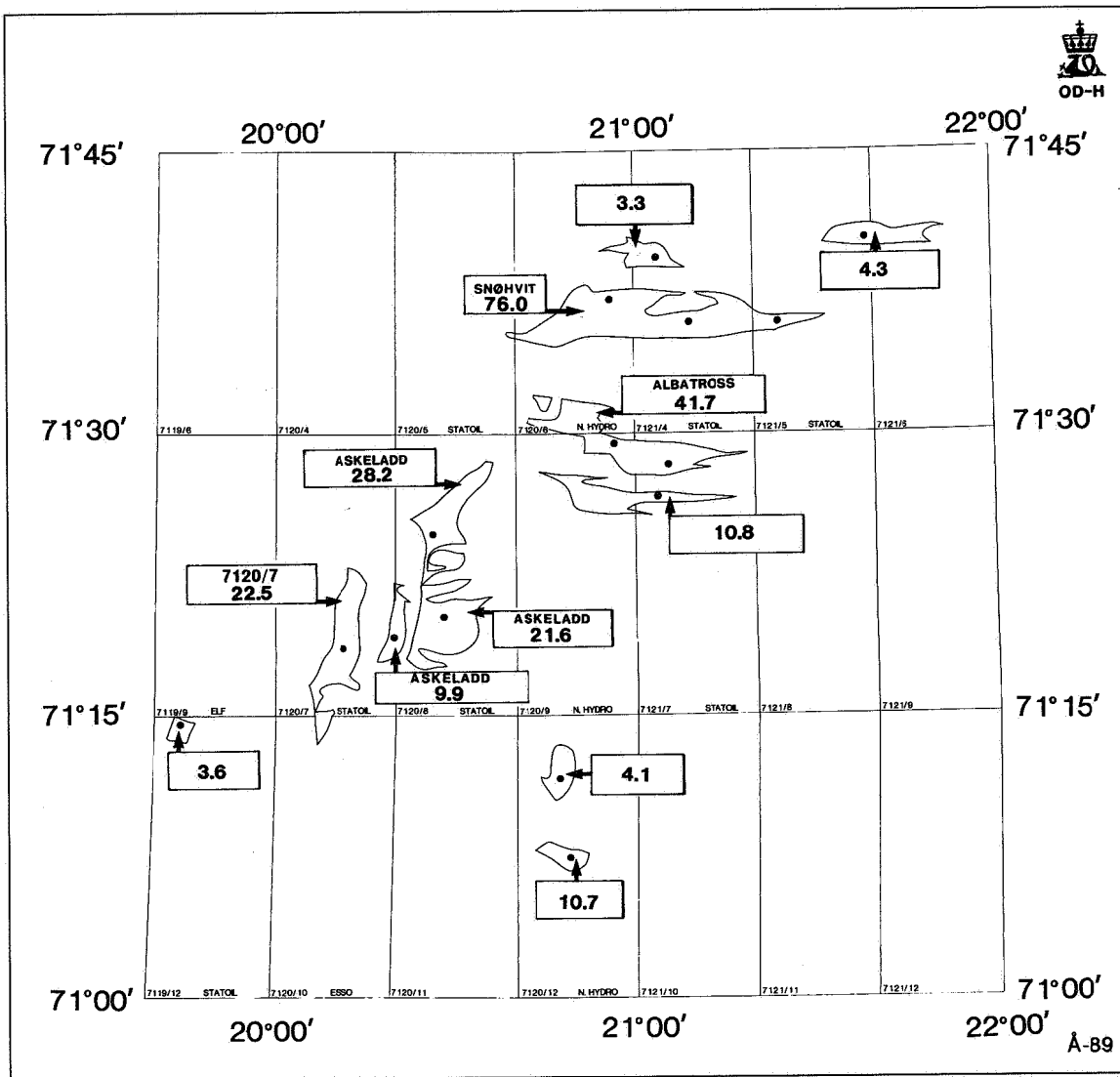
2.4.2 Gyda

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

Rettighetshavere:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	50.000 %
BP Norway Limited U.A.	26.625 %
Norske Conoco A/S	9.375 %
K/S A/S Pelican & Co	4.000 %
AEDC	5.000 %
MOECO	5.000 %

Fig. 2.3.3
Troms I. Ressursgrunnlaget. Utvinnbar gass angitt i 10^9Sm^3



BP er operatør for feltet. Feltet ble erklært drivverdig 22.1.1987. Rettighetshaverne la frem plan for utbygging og drift for feltet 11.3.1987. Planen ble godkjent i Stortinget våren 1987.

Utbygging

Feltet er planlagt utbygd med en fast innretning for boligformål, boring og prosessering av olje og gass, se figur 2.4.2. Oljen skal transporteres til Ekofisk via oljerørledningen fra Ula til Ekofisk, og videre til Teesside. Gassen skal transporteres i ny rørledning direkte til Ekofisk.

Forbøringsrammen er plassert på feltet, og det er boret 8 produksjonsbrønner. Stålunderstell, boligkvarter og kjellerdekk er plassert på feltet. Utslep

og montering av de andre modulene skjedde i løpet av desember 1989/januar 1990. Produksjonen vil etter planen starte 1.7.1990.

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

Operatørens reserveanslag er $31.8 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje. Oljedirektoratets reserveanslag er $30.5 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje og $3 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass.

Ved hjelp av de forborede brønnene, 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 per dag, og vil vare i ca to år. Deretter vil produksjonen avta gradvis, og ventelig være avsluttet i år 2010.

Fig. 2.4.2
Innretning på Gyda

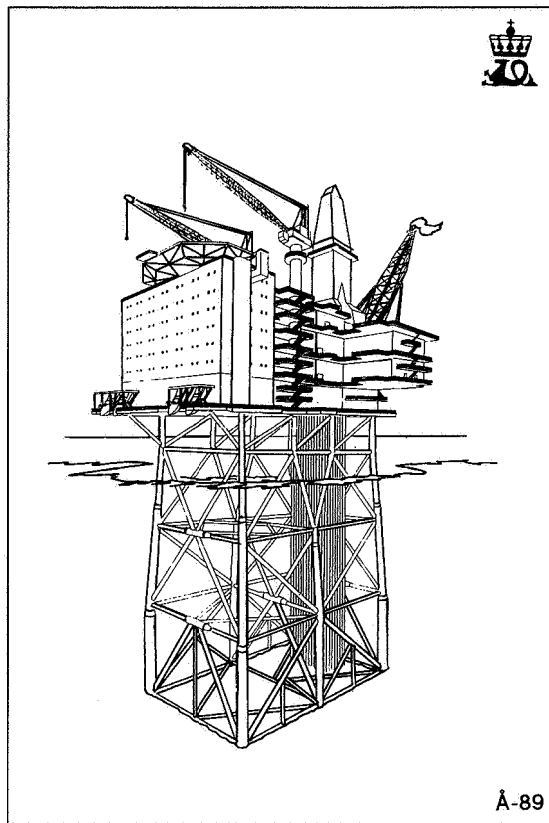
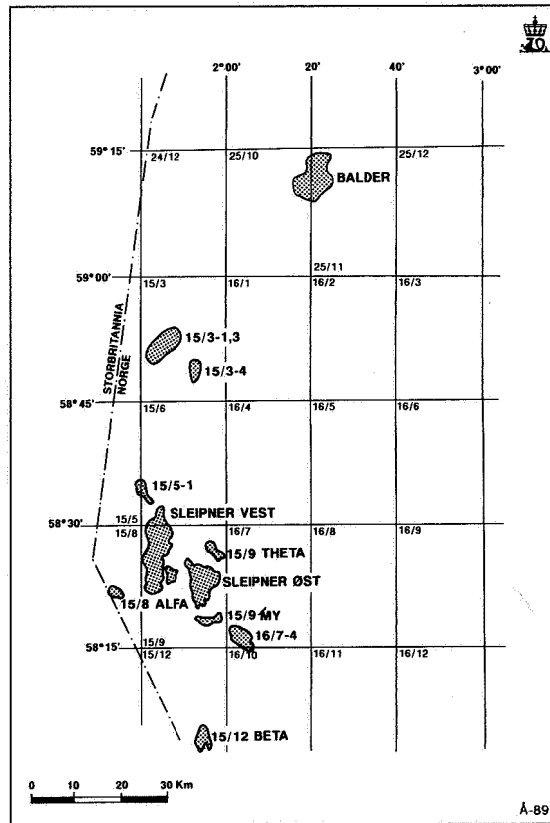


Fig. 2.4.3
Sleipner- og Balderområdet



Kostnader

Totalt utbyggingskostnader er beregnet til 8.2 milliarder 1989-kroner. Totale driftskostnader er beregnet til å bli 12.6 milliarder 1989-kroner.

2.4.3 Sleipner Øst

Utvinningsstillatelse 046

Rettighetshavere:

Esso Exploration and Production	
Norway A/S	30.4 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	10.0 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	49.6 %
Elf Aquitaine Norge A/S	9.0 %
Total Marine Norsk A/S	1.0 %

Utvinningsstillatelse ble tildelt i 1976 og omfatter blokkene 15/8 og 15/9. Statoil er operatør for Sleipner Øst (se figur 2.4.3).

Oljedirektoratets reserveanslag for Sleipner Øst-feltet er $51 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ gass, $19 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ olje og 10×10^6 tonn NGL.

Utbygging

Sleipner Øst er besluttet utbygget med en fullt integrert prosess-, bore- og boliginnretning med et fire-skaftet understell i betong.

Kondensatet vil bli ilandført til Kårstø gjennom legging av en ny 508 mm rørledning fra Sleipner A til Kårstø. Gassen vil bli transportert dels i i rørledning til Zeebrugge i Belgia og dels gjennom Statpipe/Norpipe-systemet til Emden i Vest-Tyskland.

Kostnader

Totalt utbyggingskostnader og totale driftskostnader er beregnet til å bli henholdsvis 17.3 milliarder og 9.3 milliarder 1989-kroner, eksklusive transportkostnader.

2.4.4 30/6 Gamma Nord

Eierinteressene i utvinningsstillatelse 053 (fra 1.4.1989):

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	59.04 %
Norsk Hydro Produksjon a.s (operatør)	12.25 %
Saga Petroleum a.s	7.35 %
Elf Aquitaine Norge A/S	9.33 %
Mobil Development Norway A/S	7.00 %
Total Marine Norsk A/S	4.67 %

For å dekke behovet for ekstra injeksjonsgass i forbindelse med fremskyndingen av Oseberg Fase II, ble det ved kgl res av 23.12.1988 godkjent at Gamma Nord-strukturen i blokk 30/6 skulle bygges ut.

Denne strukturen ligger i utvinningstillatelse 053 utenfor den unitiserte del av Oseberg-feltet.

Gamma Nord inneholder gass med en underliggende tynn oljesone. Det skal bores en horisontal brønn som skal produsere fra oljesonen samtidig som den produserer den gassen som er nødvendig for injeksjon i Oseberg. Brønnen vil være havbunnskomplett og skal opereres fra Oseberg C. Produksjonsstart er planlagt til oktober 1991.

Erfaringene fra brønnen vil avgjøre om det skal bores enda en produksjonsbrønn i Gamma Nord. Ytterligere informasjon om 30/6 Gamma Nord finnes i avsnittet om Oseberg.

2.4.5 Troll

Utvinningstillatelse 054 og 085:

Rettighetshavere etter unitisering:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	74.576 %
A/S Norske Shell	8.288 %
Norsk Hydro Produksjon A/S	7.688 %
Saga Petroleum A/S	4.080 %
Elf Aquitaine Norge A/S	2.353 %
Conoco Norway Inc	2.015 %
Total Marine Norsk A/S	1.000 %

Troll-feltet dekker deler av blokkene 31/2, 31/3, 31/5 og 31/6 (figur 2.4.5). Tildelingen av blokk 31/2 ble foretatt i 1979, mens de tre øvrige blokkene ble tildelt i juli 1983. Blokk 31/2 har utvinningstillatelse 054 med Shell som operatør. Blokkene 31/3, 31/5 og 31/6 har utvinningstillatelse 085. Her er operatøransvaret delt mellom Statoil, Saga og Hydro. Unitiseringen av de to utvinningstillatelser er avsluttet.

Reservoaret finnes i tre geologiske formasjoner

av senjura 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. 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 meter. 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 meter under gassen, mot 10–17 meter 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 $1\,288 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ gass og $41 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ olje. Oljedirektoratet har i sine ressursanslag foreløpig ikke tatt med oljen i de deler av feltet som har en 10–17 meter oljekolonne, men muligheten for utvinning fra denne delen av feltet er fortsatt under vurdering.

Shell som operatør for den første gassutbyggingen på feltet, la i september 1986 frem plan for utbygging og drift av gassfase I. Denne planen ble behandlet av Stortinget i desember 1986. Utbyggingsplanene besto av en innretning med betongunderstell som har en initiell kapasitet på 90 millioner Sm^3 gass per dag med alle prosesstog installert. Planen vil bli oppdatert av operatøren og behandlet av myndighetene i løpet av 1990.

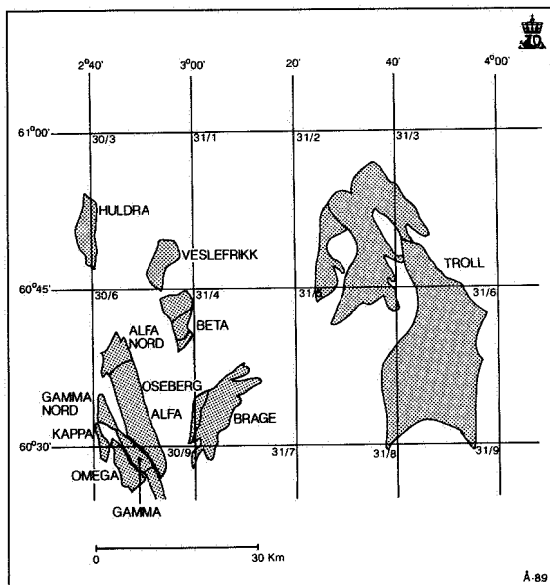
I tillegg til hovedutbyggingen for gass er det besluttet å bygge et undervannsproduksjonssystem (TOGI) for gass som skal brukes på Oseberg-feltet for gassinjeksjon fra 1991. Norsk Hydro er operatør for TOGI-utbyggingen.

Troll-partnerne er også i gang med planlegging og studier i forbindelse med Troll fase II. Både den tykke og den tynne oljesonen i Troll Vest blir vurdert utbygget. Hydro har boret en horisontal brønn sør i den tykke oljesonen, og vil i løpet av 1990 utføre en langtidstest med testeskipet «Petrojarl I». Testresultatene fra denne brønnen vil danne grunnlaget for nærmere vurdering av mulighetene for bruk av horisontale brønner på feltet. Oljedirektoratet anser mulighetene for økonomisk lønnsom utvinning av både tykk og tynn oljesone som gode.

Kostnader

Totale utbyggingskostnader for Troll Gass fase I er beregnet til å bli ca 23.6 milliarder 1989-kroner. Driftskostnadene er anslått til ca 900 millioner kroner per år. Disse tallene er basert på konseptet som ble anbefalt i plan for utbygging og drift i 1986. Optimaliseringsstudier er i gang og alternative konsept med prosessering på land vurderes.

Fig. 2.4.5
Oseberg- og Troll-området



2.4.6 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 for begge blokkene.

Rettighetshavere i utvinningstillatelse 057:

Saga Petroleum a.s	14.70 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	51.00 %
Amerada Hess Norge A/S	4.90 %
Enterprise Oil Norway A/S	4.90 %
Deminex (Norge) A/S	24.50 %

Rettighetshavere i utvinningstillatelse 089:

Saga Petroleum a.s	9.80 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	51.00 %
Esso Exploration and Production Norway A/S	14.70 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	11.76 %
Elf Aquitaine Norge A/S	7.84 %
Deminex (Norge) A/S	3.92 %
Det Norske Oljeselskap A/S	0.98 %

Eierfordeling etter unitisering

Rettighetshaverne har antatt en fordeling av reservene i Snorre på 30 % i blokk 34/4 og 70 % i blokk 34/7. Eierinteressene i det unitiserte Snorre-feltet er:

Saga Petroleum a.s	11.26 %
Den norske stats oljeselskap a.s. (Statoil)	51.00 %
Amerada Hess Norge A/S	1.46 %
Enterprise Oil Norway A/S	1.46 %
Deminex (Norge) A/S	10.03 %
Esso Exploration and Production Norway A/S	10.33 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	8.27 %
Elf Aquitaine Norge A/S	5.51 %
Det Norske Oljeselskap A/S	0.69 %

Statoil har overdratt 9.6 % av sin andel i Snorre-utvinningstillatelsen til Idemitsu Oil Exploration A/S, gjeldende fra 1.1.1990.

Plan for utbygging og drift av Snorre-feltet ble oversendt myndighetene 1.9.1987. Stortinget godkjente utbyggingsplanen i 1988.

Reservoar

Snorre er et stort oljefelt. De økonomisk utvinnbare reservene er av operatøren beregnet til omlag $120 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ olje og $7 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ assosiert gass. Oljedirektoratets reserveestimat er $106 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ olje og $5.7 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ assosiert gass. Oljedirektoratet vil peke på den usikkerhet som er knyttet til reservene i Snorre-feltet. Snorre-feltet inneholder en rekke tilleggsreserver både i selve Snorre-feltet og utenfor feltet (separate strukturer).

Oljen, som er sterkt undermettet, er fordelt i to reservoarer: Statfjord- og Lunde-reservoaret. Reservoarene er godt kartlagt, og det er forholdsvis god volumkontroll. Det knytter seg usikkerhet til

sand-enhetenes utstrekning og kommunikasjon i Lunde-reservoaret. Dette kan ha betydning for produksjonsoppførselen. Reservoarets dybde er ca 2 500 meter. Boring og testing har påvist tre ulike olje/vann-kontakter. Den dypeste kontakten er i den vestlige delen av feltet.

Utbyggingsløsning

Vanndypet varierer over feltet fra 300 meter i sør til 370 meter i nord. Feltet planlegges utbygd i to faser. Fase 1 består av en flytende strekkstagnretning i sør og en havbunnsinnretning i den sentrale delen av feltet. Utvinning vil skje ved vanninjeksjon. Oljen vil bli separert i to trinn på Snorre-innretningen, og deretter transportert til Statfjord for sluttprosessering. Estimerte utbyggingskostnader for fase 1 er ca 21.2 milliarder 1989-kroner. Fase 2 av utbyggingen gjelder drenering av den sentrale og den nordlige delen av feltet og innebærer to utbyggingsmuligheter. En mulighet er flytting av innretningen, en annen er videre utbygging med produksjonsinnretningen på havbunnen.

2.4.7 Draugen

Draugen-feltet som ligger i blokk 6407/9, ble tildelt i 1984 som utvinningstillatelse 093.

Rettighetshavere:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	50.00 %
A/S Norske Shell	30.00 %
BP Norway Limited U.A.	20.00 %

Shell er operatør for feltet. Produksjonsstart er planlagt til sommeren 1993.

Felthistorie

Operatøren erklærte feltet drivverdig i september 1987 og plan for utbygging og drift ble oversendt myndighetene i september 1987. I august 1988 la operatøren frem en oppdatert plan for utbygging og drift av feltet. Denne planen ble godkjent av Stortinget desember 1988. Draugen er det første feltet på Haltenbanken som er besluttet utbygget.

Reservoar

Oljedirektoratets anslag for utvinnbare reserver er $68 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ olje, og $3.0 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ salgbar gass. Draugen-reservoaret er av svært god kvalitet. Reservoaret består av to formasjoner. Frøya-formasjonen inneholder hoveddelen av reservene og Haltenbank-formasjonen inneholder en liten del av oljen. Det er flere mindre forkastninger i reservoaret som kan gi kommunikasjon mellom formasjonene. Det kan også være kommunikasjon i områder der skiferlaget er tynt. Ut fra testresultat er det forventet en høy leveringsevne og injeksjonsevne fra brønnene.

Utbyggingsløsning

Feltet er planlagt utbygd med en bunnfast betonginnretning med integrert dekk. Det planlegges seks

til syv produksjonsbrønner og seks brønner for vanninjeksjon. Syv av brønnene vil være havbunnskompletterte. Innretningen har ti brønnsliiser og totalt 34 J-rør. Det er planlagt en gjennomsnittlig platårate på 14 300 Sm³ olje per dag.

Transport

Oljen foreslås eksportert via en slakt forankret flytende lastebøye (FLP). Gassen vil bli injisert inntil det er funnet en anvendelse for denne.

Alternativ gassanvendelse

Operatøren har vurdert en rekke alternativer for assosiert gass. Hovedplanen er å injisere gass i Midtre Drake-horisonten (vannsone) i tre år. Det er videre mulig å produsere Frøya Sør-formasjonen tidlig, slik at man kan fortsette gassinjeksjon i denne formasjonen i en treårs periode. Etter 1999 forutsettes det at man har fått istand en løsning for gass-transport eller annen gassanvendelse på Haltenbanken.

Kostnader

Totale investeringskostnader er anslått til 10,8 milliarder 1989-kroner. Dette er inkludert gassinjeksjonsutstyr for Midtre Drake-formasjonen. Driftskostnader er beregnet til 753 millioner 1989-kroner per år.

2.5 FELT I PRODUKSJON

2.5.1 Valhall

Utvinningstillatelse 006

Rettighetshavere:

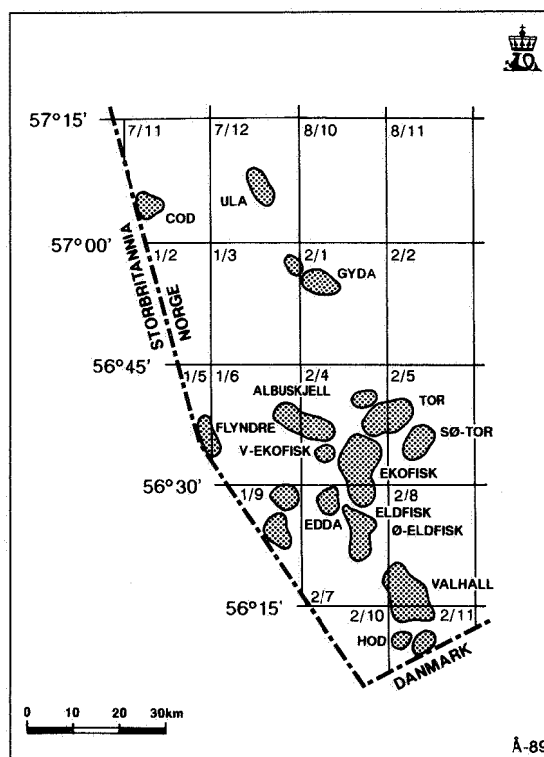
Amoco Norway Oil Company	28.33 %
Amerada Hess Norge A/S	28.33 %
Enterprise Oil Norway A/S	28.33 %
Norwegian Oil Consortium A/S & Co	15.00 %

Blokk 2/8 ble tildelt i 1965 med Amoco som operatør. I 1989 ble Texas Eastern Norwegian Inc sin andel solgt til Enterprise Oil Norway A/S. Valhall-feltet ligger hovedsakelig i blokk 2/8 (figur 2.5.1.a). Den sørlige delen av feltet strekker seg inn i blokk 2/11, utvinningstillatelse 033. I denne utvinningstillatelsen har hver av rettighetshaverne i utvinningstillatelse 006 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 forholdsvis lav utvinningsgrad. Utvinningsgraden kan økes ved at det tas i bruk nye utvinningssteknikker. I januar 1990 vil det bli startet et prøveprosjekt der vann i en brønn injiseres i Tor-formasjonen. Hvis denne viser positive resultater vil fullskala vanninjeksjon bli vurdert. Det utredes også andre muligheter. Det blir produ-

Fig. 2.5.1.a
Ekofisk-området



sert fra to formasjoner på Valhall; Tor-formasjonen som inneholder ca 2/3 av reservene, og Hod-formasjonen. Ekofisk-formasjonen som utgjør den viktigste formasjonen i Ekofisk-området, er ikke tilstede på Valhall.

Det har vært stor usikkerhet med hensyn til geologien på Valhall på grunn av en gass-sky over reservoaret. Dette har gjort seismikk ubrukelig som kartleggingsredskap over deler av reservoaret. Etter mye arbeid fra operatør og partnere, har man kommet frem til en brukbar geologisk modell for feltet.

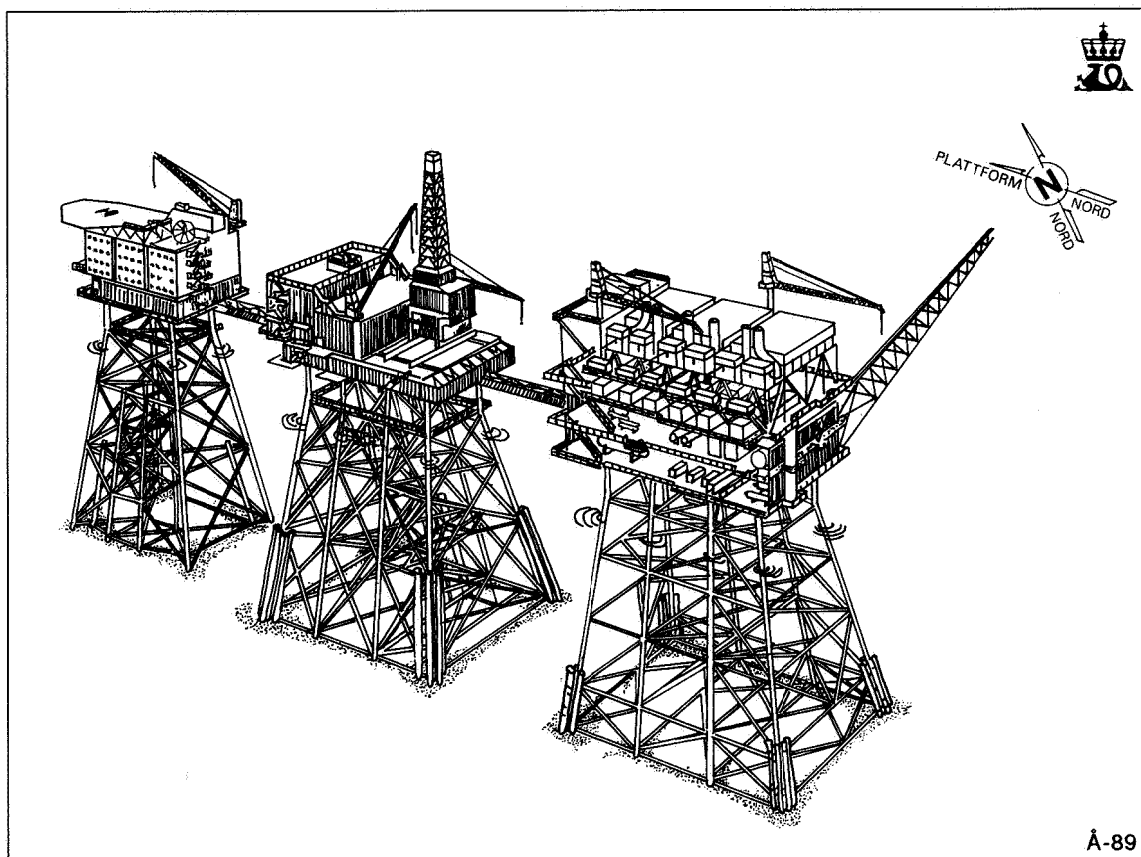
Valhall ble satt i produksjon i november 1982. Ved slutten av 1989 ble det produsert fra 23 brønner på feltet. Operatøren ser ut til å ha lykket med en ny kompletteringsteknikk som omgår problemet med strømming av reservoarbergarten inn i produksjonsbrønnene.

Innsynkningen på Valhall synes ikke å være et så stort problem som fryktet. Det benyttes flere måleteknikker for å fastsette innsynkningsraten. De antatt mest pålitelige målingene viser en innsynkningsrate på ca 18 cm per år.

Produksjonsanlegg

Utbyggingen omfatter en bolig-, en bore-, en produksjons- og en stigerørsinnretning. De tre førstnevnte innretningene er plassert på Valhall-feltet og knyttet til hverandre med broforbindelse. Figur 2.5.1.b viser disse innretningene. Stigerørsinnretning-

Fig. 2.5.1.b
Innretninger på Valhall



Å-89

gen som Phillips 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 Teeside-rørledningen. Gassen komprimeres, tørkes og duggpunktkontrolleres på produksjonsinnretningen før den sendes i ledning til Ekofisk-anlegget hvor den måles og sendes videre inn i Emden-ledningen. De tyngre gassfraksjonene, NGL, blir adskilt på Valhall gjennom et fraksjoneringstårn, og injiseres deretter dels i oljen og dels i gassen.

Transport

Oljen og gassen transporteres til land i samme system som produksjonen fra Ekofisk-området.

Gassbrenning

Den innrapporterte gassmengde som er avbrent på feltet i 1989 er gjennomsnittlig 27 000 Sm³ per dag. Dette tilsvarer 1.1 % av gassproduksjonen, og utgjør 27 % av det maksimalt tillatte.

Kostnader

Totale investeringer på Valhall-feltet frem til 2011

antas å bli ca 11.4 milliarder 1989-kroner. Totale driftskostnader frem til 2011 er beregnet til ca 17.4 milliarder 1989-kroner.

2.5.2 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 A/S	6.700 %
Elf Aquitaine Norge A/S	7.594 %
Total Marine Norsk A/S	3.547 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	1.000 %
Eurafrep Norge A/S	0.456 %
Cofranord A/S (Norminol)	0.304 %
Coparex Norge A/S	0.399 %

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»	73.75 %
«Amoco-gruppen»	26.25 %

(rettighetshaverne på Valhall)

Ekofisk-området, som er operert av Phillips, består av syv felt: Albuskjell, Cod, Edda, Ekofisk, Eldfisk, Tor og Vest-Ekofisk. Cod-feltet ble oppdaget i 1968. Dette er det eneste feltet som produserer fra et sandsteinsreservoar i Ekofisk-området. De andre feltene i området produserer fra krittbergarter. Ekofisk-feltet ble oppdaget i 1969 og allerede i 1970 ble feltet erklært drivverdig. I perioden fra 1969 til 1972 ble de andre feltene i området oppdaget. Ekofisk-feltet er det desidert største feltet i Ekofisk-området med et hydrokarbon-porevolum som er ca 30 % større enn Staffjord-feltet. Eldfisk er det nest største feltet i området. Figur 2.5.1.a viser feltenes beliggenhet.

Utnyttelse av forekomstene

Området er blitt bygget ut i flere trinn.

Fra juni 1971 til mai 1974 ble det produsert olje fra fire brønner som var ferdigstilt på havbunnen på Ekofisk-feltet. Feltene Cod, Tor og Vest-Ekofisk ble bygget ut og tilknyttet Ekofisk Senter samtidig som det ble lagt 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.

Neste trinn i utbyggingen besto av tilknytningen av feltene Albuskjell, Edda og Eldfisk til Ekofisk Senter.

Fra desember 1987 er det blitt injisert vann i Tor-formasjonen i den nordlige delen av Ekofisk-feltet. Vanninjeksjon er siden blitt utvidet til å gjelde også deler av Ekofisk-formasjonen. Operatøren arbeider med planer for å optimalisere vanninjeksjonsprosjektet ytterligere.

Nitrogen som injeksjonsmedium har også vært vurdert de senere år. Prosjektet ser ikke fullt så lovende ut som tidligere antatt. Operatøren arbeider videre med optimalisering av prosjektet. Et naturlig alternativ til nitrogen er injeksjon av naturgass fra andre felt.

Tiltakene vil kunne øke utvinningsgraden fra Ekofisk-feltet vesentlig. Mens vann- og gassinjeksjon innebærer økt oljeutvinning, vil et eventuelt nitrogenprosjekt være rettet mot økt utvinning av gass.

Lignende tiltak er under vurdering for det nest største feltet i området, Eldfisk-feltet.

På Tor-feltet er det blitt installert gassløftingsutstyr som har gitt positive resultater så langt. Gassløfting vil bidra til en vesentlig lengre økonomisk levetid for feltet. Gassinjeksjon på Tor-feltet foretas nå i mindre omfang.

På Albuskjell-feltet foretok operatøren i 1988 en test av Ekofisk-formasjonen som er svært tett i dette området. Videre planer for testing av denne formasjonen er under utarbeidelse.

På Edda-feltet har det blitt foretatt modifiseringsarbeider for å kunne ta imot produksjonen fra Tommeliten-feltet. Dette fører til at innretningen på Edda-feltet vil kunne holdes i drift lenger enn tidligere antatt. Figur 2.5.2 viser innretningene i Ekofisk-området.

Innsynkning

I november 1984 ble det konstatert at havbunnen ved Ekofisk Senter hadde sunket. Målinger som siden er utført, viser en total innsynkning per 31.12.1989 på ca 4.6 meter.

Innsynkningsraten i perioden 1980–86 var 0.4–0.5 meter per år med en viss reduksjon mot slutten av perioden. Innsynkningen i 1987 og 1988 er blitt målt til ca 0.3 meter på årsbasis. Innsynkningsraten i 1989 ser ut til å være nedadgående, ca 0.28 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 innretningene. Metoden hadde begrenset nøyaktighet. I dag måles innsynkningen ved hjelp av trykksensorer montert på havbunnen i tillegg til regelmessige satellittmålinger.

Innsynkningen er forårsaket av at reservoarbergarten presses sammen. Reservoarkompaksjon skjer som en følge av reduksjon i reservoartrykket fra opprinnelig 7 200 psi til omlag 3 800 psi i dag.

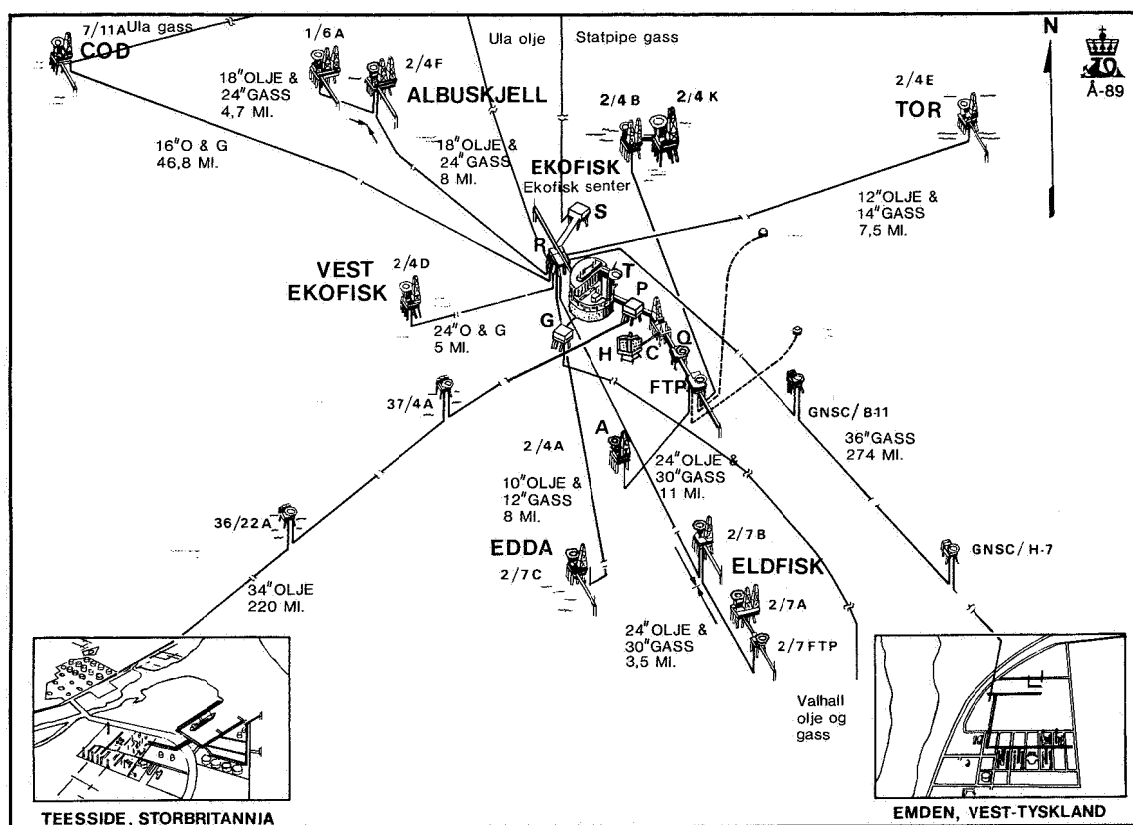
Det er fortsatt en viss usikkerhet knyttet til hvordan reservoar-volumreduksjonen fører til innsynkning og om det er andre forhold som bidrar til innsynkningen.

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, nitrogen og/eller vann.

Innsynkning forekommer ikke bare på Ekofisk Senter. Det påregnes et behov for modifikasjoner av innretningene nord og sør på feltet i løpet av 1990-årene.

Sommeren 1987 ble stålinnretningene på Ekofisk Senteret jekket opp på grunn av innsynkning. Dette ble gjort for å beskytte dem mot mulige bølgepåkjenninger (hundreårsbølgen). Det var ikke teknisk

Fig. 2.5.2
Innretninger i Ekofisk-området



mulig å benytte denne metoden for å beskytte Ekofisk-tanken. For å sikre denne tilsvarende, besluttet Phillips-gruppen å bygge en betongvegg rundt tanken. Fabrikasjon ble påbegynt i 1988. Betongveggen ble slept til Ekofisk i to deler og koplet sammen der i løpet av 1989.

Målesystemer

Det er blitt utført verifikasjoner på enkelte olje- og gassmålesystemer i Ekofisk-området. I Teesside og Emden er det utført regelmessige verifikasjoner på salgsmålesystemene. Det er avholdt årlig møte med tyske myndigheter. Samarbeidsavtale om den måletekniske virksomheten i Emden ble underskrevet av begge lands myndigheter i 1989.

Transport

Gassen transporteres med rørledning til Emden, og oljen transporteres til Teesside.

Gassbrenning

Den innrapporterte mengde gass som er avbrent på feltet i 1989, er gjennomsnittlig 29 266 Sm³ per dag. Dette tilsvarer 0.085 % av gassproduksjonen, og utgjør 14.6 % av det maksimalt tillatte.

Kostnader

Per 31.12.1989 er det investert ca 65.7 milliarder 1989-kroner på de syv feltene som utgjør Ekofisk-området. Totalt påløpte driftskostnader utgjør ca 59.3 milliarder 1989-kroner.

2.5.3 Tommeliten

Utvinningstillatelse 044

Rettighetshavere:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	70.64 %
Norske Fina A/S	20.23 %
Norsk Agip A/S	9.13 %

Utvinningstillatelse 044 ble tildelt 27.8.1976 og omfatter blokk 1/9 sørvest for Ekofisk-området. Feltet ble oppdaget ved boring av letehull 1/9-1 i desember 1976 og var Statoils første funn i oljevirkosheten.

Plan for utbygging og drift ble godkjent av Stortinget i juni 1986. Fase 1 av utbyggingen omfatter Gammastrukturen. Produksjonsstart skjedde 3.10.1988. Gass-salgskontrakt er inngått med Phillips-gruppen om leveranse frem til 1.10 1991. Restende gass er ikke solgt.

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 Torformasjonen.

Det foreligger planer om å benytte gass fra Tommeliten til gassløft av brønner på Edda-feltet. Forsøk som er gjort viser lovende resultater. Dette vil bidra til lenger økonomisk levetid for Edda-feltet.

Produksjonsanlegg

Feltet er utbygget ved havbunnskompletterte brønner, og full brønnstrømsoverføring og oppkopling til Edda-innretningen.

Feltet blir bygget ut i flere faser. Fase 1, som omfatter utbygging av Gamma-strukturen består av bunnramme med seks brønner.

Det er ikke tatt stilling til når utbygging av Alfa-strukturen skal ta til. Dette vil avhenge av når salgsavtalen for resterende gassmengde kan inngås.

Målesystem

Eksisterende målesystemer på Edda-innretningen er blitt ombygget og oppgradert, slik at det her utføres separat måling av gass og olje/kondensat fra både Edda-feltet og Tommeliten. I tillegg måles gassforbruket på innretningen.

Transport

Etter 1. trinns separasjon og måling på Edda-innretningen, blir gass fra Tommeliten overført i rørledning til Ekofisk Senter for videre prosessering, før tørrgassen komprimeres for så å gå inn i Norpipes gassrørledning til Emden.

Tommeliten kondensat blir overført fra Edda til Ekofisk Senter i oljerørledning sammen med produktene fra Edda (olje og gass). Etter 2. trinns prosessbehandling på Ekofisk Senter, pumpes væsken inn i Ekofisk-Teesside ledningen for videre stabilisering, lagring og salg i Teesside.

Gassbrenning

Det gasskvantum som tillates brent for Tommeliten, er inkludert i det kvantum som er tillatt brent for Ekofisk-feltet totalt.

Kostnader

Totale investeringer for fase 1 utgjør 2.7 milliarder 1989-kroner.

2.5.4 Ula

Utvinningstillatelse 019A

Rettighetshavere:

BP Norway Limited U.A. (operatør)	57.5 %
K/S A/S Pelican & Co	5.0 %
Norske Conoco A/S	10.0 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	12.5 %
Svenska Petroleum Exploration A/S	15.0 %

Feltet ligger i blokk 7/12 ca 70 km nordvest for Ekofisk (figur 2.5.1.a). Det ble funnet i 1976 og erklært drivverdig i desember 1979. Feltutviklingsplanen ble godkjent i 1980, men samme år ble det klart at utbyggingen ikke ville bli lønnsom. Ny feltutviklingsplan med endret utbyggingsløsning ble levert i april 1983 og godkjent i januar 1984. Produksjon fra Ula startet i oktober 1986.

Utnyttelse av forekomstene

Ula-feltet er et sandsteinsfelt av øvre jura opprinnelse. Feltet ligger på Ula-trenden som er en olje-provins langs den forkastede nordøstlige marginen av Sentral Graben. Feltet er en salt-dome struktur og reservoaret har meget gode produksjonsegenskaper. Økende kvartssementering mot flankene har imidlertid gjort vanninjeksjonen vanskelig. Dette har ført til betydelig nedgang i reservoartrykket.

Operatøren har i 1989 økt reserveanslaget til 67 x 10⁶ Sm³ olje på grunnlag av resultater fra oppdaterte reservoarstudier, inkludert ny seismisk tolkning og nye brønndata. Feltets antatte utstrekning er økt og omfatter nå et noe større område i sørøst.

Den videre utvikling av feltet er under vurdering av rettighetshaverne. Det er behov for større injeksjonskapasitet og høyere reservoartrykk før en eventuell økning av produksjonstakten.

Ved årets utgang var kumulativ produksjon og injeksjon henholdsvis 15.7 x 10⁶ Sm³ olje og 7.3 x 10⁶ m³ vann. Samtidig er seks brønner i produksjon og fem injiserer vann. Det er observert vanngjennombrudd i brønn A-2 i løpet av høsten. For å unngå økning i vannproduksjonen her vil A-3, som er den nærmeste injeksjonsbrønnen, bli plugget og sideboret. En oppnår dermed injeksjon dypere i reservoaret og i større avstand fra produksjonsbrønnen.

Det underliggende Trias-reservoaret inneholder også olje. Boring og undersøkelser har imidlertid avdekket dårlige reservoaregenskaper, og den videre utvikling er ikke avgjort. En strategiplan ventes å foreligge i 1990.

Produksjonsanlegg

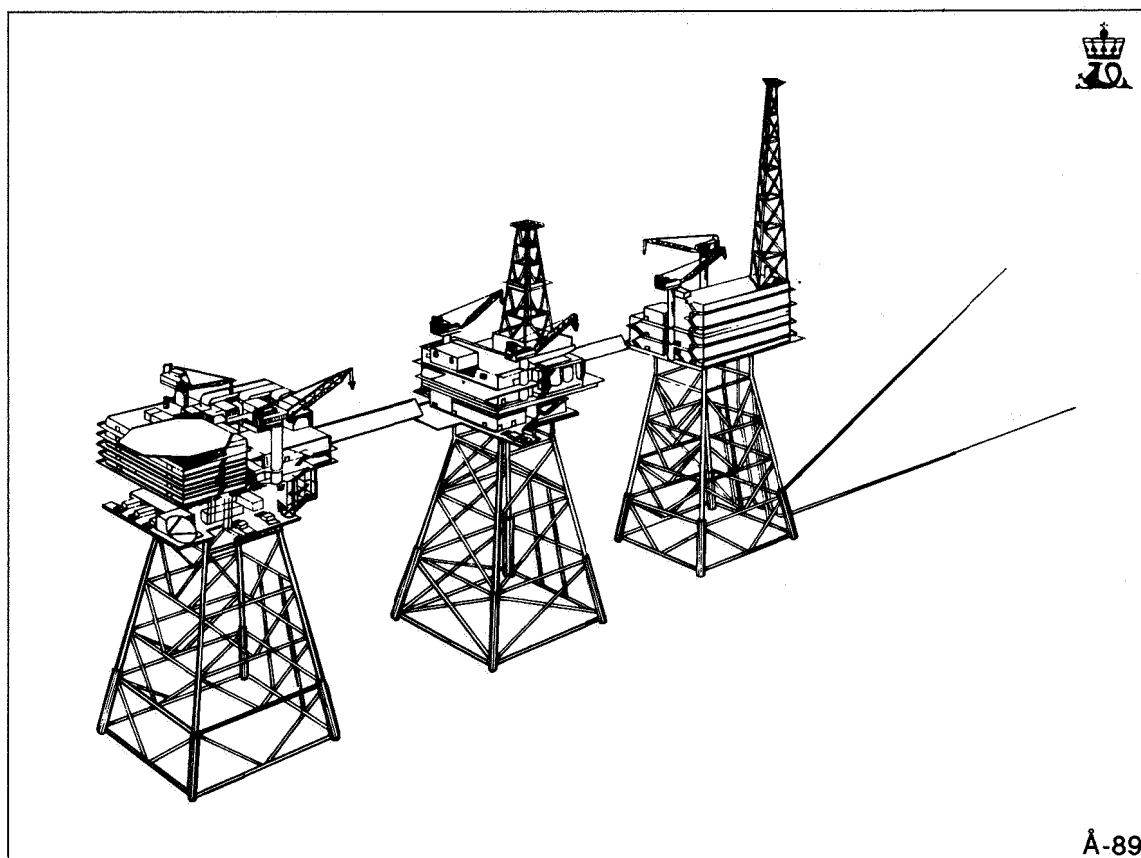
Utbyggingsløsningen består av tre konvensjonelle stål-innretninger for henholdsvis produksjon, boring og boligkvarter (figur 2.5.4). Understellene til innretningene ble installert sommeren 1985, og sammenkoplingsarbeidet til havs pågikk i tidsrommet oktober 1985 – august/september 1986.

Produksjonskapasiteten er nå på 16 800 Sm³ olje per dag. Vanninjeksjonskapasiteten er økt til 19 100 m³ per dag. Tidligere problemer med utfelling av asfalt i separatorene er redusert i betydelig grad. Dette antas å ha sammenheng med at trykket i reservoaret er redusert.

Transport

Oljen fraktes i rør via Ekofisk Senter til Teesside. Statoil er operatør for ledningen. Rørledningen til

Fig. 2.5.4
Innretninger på Ula



Ekofisk Senter ble installert på havbunnen sommeren 1984. Diameteren er 508 mm og lengden er ca 70 km. Gassen blir transportert i rørledning via Cod til Emden. Rørledningen Ula-Cod ble installert og testet våren 1985.

Målesystem

Oljen fiskalmåles kontinuerlig før den sendes inn i rørledningen til Ekofisk. Produsert gass måles fiskalt før den injiseres i rørledningen via Cod til Emden. Målesystemene inngår i Ekofisks system for hydrokarbon-fordeling.

Gassbrenning

Den innrapporterte mengde gass som er avbrent på feltet i 1989 er 20 000 Sm³ per dag. Dette tilsvarer 1.5 % av gassproduksjonen, og utgjør ca 20 % av det maksimalt tillatte.

Kostnader

Totale investeringer utgjør per 31.12.1989 ca 9 milliarder 1989-kroner. Siden produksjonsstart i oktober 1986 er det påløpt ca 1.5 milliarder 1989-kroner i driftskostnader.

2.5.5 Heimdal

Utvinningsstillatelse 036 ble tildelt i 1971 og omfatter blokk 25/4, som ligger ca 180 km vest-nordvest for Stavanger (figur 2.5.6.a). Elf 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 (Statoil)	40.000 %
Marathon Petroleum Company (Norway)	23.798 %
Elf Aquitaine Norge A/S	21.514 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	6.228 %
Total Marine Norsk A/S	4.820 %
Saga Petroleum a.s	3.471 %
Ugland Construction Company A/S	0.169 %

Feltet ble oppdaget i 1972 ved boring av letehull 25/4-1 og ble erklært økonomisk drivverdigg 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 godkjent av Stortinget 10.6.1981. Ilandføringsøknaden for kondensat ble godkjent i januar 1983.

Utnyttelse av forekomstene

De totale utvinnbare reservene er anslått til 36×10^9 Sm³ gass og 6×10^6 Sm³ kondensat.

Produksjonsboring på Heimdal-feltet startet i april 1985. Det er boret ti brønner fra innretningen; ni produksjonsbrønner og en observasjons-/injeksjonsbrønn. En produksjonsbrønn ble imidlertid nedstengt i 1987 på grunn av lekkasjeproblemer.

Produksjonen har hittil ikke medført nevneverdige problemer. På grunn av feltes kraftige vann-driv, blir både trykkutviklingen og vannstigningen fulgt nøye.

Produksjonen er på platåraten. Regulariteten er god, og det er lite behov for brenning av gass.

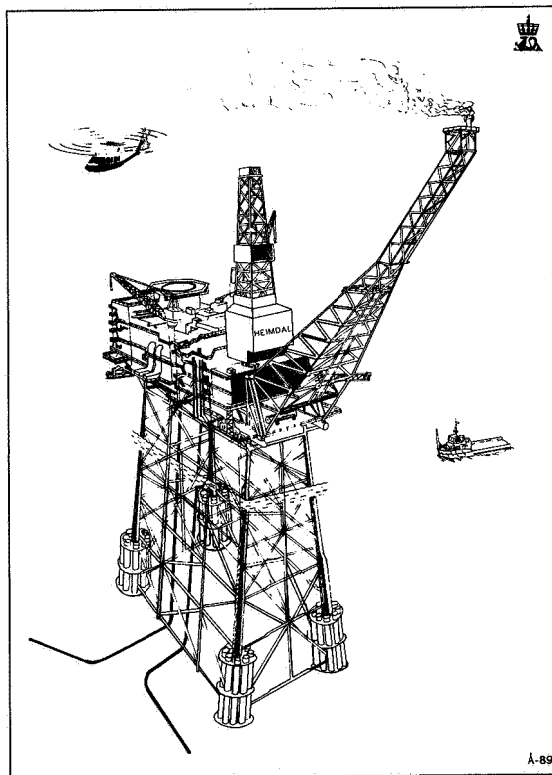
Produksjonsanlegg

Heimdal-feltet er bygget ut med en integrert stål-innretning med bore-, produksjon- og boligfunksjon (figur 2.5.5). Produksjonen startet opp i desember 1985, og leveransene av gass via Emden kom i gang i februar 1986.

Målesystem

Oljedirektoratet kontrollerer målesystemene for gass og kondensat. Kondensatmålesystemet kontrol-

Fig. 2.5.5
Innretning på Heimdal



leres i samarbeid med Department of Energy, da kondensatet transporteres via Forties rørsystemet fra Brae-feltet i britisk sektor til Cruden Bay i Skottland. Fra Heimdal til Brae-feltet blir kondensatet transportert i egen rørledning.

Transport

Gassen fra Heimdal-feltet blir transportert i Statpipe, og rørledningen fra Heimdal er tilknyttet Statpipe-systemet på stigerørsinnretning 16/11 S.

Kostnader

Totalt investeringer på feltet var ca 10.8 milliarder 1989-kroner. Totale driftskostnader ventes å bli 4.6 milliarder 1989-kroner.

2.5.6 Frigg-området

2.5.6.1 Frigg

Rettighetshavere:

Norsk del (60.82 %) (utvinningstillatelse 024)	
Elf Aquitaine Norge A/S	25.191 %
Norsk Hydro Produksjon A/S	19.992 %
Total Marine Norsk A/S	12.596 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	3.041 %

Britisk andel (39.18 %)

Elf Aquitaine UK Ltd	26.119 %
Total Oil Marine Ltd	13.060 %

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

Frigg-feltet ligger i blokk 25/1 og 30/10 på norsk sokkel og i blokkene 10/1, 9/5 og 9/10 på britisk sokkel (figur 2.5.6.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.

Utnyttelse av forekomstene

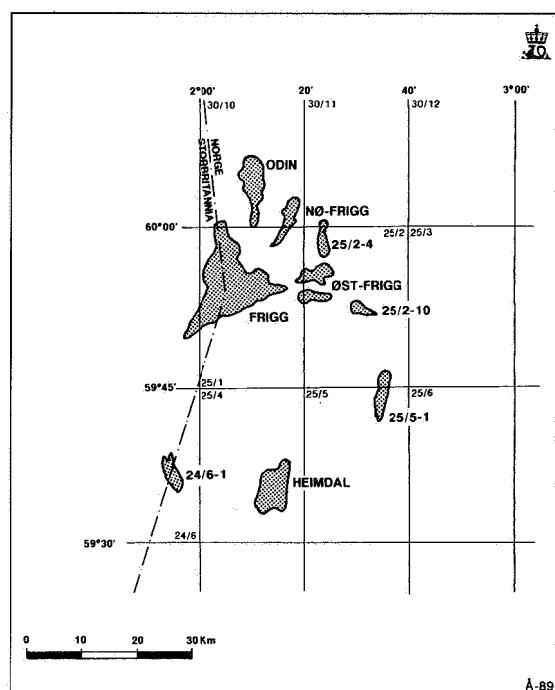
Norsk andel av de totale utvinnbare reserver er anslått til 107×10^9 Sm³ gass.

I 1984 ble det oppdaget tildels stor og ujevn vannstigning over feltet. Flere brønner ble boret/fordypet, og mye arbeid ble gjort for å avklare situasjonen. Det viste seg at vannet trenger inn i reservoaret i sørøst på grunn av mindre kontinuerlige skiferbarrierer der, og strømmer lateralt nordover. Dette forholdet, samt de studier som ble gjort, førte til at reserveanslaget ble redusert.

Det er observert formasjonsvann i alle produksjonsbrønner på CDP1. Syv av disse er per desember 1989 nedstengt. Innretningen er planlagt nedstengt i løpet av 1990. På DP2 er det observert vann i fire brønner. Produksjonen fra denne innretningen forventes å fortsette i ytterligere tre til fem år.

Nord for DP2 finnes en udrenert sone, og det er boret en tilleggsbrønn for å få produsert den gjenværende gassen. Det er også boret en brønn fra DP2

Fig. 2.5.6.a
Frigg-området



til den delen av reservoaret som ligger under CDP1 for å ta ut den gjenværende gassen etter at CDP1 er nedstengt.

Produksjonsanlegg

Frigg-feltet ble oppdaget våren 1971 og ble erklært kommersielt 25.4.1972. Feltet er bygget ut i tre faser. Fase 1 består av en produksjons- og en behandlingsinnretning på britisk del av feltet samt en boliginnretning (CDP1, TP1 og QP). Produksjonen fra disse innretningene startet 13.9.1977.

Fase 2 består av en produksjons- og en behandlingsinnretning plassert på norsk del av feltet (DP2 og TCP2). Produksjonen fra disse innretningene startet sommeren 1978. Figur 2.5.6.b viser innretningene på Frigg-feltet.

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

Gass fra Nordøst-Frigg, Odin og Øst-Frigg blir behandlet og målt på Frigg. Nye moduler for behandling av gass og kondensat fra disse feltene er installert på TCP2. Transport av gass fra Alwyn North-feltet på britisk side foregår via TP1.

Produksjonen fra CDP1 vil bli avsluttet i løpet av 1990, og innretningen med brønner vil bli sikret og tatt ut av bruk. Som en følge av dette vil TP1 bli omgjort fra en prosesseringsinnretning til en stigerørsinnretning. TCP2 vil bli modifisert for å tilpasse

kompressoranelegg til endrede trykkforhold og reduserte gassmengder.

Målesystem – Frigg-området

Tilsyn med målesystemene på Frigg, MCP-01, Alwyn North og St Fergus er utført i samarbeid med Department of Energy. Samarbeidet omfatter også de norske feltene Nordøst-Frigg, Øst-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.

Transport

Gassen transporteres 355 km 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 pumpeinnretningen 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. Terminalen vil også gjennomgå nye endringer da de nye feltene vil gi økende leveranse av petroleum i væskefase.

Kostnader

Totale investeringer i den norske delen av Frigg-feltet var ca 18.8 milliarder 1989-kroner. Investeringene i transportsystemet kommer i tillegg. Totale driftskostnader over feltets levetid er beregnet til å bli ca 8.7 milliarder 1989-kroner.

2.5.6.2 Øst-Frigg

Utvinningstillatelse 024 (blokk 25/1) og utvinningstillatelse 026 (blokk 25/2). (Figur 2.5.6.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. (Statoil)	5.00 %

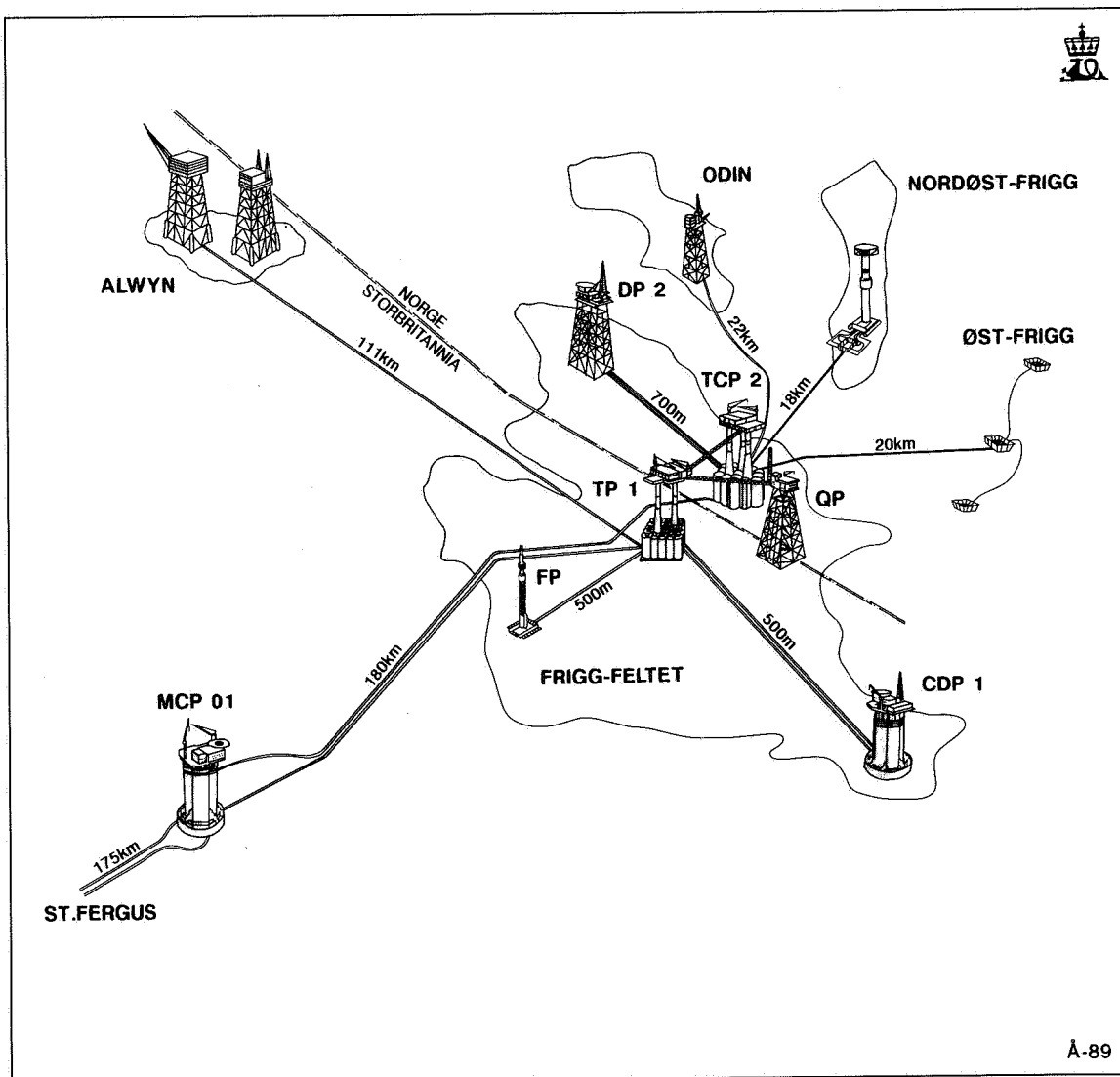
Utvinningstillatelse 112 (tidligere tilbakelevert del av blokk 25/2, nytildelt i 1985).

Rettighetshavere:

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

Øst-Frigg Alfa ble oppdaget i 1973 og Øst-Frigg Beta i 1974. Begge strukturene strekker seg inn i 25/1 og 25/2 og litt inn i det tidligere tilbakeleverte området. Reservene er fordelt med 95.129 % på utvinningstillatelse 024 og 026 og 4.871 % på utvinningstillatelse 112. Feltet ble erklært kommersielt i august

Fig. 2.5.6.b
Innretninger i Frigg-området



1984, og ilandføringssøknaden ble behandlet av Stortinget 14.12.1984. En utviklingsplan med 4 brønner ble godkjent av partnerne.

Oljedirektoratet ga tillatelse til produksjonsstart høsten 1988.

Utnyttelse av forekomstene

Øst-Frigg-feltet består av to hovedstrukturer, Alfa og Beta, tidligere kalt henholdsvis Øst-Frigg og Sør-Øst-Frigg. Produksjonen fra Øst-Frigg startet i august 1988 fra 4 brønner, to i hhv Alfa og Beta strukturen. Salget kom i gang 1.10.1988. Øst-Frigg er en del av samme trykksystem som Frigg-feltet, og gassen selges derfor til BGC innenfor den eksisterende salgsavtale.

Produksjonen på Frigg har imidlertid ført til betydelig trykkreduksjon og hellende væskekontakter

på Øst-Frigg, samt gasslekkasje på ca $6.4 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ fra Alfa. Beta-strukturens dype sadel mot vest har forhindret gasslekkasje over mot Frigg. I begge strukturene er en del gass innestengt i de allerede drenerte soner, og reserveanslaget er nå redusert til $7.5 \times 10^9 \text{ Sm}^3$; $3.7 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ og $3.8 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ i henholdsvis Alfa- og Betastrukturen.

På grunn av disse problemene er det blitt boret en tredje brønn på Alfa-strukturen, som ble satt i produksjon i 1989.

Siste produksjonsår antas å bli 1994 – i stedet for 2002 som opprinnelig planlagt. Dette skyldes ikke bare reduksjonen i reservene, men også en økning av produksjonsraten for feltet.

Produksjonsanlegg

Øst-Frigg-utbyggingen er basert på undervannstek-

nologi. To bunnrammer for produksjonsstasjonene og en sentral manifoldstasjon som knytter systemene sammen, ble plassert på havbunnen sommeren 1987, figur 2.5.6.b.

Disse undervannsproduksjonssystemer fjernstyres fra Frigg. Fra manifolden går en gass- og serviceledning til TCP2 hvor gassen prosesseres og sendes inn i Frigg-feltets transportsystem.

Foruten utbygging av undervannsproduksjonssystemer ble det frem til produksjonsstart foretatt modifikasjoner på Frigg-feltet for å kunne ta i mot gassen.

Kostnader

Totale investeringer på feltet var ca 2.4 milliarder 1989-kroner. Totale driftskostnader over feltets levetid er beregnet til å bli 0.7 milliarder 1989-kroner.

2.5.6.3 Nordøst-Frigg

Utvinningsstillatelse 024 (blokk 25/1)

Rettighetshavere:

Elf Aquitaine Norge A/S	41.42 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	32.87 %
Total Marine Norsk A/S	20.71 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	5.00 %

Utvinningsstillatelse 030 (blokk 30/10)

Rettighetshavere:

Esso Exploration & Production Norway Inc 100 %
Statoil har rett til 17.5 % av netto-overskudd før skatt.

Feltet Nordøst-Frigg ligger i blokkene 25/1 og 30/10 (figur 2.5.6.a), og ny fordeling av gassreservene i august 1984 ga henholdsvis 42 % og 58 % i hver av blokkene. Elf er operatør.

Utnyttelse av forekomstene

De totale utvinnbare reservene for Nordøst-Frigg er anslått til $11 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ gass.

Gass-salget fra Nordøst-Frigg kom i gang i oktober 1980 ved forhåndslevering fra Frigg. Siden produksjonsstart i desember 1983 har Nordøst-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 Nordøst-Frigg. Imidlertid har usikkerheten vedrørende Friggs produksjonstid ført til at partene har valgt å fremskynde tilbakeleveringen fra Frigg, slik at salget fra Nordøst-Frigg skal være lik produksjonen. En slik utbalansering skjedde i 1989.

Trykkmålinger foretatt før produksjonsstart påviste at reservoaret er i kommunikasjon med Frigg-feltet via den underliggende vannsonen. Feltet ventes å produsere frem til 1993.

Produksjonsanlegg

Gassfeltet Nordøst-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 (figur 2.5.6.b). I mai 1986 måtte en brønn plugges på grunn av lekkasje-problemer.

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

Kostnader

Totale investeringer på feltet var anslått til ca 2.5 milliarder 1989-kroner. Totale driftskostnader er beregnet til å bli ca 0.6 milliarder 1989-kroner.

2.5.6.4 Odin

Utvinningsstillatelse 030

Rettighetshaver:

Esso Exploration & Production Norway Inc 100 %

Statoil har rett til 17.5 % av netto-overskudd før skatt. Odin-feltet ligger i blokk 30/10 (figur 2.5.6.a), og Esso er operatør for Odin. Gassfeltet ble påvist i 1974, og utbyggingsplan ble vedtatt i 1980.

Utnyttelse av forekomstene

Totale utvinnbare reserver er anslått til $33 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ gass.

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 vannsonen. 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. For tilleggsreservene på $12 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ er det nå inngått avtale om transport- og behandlingstjenester med FNA-gruppen (Frigg Norwegian Association Group). Som følge av tilleggsreservene forlenges produksjonstiden med fire år, det vil si frem til 1997.

Produksjonsanlegg

Feltet er utbygd med en mindre stålinnretning med et forenklet prosess- og boreutstyr og et relativt lite boligkvarter (figur 2.5.6.b). En slik utbygging var mulig fordi en flyttbar innretning ble benyttet i en to-års periode, både i forbindelse med installasjonsarbeider og produksjonsboring.

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

Kostnader

Totale investeringer på feltet var ca 3.6 milliarder 1989-kroner. Totale driftskostnader over feltets levetid er beregnet til å bli ca 2.6 milliarder 1989-kroner.

2.5.7 Statfjord

Utvinningstillatelse 037

Rettighetshavere:

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

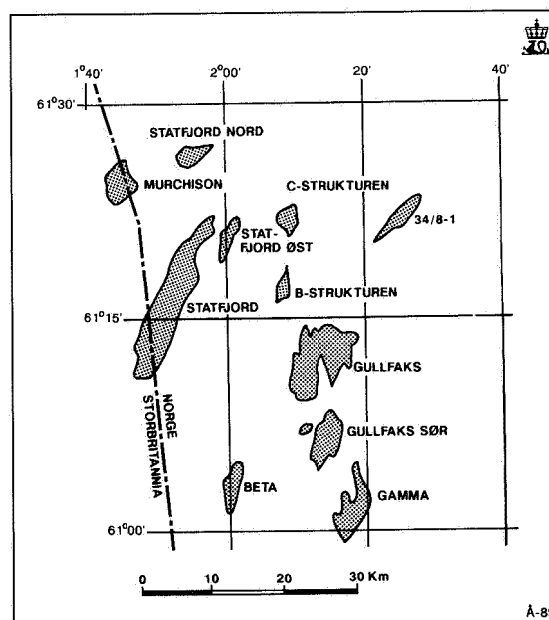
Utvinningstillatelse 037 ble tildelt i 1973. Den omfatter blokkene 33/9 og 33/12 (figur 2.5.7.a). Statfjord-feltet strekker seg over på britisk side hvor Conoco er operatør. Selve Statfjord-feltet ble oppdaget våren 1974 og ble erklært drivverdig samme år. Mobil var operatør på feltet inntil 1.1.1987, da Statoil overtok operatøransvaret. Statfjord-feltet er Norges største oljefelt. I november 1989 var det 10 år siden feltet kom i produksjon. Til nå har operatøren fulgt den opprinnelige feltutviklingsplanen.

Utnyttelsesgraden for anleggene på Statfjord-feltet har passert toppen. Ettersom Snorre-utbygging ble vedtatt i 1988, med tilhørende tilknytning til Statfjord A, medfører dette at anleggene på denne innretningen vil få en høyere utnyttelsesgrad fra 1992 enn hva som ellers ville vært tilfelle. Statfjord satellittene Nord og Øst planlegges utbygget som undervannsinstallasjoner, med tilhørende prosessering på Statfjord C. Dette vil øke utnyttelsesgraden av anleggene på denne innretningen fra slutten av 1993.

Utnyttelse av forekomstene

Oljedirektoratet antar at en oppnår en utvinningsgrad på ca 50 % totalt for feltet. De totale utvinnbare mengder olje i Brent-gruppen og Statfjord-for-

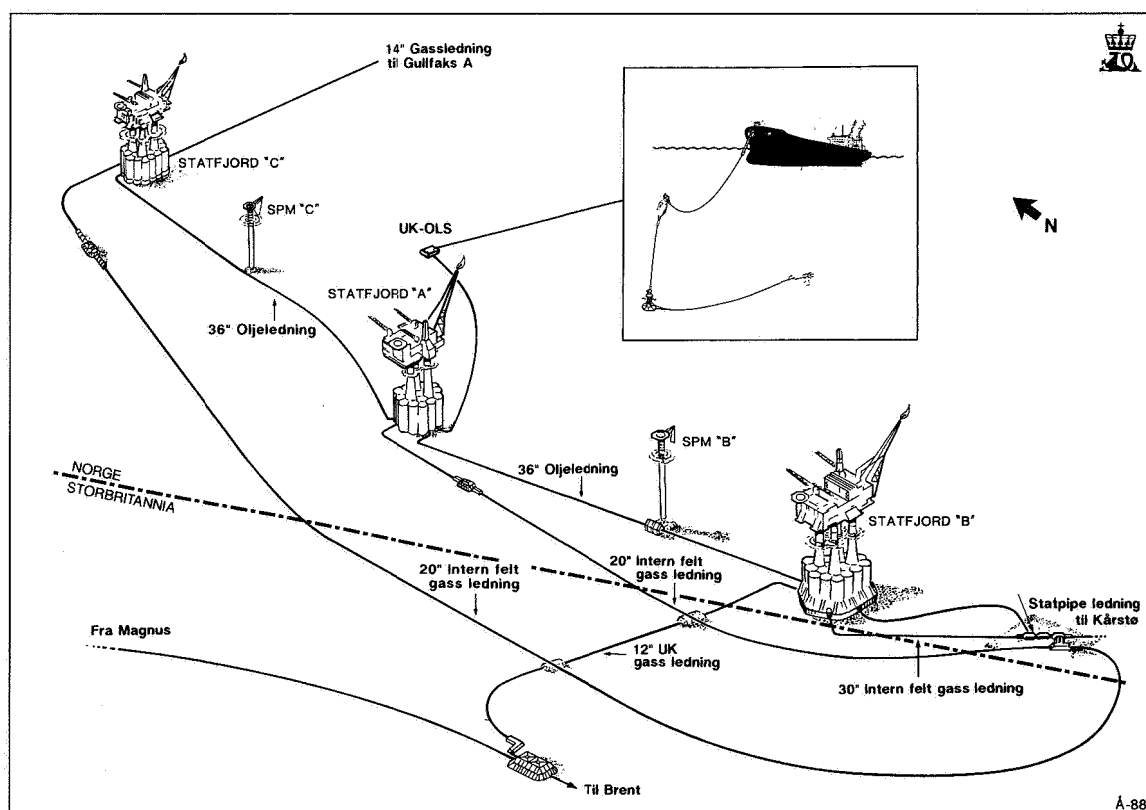
Fig. 2.5.7.a
Gullfaks- og Statfjord-området



masjonen er av Oljedirektoratet beregnet til 445.7 x 10⁶ Sm³. Mengden utvinnbar assosiert gass er beregnet til 58.6 x 10⁹ Sm³ tørr gass og 18.4 x 10⁶ tonn NGL. Produksjonsstrategien som følges er basert på å maksimere produksjonsrater og utvinningsgrad ved å kontrollere trykkforholdene i reservoarene. Dette gjøres ved injeksjon av vann i Brent-gruppen og injeksjon av gass i Statfjord-reservoaret. En gasskappe har nå etablert seg i toppen av Statfjord-reservoaret. Dette har ført til økt gass/olje forhold i samtlige produsenter i dette reservoaret. For å få en bedre utnyttelse av de gjenværende reservene har operatøren utarbeidet en revidert produksjonsstrategi for feltet, når det gjelder hvordan brønnene skal disponeres.

Den gjeldende reservefordelingen, som ble godkjent av myndighetene i 1979, er 15.90678 % på britisk side og 84.09322 % på norsk side. Refordelingsforhandlinger for feltet startet i 1985 og alle tilgjengelige data frem til juni 1985 blir brukt i disse forhandlingene. Nye refordelingsforhandlinger som bruker alle data tilgjengelig frem til juni 1989 startet sommeren 1989. Begge disse refordelingsforhandlingene har resultert i nye foreløpige tall for fordelingen. Det er imidlertid uenighet om tolkningen på visse punkter. Disse uenighetene legges frem for nøytrale eksperter slik som avtalen mellom rettighetshaverne på britisk og norsk side anviser. Norske myndigheter har godkjent ekspertene som er foreslått. Fra de britiske myndigheter foreligger det derimot ingen slik godkjennelse. Når ekspertavgjørelsene foreligger skal korrigerte tall legges frem for begge lands myndigheter til godkjenning.

Fig. 2.5.7.b
Innretninger på Statfjord-feltet



Produksjonsanlegg

Feltet er utbygd i tre faser med fullt integrerte innretninger, A, B og C (figur 2.5.7.b).

Statfjord A

Statfjord A-innretningen er plassert nær sentrum av Statfjord-feltet. Det er en fullt integrert innretning med betongunderstell bestående av 14 lagerceller og tre sjaft. Dekket er av stål. Produksjonskapasiteten er 55 000 Sm³ per døgn, fordelt på to produksjonslinjer. I 1988 ble kapasiteten for vannbehandlings-systemet øket, for å kunne håndtere de økende vannmengdene fra de ulike brønner. Innretningen kom i produksjon 24.11.1979 og er utbygget med 36 brønner, hvorav 22 er oljeproducenter, 10 er vanninjektorer og fire er gassinjektorer. I 1986 ble det som lastebøye til Statfjord A installert en ny type bøye. Grunnen til at opprinnelig lastebøye måtte fjernes var omfattende mekaniske problemer. Den nye bøyen har ca 5 000 m³ per time i lastekapasitet, mens den gamle hadde en lastekapasitet på ca 8 000 m³ per time.

Statfjord B

Statfjord B-innretningen er plassert i den sørlige del av Statfjord-feltet. Det er en fullt integrert innretning med betongunderstell bestående av 24 lagercel-

ler og fire sjaft. Dekket er av stål. Produksjonskapasiteten er 39 800 Sm³ per døgn i en produksjonslinje. Også på Statfjord B har det vært nødvendig å øke vannbehandlingskapasiteten for å kunne håndtere økende vannmengder fra de ulike brønner. Innretningen kom i produksjon 5.11.1982, og er utbygget med 30 brønner, hvorav 20 er oljeproducenter, åtte vanninjektorer og to gassinjektorer. I 1988 ble det avdekket alvorlige mekaniske problemer også for lastebøyen til Statfjord B. Det ble i 1989 besluttet å bytte denne ut med en ny bøye av samme design som for Statfjord A. Ny bøye er planlagt tatt i bruk 15.9.1990. Den nye bøyen vil ha samme lastekapasitet som den gamle, (ca 8 000 m³ per time).

Statfjord C

Statfjord C-innretningen er plassert i den nordlige del av Statfjord-feltet. Det er en fullt integrert innretning, konstruksjonsmessig identisk med Statfjord B. Statfjord C fikk også øket kapasitet på vannbehandlings-systemet i 1988. Innretningen kom i produksjon 26.6.1985 og er utbygget med 25 brønner, hvorav 15 er oljeproducenter, åtte er vanninjektorer og to er gassinjektorer.

Målesystem

Målesystemene for fiskal olje- og gassmåling på

Statfjord A, B og C har vært preget av stabil drift gjennom 1989.

Et nytt prøvetakingsystem ble satt i drift i 1989.

På Statfjord B og C har man i flere år observert væske i gassfasen som måles, noe som gir en underestimert av gasstrøm. Dette forhold er nå blitt forbedret gjennom fysiske prosessmodifikasjoner og kjemikalieinjeksjon.

Transportsystemer

Gass transporteres via Statpipe-rørledningen. Storbritannia tar ut sin del av gassen gjennom NLGP (Northern Leg Gas Pipeline), med en 12 tomers ledning fra Statfjord B. Stabilisert olje oppbevares i lagerceller før den blir transportert videre med tankskip.

Gassbrenning

Gassmengden som har vært brent via fakkell på Statfjord-feltet i 1989 er i gjennomsnitt 240 000 Sm³ per dag. Dette tilsvarer 1.1 % av gassproduksjonen og utgjør 60 % av det maksimalt tillatte kvantum. Utenom de vanlige vedlikeholdsrutinene har det vært enkelte problemer med kompressorer og reinjeksjonsutstyr.

Kostnader

Totale investeringer på Statfjord-feltet frem til år 2010 antas å ville bli ca 55 milliarder 1989-kroner. Totale driftskostnader frem til år 2010 er beregnet til 55 milliarder 1989-kroner. Beløpene gjelder for norsk andel (84.09 %).

2.5.8 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 Development Norway A/S	3.3300 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	11.1000 %
Norske Conoco A/S	2.2200 %
Esso Exploration & Production Norway A/S	2.2200 %
A/S Norsk Shell	2.2200 %
Saga Petroleum a.s	0.4162 %
Amoco Norway Oil Company	0.2313 %
Amerada Hess Norge A/S	0.2313 %
Enterprise Oil Norway A/S	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 (figur 2.5.7.a). Den norske andelen er på 22.2 %. Utbyggingen av Murchison-feltet ble igangsatt i 1976 av de britiske rettighetshaverne. Feltet ble erklært drivverdig sommeren 1977, og Statoil tiltrådte erklæringen sommeren 1978.

Utnyttelse av forekomstene

De utvinnbare reservene for hele feltet er 53 x 10⁶ Sm³ olje og 1.2 x 10⁹ Sm³ gass. Feltet har produsert opp mot maksimal behandlingskapasitet siden 1981. 1984 var siste året med platåproduksjon. Det er nå vanngjennombrudd i alle produksjonsbrønnene.

Produksjonsanlegg

Feltet er bygget ut med en integrert innretning av stål med en produksjonskapasitet på 26 200 Sm³ per døgn (figur 2.5.8). Innretningen kom i produksjon den 28.9.1980. Den første tiden ble det produsert fra 2 havbunnskompletterte brønner. Nåværende produksjon ligger rundt 6 500 Sm³ olje per døgn. Innretningen har tilsammen 27 brønnsliesser. Hittil er 27 brønner komplettert, hvorav 18 er produksjonsbrønner og 9 er vanninjeksjonsbrønner. Satellittbrønnene er nå forlatt.

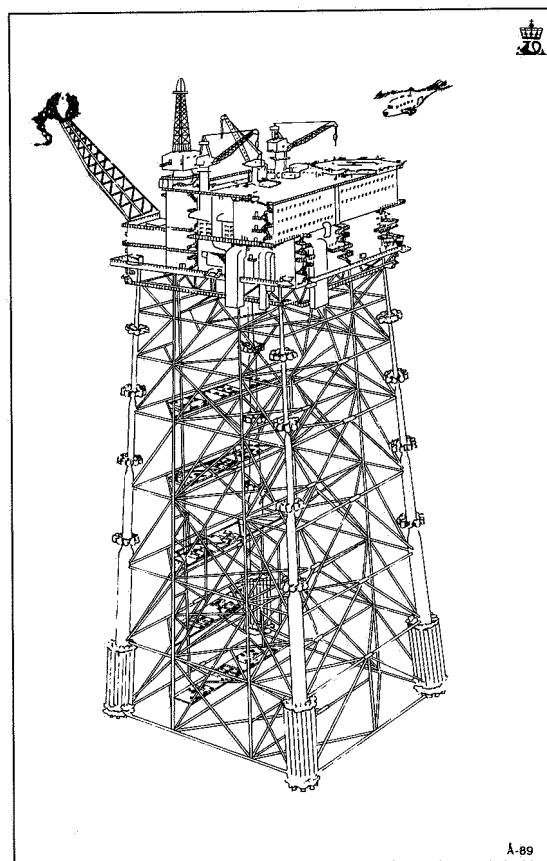
Målesystem

Driftskontroll blir foretatt årlig i samarbeid med Department of Energy.

Transport

Regjeringen ga ved kgl res av 24.9.1982 samtykke til ilandføring av den norske del av Murchison-gassen

Fig. 2.5.8
Innretning på Murchison



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 Liquified and Associated Gas Gathering System). Gassleveransene gjennom NLGP startet 20.7.1983. Olje fra Murchison sendes i rørledning til Sullom Voe på Shetland.

Gassbrenning

Den innrapporterte mengde gass som er avbrent via fakkell på feltet det siste året er 95 000 Sm³ per dag (ca 22 000 Sm³ per dag norsk andel). Dette tilsvarer ca 18 % av gassproduksjonen. Sikkerhetsmessige forhold på Brent-feltet førte til at gass og oljeproduksjon fra Murchison måtte stoppes i en periode. Etter oppstart ble gassavbrenningen økt noe utover det normale volum den første perioden på grunn av feil med gassinjeksjonskompressoren.

Kostnader

Totale investeringer på Murchison-feltet frem til 1995 antas å bli ca 3.7 milliarder 1989-kroner. Totale driftskostnader er beregnet til å bli ca 1.7 milliarder 1989-kroner. Beløpene gjelder for norsk andel (22.2 %).

2.5.9 Gullfaks

Utvinningstillatelse 050 (blokk 34/10)

Rettingshavere:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	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 nordøstlige delen av blokk 34/10 og dekker et område på ca 200 km². Figur 2.5.7.a viser feltets beliggenhet. Feltet ble oppdaget i 1978. Feltutviklingsplanene for fase 1 og fase 2 ble godkjent i henholdsvis 1981 og 1985.

Gullfaks-feltet er relativt gruntliggende, og er oppdelt av forkastninger i flere skråstilte og roterte forkastningsblokker. Reservoarbergarten er sandstein av jura alder. Blokkene har varierende grad av helling og området er tildels kraftig erodert. De strukturelle forhold i det østlige området er vanskelige å kartlegge på grunn av dårlige seismiske data. Feltets kompliserte geologi er blitt bekreftet under produksjonsboring i fase 1, med tildels store overraskelser med hensyn til forkastningsmønsteret. Forkastningene er imidlertid mindre forseglende enn først antatt.

Reservoaregenskapene i fase 1-utbyggingen viser seg å være gode, spesielt i øvre del av Brent-gruppen. Reservoarene fase 1 og 2 er adskilt av en nord-sørgående hovedforkastning som er antatt å være

forsegelende. Forkastninger med mer enn 100 m høydeforskjell avgrenser feltet i sør, øst og nordøst.

Reservene er fordelt mellom Brent-gruppen, Cook- og Statfjord-formasjonene. Over 80 % av reservene er i Brent. Operatøren har i 1989 gjort nye reserveberegninger som resulterte i en økning av oljereservene til 230.0 x 10⁶Sm³. Reservene fordeler seg med 61 % i fase 1 og 39 % i fase 2.

Ved utgangen av 1989 er kumulativ produksjon og injeksjon henholdsvis 28.05 x 10⁶ Sm³ olje og 27.04 x 10⁶ Sm³ vann. Fra fase 2 startet produksjonen i desember 1989. Det injiseres vann for å opprettholde reservoartrykket og gi en effektiv fortregning av olje. En har allerede fått vanngjennombrudd i flere produsenter. For å begrense denne utviklingen bores noen injeksjonsbrønner med høy kapasitet i større avstand fra produsentene. Flere brønner er begrenset i rate på grunn av sandproduksjon både i øvre og nedre Brent. For å avhjelpe dette problemet blir en del av brønnene gruspakket.

Alternative utvinningsmetoder blir også vurdert, så som injeksjon av gass, VAG (vann-alternerende-gass) og tensider. Pilotforsøk både med VAG og tensider blir nærmere vurdert.

Produksjonsanlegg

Fase 1 består av to innretninger, Gullfaks A og B. De er av condeep type, med understell av betong og dekkstramme av stål. Se figur 2.5.9.

Gullfaks A er plassert på den sørlige delen, og Gullfaks B er plassert på den nordvestre delen av feltet.

Gullfaks A er en fullt integrert prosess-, bore- og boliginnretning. Gullfaks B er en forenklet innretning med kun førstetrinns separasjon.

Olje fra Gullfaks B overføres til Gullfaks A og C for videre prosessering og lagring.

Gullfaks A ble satt i produksjon 21.12.1986 og Gullfaks B fra 29.2.1988.

Gullfaks C er lokalisert på feltets østre del og skal utvinne ressursene i Gullfaks-feltets fase 2. Den ble slept ut til feltet våren 1989. I hovedsak er den bygget som en kopi av Gullfaks A som en fullt integrert prosess-, bore- og boliginnretning.

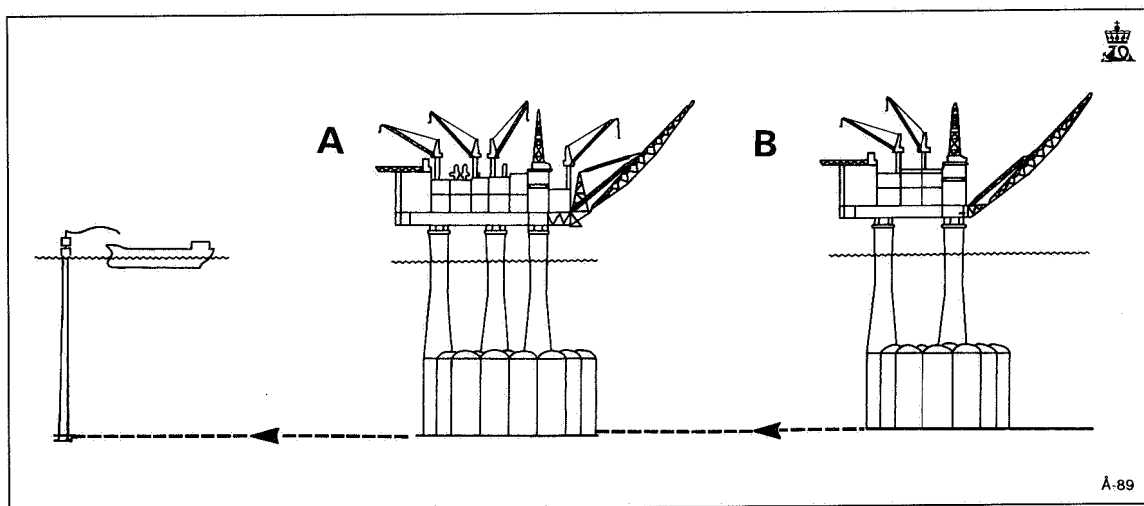
Gullfaks C startet produksjonen med olje overført fra Gullfaks B den 4.11.1989. Produksjon fra egen brønn startet årskiftet 1989/90.

Prosesskapasiteten på Gullfaks A er oppgradert til 52 000 Sm³ per dag stabilisert olje. Innretningen har ved utgangen av året 16 produksjonsbrønner og 7 vanninjeksjonsbrønner.

Prosesskapasiteten på Gullfaks B for førstetrinns separasjon er ca 30 000 Sm³ per dag. Ved årets utgang vil det være åtte produksjonsbrønner og fire vanninjektorer.

Gullfaks A og C har lagerceller for lagring av den stabiliserte olje. Prosessert gass fiskalmåles kontinuerlig på Gullfaks A og C før den sendes inn i Statpipe-systemet.

Fig. 2.5.9
Innretninger på Gullfaks Fase 1



Gassbrenning

Den innrapporterte mengde gass som er avbrent på Gullfaks-feltet i 1989, er 182 000 Sm³ per dag. Dette er 4.5 % av gassproduksjonen og utgjør 60 % av maksimalt tillatt mengde.

Kostnader

De estimerte totale utbyggingskostnader utgjorde ved utgangen av 1989 54.7 milliarder 1989 kr. Av dette er 50.2 milliarder (92 %) påløpt ved utgangen av 1989.

2.5.10 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 (figur 2.4.5).

Eierfordeling for Oseberg

Den delen av utvinningstillatelsene som omfatter Oseberg er unitisert mellom de to utvinningstillatelsene. Rettighetshaverne har antatt en foreløpig fordeling av reservene på 60 % i blokk 30/6 og 40 % i blokk 30/9. Statoils eierandel er økt på Oseberg etter at glideskalaen er utøvet overfor de utenlandske selskapene. Siste økning skjedde fra 1.4.1988 i forbindelse med godkjenning av revidert plan for utbygging og drift (PUD).

Eierinteressene i det unitiserte Oseberg-feltet er (fra 1.4.1988):

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	65.04 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	13.75 %
Saga Petroleum a.s	8.61 %
Elf Aquitaine Norge A/S	5.60 %
Mobil Development Norway A/S	4.20 %
Total Marine Norsk A/S	2.80 %

Utnyttelse av forekomstene

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 frem i juni 1983. Stortinget behandlet utbyggingsøknaden i vårsesjonen 1984. En revidert plan for utbygging og drift ble godkjent i januar 1988. Hovedinnholdet i den var en fremskyndning av utbyggingen av den nordlige delen av feltet (fase 2) og en økning av produksjonsraten fra feltetsenteret i sør.

Hydro la i november 1987 frem en revidert plan for utbygging og drift for Oseberg. Oseberg C-innretningen planlegges oppgradert fra en satellitt-innretning til en integrert produksjons-, bore- og boliginnretning (PDQ) med bruk av støttefartøy i borefasen. Tidspunkt for produksjonsstart var fremskyndet fra 1995 til desember 1990. I løpet av 1988 ble det klart at denne planen ikke holdt, og produksjonsstart for C-innretningen er nå planlagt til oktober 1991.

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 ble avsluttet våren 1988.

Ordinær produksjon startet i desember 1988 fra totalt ti forborede brønner (åtte produsenter og to gassinjektorer). Som følge av de forborede brønnene nådde man raskt full produksjon, men visse innkjøringsproblemer førte til betydelig gassbrenning den første tiden. Dette forhold bedret seg imidlertid betydelig i løpet av året inntil man hadde et normalt nivå i slutten av 1989.

Oseberg inneholder ikke tilstrekkelig gass til injeksjon for trykkvedlikehold. Det er derfor bygget og installert et undervannsproduksjonsanlegg på Troll-feltet (TOGI) 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 1991. I forbindelse med fremskyndingen av Oseberg 2, planlegger operatøren å hente ytterligere injeksjonsgass fra et satellittfelt på vestflanken av Oseberg, Gamma Nord. Fra denne strukturen skal det injiseres ca $4 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ gass over en seksårs periode fra oppstart av C-innretningen. Mesteparten av den injiserte gassen kan gjenvinnes under gassproduksjonsfasen på Oseberg som forventes å vare fra 2002 til ca 2020.

Kjemisk flømming

I forbindelse med at vanninjeksjon ble planlagt som drivmekanisme for hovedreservoaret i Alfa-strukturen, ble det satt i gang et prosjekt for å undersøke muligheten for å øke utvinningen ved å tilsette overflateaktive stoffer (surfaktanter) til injeksjonsvannet. Dette prosjektet fortsatte etter at gassinjeksjon ble valgt for Alfa-strukturen med tanke på bruk i Alfa Nord-reservoaret hvor oljen skal utvinnes med vanninjeksjon.

Det har i 1989 vært stor aktivitet innen prosjektet for å definere surfaktantsystem og muligheten for et pilotforsøk for surfaktantinjeksjon i en avgrenset del av reservoaret. Litt arbeid gjenstår og det er ventet en beslutning om eventuelt pilotforsøk sommeren 1990.

Produksjonsanlegg

Oseberg bygges ut i to faser. Fase 1 er utbygget med et feltcenter i sør med to innretninger. Oseberg A, en prosess- og en boliginnretning med betongunderstell, og Oseberg B, en bore- og vanninjeksjonsinnretning med stålunderstell. Den midtre delen av feltet dreneres med to undervannskomplettete brønner knyttet til feltcenteret. Produksjonsstart for Oseberg feltcenter var 1.12.1988. Gjennomsnittlig oljebehandlingskapasitet er ca $45\,000 \text{ Sm}^3$ per dag.

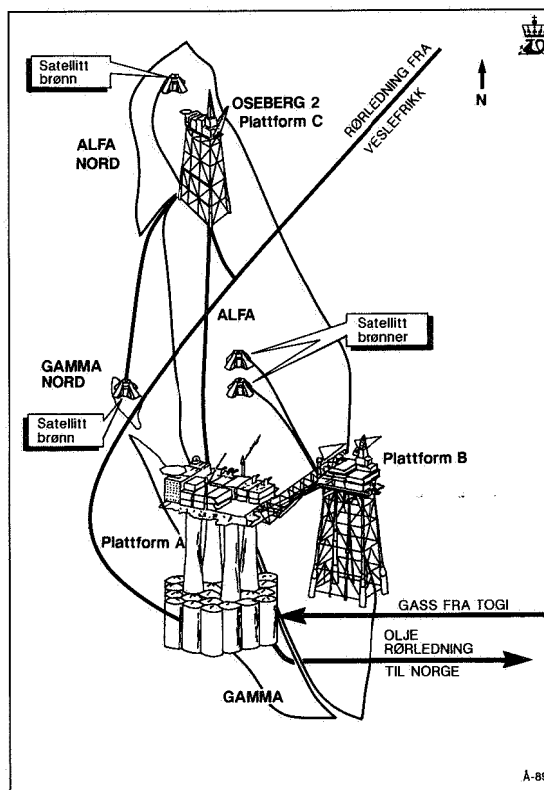
Fase 2 omfatter utbygging av den nordlige delen av feltet. I den reviderte planen for Oseberg er C-innretningen oppgradert fra en satellittinnretning til en integrert produksjons-, bore- og boliginnretning (PDQ) med bruk av støttfartøy i borefasen. Tidspunkt for produksjonsstart er fremskyndet fra 1995 til oktober 1991. Gjennomsnittlig oljebehandlingskapasitet er $14\,300 \text{ Sm}^3$ per dag.

En oversikt over innretningene er vist på figur 2.5.10.

Brenning av gass

Fra produksjonsstart den 1.12.1988 og frem til februar 1989 ble all assosiert gass avbrent. Fra dette tidspunkt startet gassinjeksjonen. Imidlertid opptrådte det mange produksjonsforstyrrelser i første halvår. Dette medførte betydelige mengder avbrent gass (ca 30 % avbrent gass og ca 68 % injisert gass av total produsert gassmengde). I løpet av andre halvår er betydelige produksjonstekniske forbedringer oppnådd slik at man for hele andre halvår har en avbrent gassmengde på omkring 3 % av total produ-

Fig. 2.5.10
Eksisterende og planlagte innretninger på Oseberg



sert gassmengde. Av den totale gassproduksjon på $1\,837$ millioner Sm^3 i 1989 er ca 15 % avbrent via fakkell.

Målesystem

Oljemålesystem på Oseberg A og Sture I-eksportmålesystemet ble tatt i bruk i desember 1988. Begge systemer er blitt kalibrert i løpet av 1989.

Eksportmålesystem Sture II ble tatt i bruk medio 1989. Målestasjonen for Oseberg C er blitt kalibrert og utprøvd på byggested før forsendelse til verft for innmontering i modul.

Gassmålesystem for kjøp av injeksjonsgass fra Troll (TOGI) ble levert fra byggested i februar 1989. Den bygges nå inn i prosessmodulen på verftet. Modulen er planlagt montert på Oseberg A høsten 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 $95\,000 \text{ Sm}^3$ per døgn. Største vannedyp for ledningen er ca 350 meter.

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. Opera-

tør for rørledningen og terminalen er Hydro. Oseberg Transport System ble tatt i bruk ved oppstart av Oseberg.

Oseberg Transport System består av følgende hovedelementer:

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

Gasseksporten fra Oseberg vil etter de nåværende planer starte i 2002. Gassen er ikke solgt, og det er ikke tatt standpunkt til hvordan denne gassen skal transporteres.

Kostnader

Ved utgangen av 1989 var det investert ca 28 milliarder 1989-kroner i Oseberg-feltet. Totale investeringer er antatt å bli ca 37 milliarder 1989-kroner. Totale driftskostnader er forventet å bli ca 31 milliarder 1989-kroner til og med år 2011. Kostnadene er eksklusive transportsystemet OTS.

OTS-kostnader

Totale investeringer er ca 4.3 milliarder 1989-kroner. Driftskostnadene forventes å bli ca 3.2 milliarder 1989-kroner til og med år 2000.

2.5.11 Veslefrikk

Utvinningstillatelse 052

Rettighetshavere:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	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 sørøst i blokk 30/3 som ble tildelt i 1979 med Statoil som operatør. Det er boret fire letehull i blokken og to letehull på selve Veslefrikk-strukturen. I begge disse hullene ble det påvist olje i to forskjellige nivåer i sandsteiner i Brent- og Cook-formasjonene.

Drivverdighetsrapporten ble fremlagt for partnerne i november 1986. Plan for utbygging og drift ble fremlagt i februar 1987 og godkjent ved behandlingen av St prp nr 73 1987 (1986-1987).

Utnyttelse av forekomstene

Veslefrikk består av en enkel struktur med nedforkastede områder på alle sider. Olje utvinnes fra to geologiske sandsteinsformasjoner, Brent og Intra Dunlin. Operatøren har anslått total oljeutvinning fra feltet til $36.4 \times 10^6 \text{ Sm}^3$, og total produksjon av assosiert tørrgass til $3 \times 10^9 \text{ Sm}^3$. Utvinningen skjer ved vanninjeksjon. I tillegg påviste de første forborede produksjonsbrønnene ressurser i Statfjord- og Tarbert-reservoaret.

Produksjonsanlegg

Feltet er bygget ut med en fast brønnhode-innretning med stålunderstell, og en halvt nedsenkbar innretning med prosessanlegg og boligkvarter. Brønnhode-innretningen er installert over en ramme med seks forborede brønner. Den halvt nedsenkbare innretningen (tidligere boreinnretningen «West Vision») er forankret og tilkopleet den faste brønnhode-innretningen.

Figur 2.5.11 viser innretningene på Veslefrikk.

Transport

En oljerørledning er tilkopleet Oseberg-transportsystem for transport til Sture-terminalen. Gass kan transporteres via Statpipe-systemet. Gassen er ennå ikke solgt.

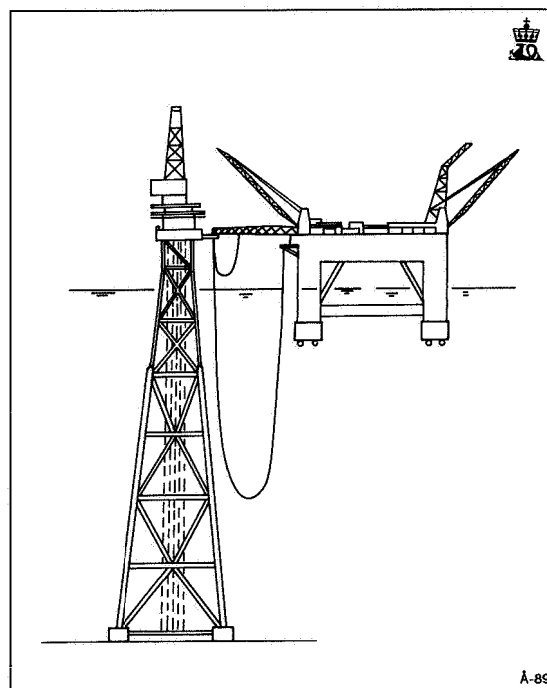
Kostnader

Utbyggingen er beregnet til å koste ca 6.9 milliarder 1989-kr inkludert brønnkostnader. De lave kostnadene og den korte byggetiden gjør at feltet er lønnsomt selv med dagens oljepriser. Feltet kom i produksjon 26.12.1989.

Beredskap

Oljedirektoratet 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
Innretninger på Veslefrikk



Målesystem

Målestasjonene for olje og gass er installert og uttestet på Veslefrikk B i 1989.

2.6 TRANSPORTSYSTEM FOR GASS OG OLJE

2.6.1 Eksisterende transportsystem

Det eksisterer tre ilandføringsrørledninger for olje og fire for gass fra norsk sokkel. Fra Heimdal går det en kondensatledning, som hovedsakelig transporterer britisk olje og kondensat. Den britiske andel av gass fra Statfjord transporteres via NLGP til St Fergus. En skisse over transportsystemet for olje og gass på norsk side i Nordsjøen er vist i figur 2.6.

Oljeledningen fra Ekofisk-området, (inkludert Ula- og Valhall-ledningen) går til Teesside i Storbritannia. Oljetransport fra Oseberg startet sent i 1988 og går til Sture. Kondensat fra Heimdal transporteres til Cruden Bay i Storbritannia. Gassledningene Statpipe og Norpipe ble knyttet sammen i 1986 og ender opp i Emden i Vest-Tyskland. Gass fra Frigg transporteres til St Fergus.

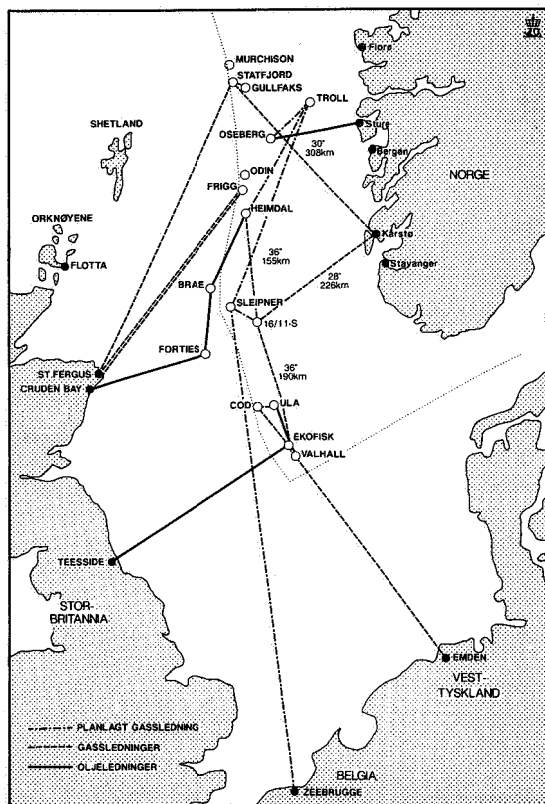
Gasstransport, Statpipe

Gasstransportsystemet Statpipe er dannet med følgende interessenter:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	58.25 %
Elf Aquitaine Norge A/S	10.00 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	8.00 %

Fig. 2.6

Transportsystemer for olje og gass i Nordsjøen



Mobil Development Norway A/S	7.00 %
Esso Exploration and Production A/S	5.00 %
A/S Norske Shell	5.00 %
Total Marine Norsk A/S	3.00 %
Saga Petroleum a.s	2.00 %
Norske Conoco A/S	1.75 %

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 stigerørsinnretning i blokk 16/11 og en rørledning til stigerørsinnretning ved Ekofisk Senter.

Kårstø

Den første Nordsjø-gassen ble ilandført på Kårstø i mars 1985. Transportkapasiteten fra Statfjord til Kårstø er 8×10^9 Sm³ våtgass per år. Kårstøanlegget har en behandlingsskapasitet på 5×10^9 Sm³ våtgass per år. Tørrgassledningen til Ekofisk Senter har en transportkapasitet på 17×10^9 Sm³ per 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 kompressorinnretning ved siden av stigerørsinnretningen 16/11 S. Det er inngått en rammeavtale med Norpipe A/S og Phillips-gruppen om bruk av Ekofisk Senter og rørledningen til Emden.

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

K-lab er et anlegg for fullskala testing og utvikling av fiskalt gassmåleutstyr som er bygget i forbindelse med Kårstøanlegget. K-lab ble tatt i bruk i 1988. Det eies av Statoil med 2/3 og Total med 1/3.

Målesystem

Måling av gass levert fra Kårstø-terminalen er utført i henhold til gjeldende regelverk og standarder i 1989. For LPG-eksport er propanmålingene basert på det dynamiske målesystemet, mens butan og nafta er blitt målt ved hjelp av skipsmålinger.

Primo 1990 vil alle LPG-målingene være basert på dynamisk måling.

Gasstransport, Norpipe A/S

Rørledningssystemet for transport av naturgass fra Ekofisk til Emden i Vest-Tyskland er eid av Norpipe A/S. Norpipe A/S er et aksjeselskap som eies 50/50 av Statoil og Phillips-gruppen.

Emden

Eier av anleggene ved Emden-terminalen er Norsea Gas A/S. Ilandføringsrettighetene til Emden-områ-

det holdes av Norse Gas GmbH. Norse Gas A/S og Norse Gas GmbH eies av Phillip-gruppen. Phillips Petroleum Norsk A/S er operatør på vegne av Phillips-gruppen.

Gasstransport, Ula

Rettighetshavere:

BP Norway Limited U.A	57.5 %
K/S A/S Pelican	5.0 %
Conoco Norway Inc	10.0 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	12.5 %
Svenska Petroleum Exploration	15.0 %

Gasstransport, Frigg

Den norske Frigg-rørledningen eies av de norske Frigg-partnerne. Eierandelene ble forandret i 1988 og er nå:

Elf Aquitaine Norge A/S	26.42 %
Norsk Hydro Produksjon A/S	32.87 %
Total Marine Norsk A/S	16.71 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	24.00 %

Total Oil Marine UK er operatør.

Innretningen MCP-01 midtveis mellom Frigg og St Fergus er 50 % norskeid, kompresjonsanlegget på innretningen som er installert grunnet Odin-produksjon, er 100 % norsk. Totale investeringer for den norske delen av transportsystemet var på ca 10.7 milliarder 1989-kroner.

St Fergus

Terminalen eies av de norske Frigg-partnerne og britiske Frigg-partnere (Elf-UK 66 2/3 %, Total UK 33 1/3 %). De ulike prosess-moduler på terminalen eies enten kun av en av disse eiergruppene eller av begge. Total Oil Marine UK er operatør.

Oljetransport, Norpipe A/S

Rørledningssystemet for transport av olje fra Ekofisk-feltene, Ula og Valhall til Teesside i Storbritannia er eid av Norpipe A/S. Norpipe A/S er et aksjeselskap som eies 50/50 av Statoil og Phillips-gruppen.

Teesside

Eierforholdet til anleggene ved Teesside-terminalen er delt mellom Norpipe A/S og Phillips-gruppen, gjennom Norpipe Petroleum UK Ltd og Norse Pipeline Ltd. Phillips Petroleum Company UK Ltd er operatør på vegne av Norpipe A/S og Phillips-gruppen. Norpipe Petroleum UK Ltd er et aksjeselskap som eies 50/50 av Statoil og Phillips-gruppen. Norse Pipeline Ltd eies av Phillips-gruppen.

Oljetransport, Oseberg

Ledningen har en diameter på 711 mm og en kapasitet på 95 000 Sm³ per døgn. Største vanddyb 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. Hydro er operatør for rørledningen og terminalen. Oseberg Transport System ble tatt i bruk ved oppstart av Oseberg.

Oseberg Transport System består av følgende hovedelementer:

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

Transportsystemet ble satt i drift i desember med første eksportoljelast 20.12.1988.

Oljetransport Veslefrikk

Oljeledningen fra Veslefrikk til Oseberg A er 37 km lang og har en diameter på 406 mm. Denne ledningen kople Veslefrikk-feltet sammen med OTS (Oseberg Transportation System), slik at olje fra Veslefrikk kan eksporteres ut fra Sture-terminalen. Denne eksport av olje beregnes å starte januar 1990.

For salg av gass fra Veslefrikk er det lagt ut et 24 km langt rør med en diameter på 255 mm som er koplet sammen med Statpipe i et T-bend øst for Oseberg.

2.6.2 Planlagte transportsystemer

Gasstransport Zeepipe

Zeepipe er en vedtatt utbygget gassrørledning som skal gå fra Troll via Sleipner til Zeebrugge i Belgia. Utbyggingen vil foregå i flere faser, hvorav første fase fra Sleipner til Zeebrugge er planlagt ferdig i 1993. Forbindelsen Troll-Sleipner planlegges etablert i 1996 og forbindelsen Troll-Heimdal i 1998. Endelig alternativ på tilknytning til Troll vil først foreligge når det endelige Troll-konsept blir bestemt våren 1990.

I utbyggingsfase 1 er det bestemt at rørdimensjonen skal være 1 016 mm, og i de senere faser vil sannsynligvis også denne dimensjonen bli brukt. Maksimal kapasitet er beregnet til ca 20 milliarder Sm³ per år.

Den planlagte ubemannede stigerørsinnretningen mellom Sleipner og Zeebrugge som tidligere lå inne i utbyggingsplanen, er utelatt til fordel for et undervannsforbindelsepunkt. En endelig avgjørelse om å benytte et slikt forbindelsepunkt blir tatt sommeren 1990.

Detaljprosjektering av rørledningen startet i løpet av høsten 1989, samtidig som bygging av mottaksterminal i Zeebrugge er påbegynt. Kontrakt for rørlegging fra Sleipner til Zeebrugge og forbindelse til Norpipe-ledningen er tildelt.

Totale kostnader for Zeepipe-prosjektet er anslått til ca 15.5 milliarder 1989-kroner.

Kondensattransport Sleipner Øst

Etter forslag fra rettighetshaverne i utvinningstillatelse 046, har Stortinget sluttet seg til bygging av et 508 mm kondensatrør fra Sleipner A-innretningen til Kårstø.

Eierne og operatør av dette rørsystemet vil være identisk med operatør og rettighetshaverene på Sleipner Øst-feltet. Det er inngått en intensjonsavtale med Statpipe om bruk av transport- og hjelpesystemer på Kårstø, og om at også kondensat fra utvinningstillatelse 029 og 072 skal sikres behandling på Kårstø. Utvinningstillatelse 048 er foreløpig holdt utenfor denne avtalen. Den endelige trase for ilandføring til Kårstø vil først bli besluttet i 1990. Transportsystemet vil være klar til drift 1.10.1993.

2.7 SLUTTFASE/FJERNING

International Maritime Organization (IMO) vedtok høsten 1989 internasjonale retningslinjer for fjerning av innretninger på kontinentalsokkelen.

Spørsmålet om i hvilken utstrekning en kyststat skal pålegges å fjerne sine innretninger på kontinentalsokkelen etter at bruken av disse er endelig opphørt, har meget stor betydning for Norge. Fjerning av innretninger på norsk sokkel vil med få unntak være betydelig mer kostbart og teknisk komplisert enn ellers i verden. For tiden har Norge rundt 50 innretninger som enten produserer petroleum, eller er under planlegging eller bygging.

Kostnadene ved en fullstendig fjerning av alle innretningene anslås til ca 38 milliarder kroner. Dette

tallet er forbundet med stor usikkerhet. Ser vi på fjerningskostnader frem til 2020, anslås disse til ca 20 milliarder kr (jf figur 2.7.a). Loven om fordeling av fjerningsutgifter medfører at staten må dekke en betydelig del av kostnadene.

Hovedpunktene i de vedtatte IMO-reglene;

- Alle innretninger hvis bruk er endelig opphørt og som befinner seg på havdyp mindre enn 75 meter og har et understell (jacket) som veier mindre enn 4 000 tonn, skal fjernes.
- Alle innretninger utplassert etter 1.1.1998 hvis

Fig. 2.7.a

Grovt anslag over akkumulerte fjerningskostnader på norsk sokkel til år 2020, gitt at alle innretninger fjernes

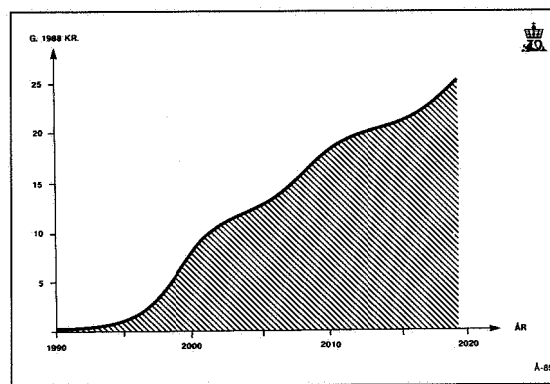
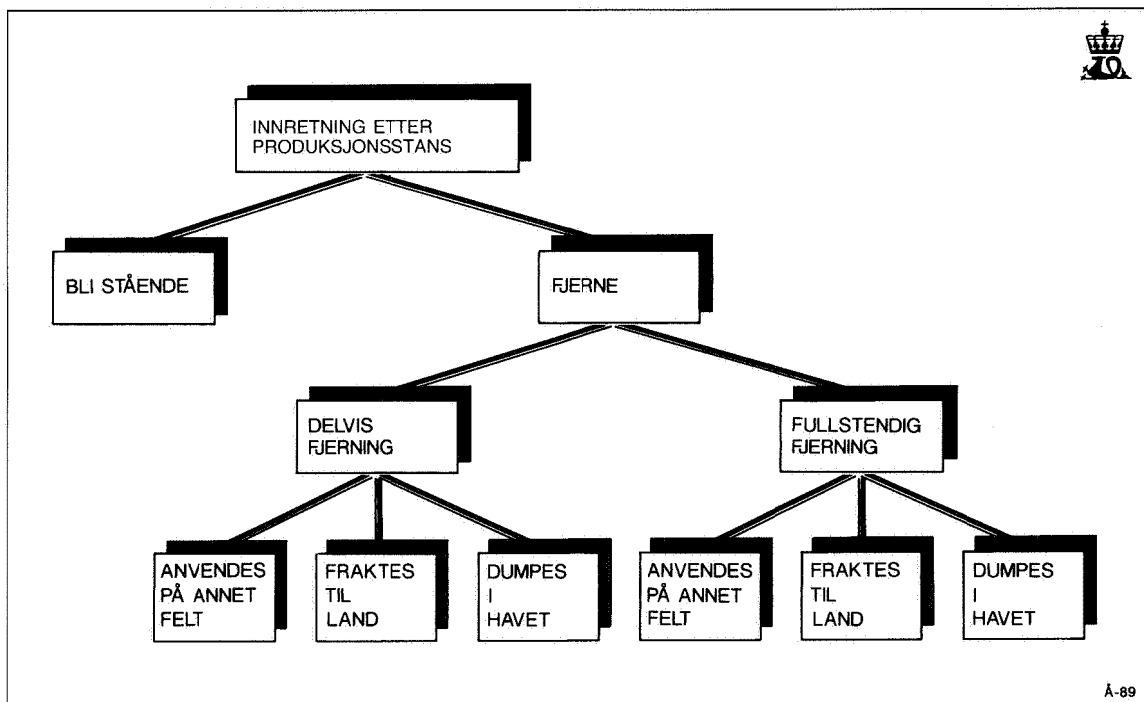


Fig. 2.7.b

Slutfase/fjerning



bruk er endelig opphørt og som befinner seg på havdyp mindre enn 100 meter, og har et understell (jacket) som veier mindre enn 4 000 tonn skal fjernes.

- For øvrige innretninger vil spørsmålet om fjerning bero på en konkret vurdering fra den enkelte kyststat. Ved denne vurderingen skal det tas hensyn til blant annet sikkerheten til sjøs, til andre brukere av havet, innvirkningen på miljøet og de levende ressurser, omkostningene og sikkerhetsrisikoen forbundet med fjerning, alternativ bruk og andre rimelige grunner for å la innretningen bli stående helt eller delvis.
- Dersom en kyststat bestemmer at en innretning skal fjernes til ned under havoverflaten, skal det være en fri vannsøyle til havoverflaten på minst 55 meter.
- Dersom en kyststat bestemmer at en innretning helt eller delvis skal bli stående, slik at den stikker opp over havoverflaten, skal det foretas et forsvar-

lig vedlikehold for å forhindre at innretningen bryter sammen.

- Etter 1.1.1998 skal det ikke utplasseres innretninger som det ikke er teknisk mulig å fjerne.

De internasjonale retningslinjer for fjerning av innretninger (IMO-reglene) aktualiserer behovet for å utvikle nærmere internrettslige regler om fjerning i Norge. Her må det presiseres at de vedtatte IMO-reglene har karakter av retningslinjer. De vil således ikke være rettslig bindende for statene. På den annen side vil reglene ha en betydelig moralsk gjennomslagskraft, og det vil være politisk vanskelig for stater ikke å følge dem.

Spørsmålet om fjerning i ferd med å bli meget aktuelt på norsk kontinentalsokkel. I den forbindelse må norske myndigheter ta stilling til en rekke spørsmål av teknisk, økonomisk og juridisk art. Flere av disse spørsmålene vil antakelig være egnet for regulering i lov eller forskrift.

3. Petroleumsressurser

3.1 RESSURSREGNSKAPET

Petroleumsressurser tilhører gruppen av ikke-fornybare energiressurser, og omfatter alle teknisk utvinnbare olje- og gassmengder.

Petroleumsreserver 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 salgbare 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 1988 til 1989 viser Oljedirektoratets ressursstatus at uttaket av olje og gass fra norsk sokkel er større enn tilveksten. Denne nedgangen er på $31 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ for olje inkludert NGL og $20 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ for gass.

Med nåværende uttak av petroleum har Norge ressurser til 22 års oljeproduksjon og 98 år med gassproduksjon.

I løpet av 1989 ble det gjort 4 nye funn (1/2-1,3/7-4, 30/9-9 og 35/9-1). Arbeidet med å kartlegge disse funnene pågår for øyeblikket. Det er derfor for tidlig å si noe sikkert om størrelsen på disse funnene. Dette fører til at de ikke er tatt med i ressursregnskapet, men de vil sannsynligvis langt på vei erstatte

Fig. 3.1.a
Ressursregnskap for norsk kontinentalsokkel



FREMDRIFT	MILL Sm^3 OLJE/NGL	OPPDAGEDE						UOPPDAGEDE	
		BEVISTE		SIKRE		MINDRE SIKRE		HYPOTE- TISKE	SPEKULA- TIVE
		OLJE NGL	GASS	OLJE NGL	GASS	OLJE NGL	GASS		
I PRODUK- SJON		966	365						
BESLUTTET UTBYGD				260	896				
PLANLAGT UTBYGD				261	648				
TEKNISK ØKONO- MISK SIKKERHET	MULIG UT- BYGGBART			308	709	148	146		
	UNDER VURDERING					17	17		
	SUB. MARGINALT					9	24		
			PROD. BRØNNER	AVGR. HULL	UND. HULL	DEFINERTE PROSP.	UDEFIN. PROSP.		
AVTAGENDE BOREHULLSKONTROLL							AVTAGENDE SEIS.KONT.		
AVTAGENDE GEOLOGISK KONTROLL →									

PRODUSERT	575 x 10^6 Sm^3 olje inkl NGL 293 x 10^9 Sm^3 gass
-----------	---

Tabell 3.2

Oppdagede petroleumreserver i felt med godkjent plan for utbygging og drift sør for Stad

	OPPRINNELIG SALGBAR				RESTERENDE		
	OLJE 10 ⁶ Sm ³	GASS 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn	O.EKV 10 ⁶ tonn	OLJE 10 ⁶ Sm ³	GASS 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn
Albuskjell ¹⁾	10.0	22.0	1.3	32.2	3.3	8.7	0.4
Cod ¹⁾	2.8	7.0	0.5	10.1	0.3	1.1	
Edda ¹⁾	6.1	2.3	0.2	7.7	2.5	0.6	
Ekofisk	276.0	150.0	13.0	391.6	128.9	85.8	7.4
Eldfisk ¹⁾	75.0	58.0	4.7	126.4	34.0	42.5	2.9
Frigg ^{1) 2)}	0.4	107.0		107.4		5.5	
Gullfaks ¹⁾	230.0	16.0	2.2	215.2	204.3	14.4	2.1
Gyda	31.0	3.0	2.5	32.5	31.0	3.0	2.5
Heimdal ¹⁾	5.8	36.0		40.0	3.6	24.0	
Hod ¹⁾	4.0	0.9	0.3	4.8	4.0	0.9	0.3
Murchison ^{1) 3)}	12.0	0.3	0.4	11.1	2.4		
Nord Øst-Frigg ¹⁾	0.1	11.0		11.1		2.3	
Odin ¹⁾	0.1	33.0		33.1		16.1	
Oseberg ^{1) 4)}	236.0	79.0	6.0	289.8	222.5	79.0	6.0
Sleipner Øst	19.0	51.0	10.0	80.6	19.0	51.0	10.0
Snorre	106.0	5.8	2.7	98.3	106.0	5.8	2.7
Statfjord ⁵⁾	375.0	48.0	15.0	384.2	149.8	35.6	11.2
Tommeliten ¹⁾	6.4	18.4	1.0	25.3	5.5	17.2	0.9
Tor ¹⁾	27.0	18.0	2.0	43.4	9.6	8.5	1.0
Troll Øst		825.0		825.0		825.0	
Ula	67.0	4.6	3.4	65.1	52.2	3.5	2.7
Valhall ¹⁾	53.0	10.0	3.3	58.3	33.1	6.4	2.3
Veslefrikk ¹⁾	36.0	3.0	1.3	35.0	36.0	3.0	1.3
Vest Ekofisk ¹⁾	13.0	28.0	1.5	41.1	1.6	4.9	0.2
Øst Frigg		7.5		7.5		5.9	
30/6 Gamma Nord ¹⁾	1.3	7.1		8.2	1.3	7.1	
Sum	1593.0	1551.9	71.3	2985.0	1050.9	1257.8	53.9

1) Operatørens anslag

4) Omfatter Alfa, Alfa Nord og Gamma strukturen

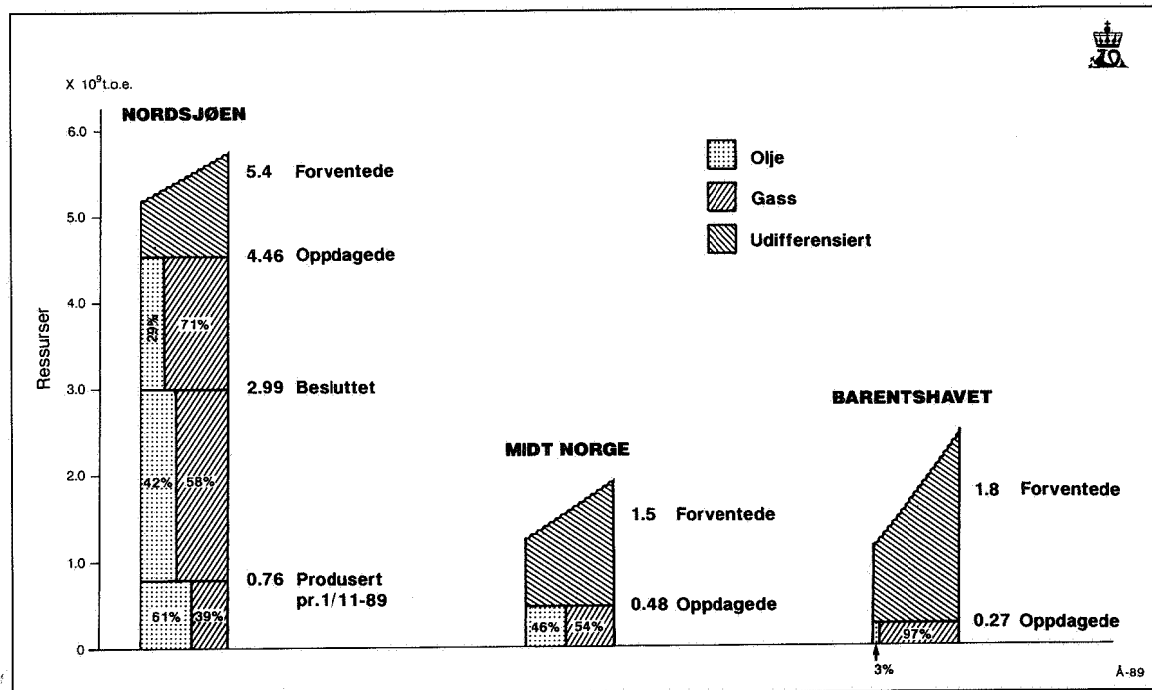
2) Dette er norsk andel: 60.82 %

5) Dette er norsk andel: 84.09 %

3) Dette er norsk andel: 22.2 %

Fig. 3.1.b

Geografisk fordeling av ressursene på den norske kontinentalsokkel



det netto uttak av ressurser som har funnet sted i 1989.

Ressursregnskapet for norsk kontinentalsokkel er fremstilt i figur 3.1.a, og den geografiske fordeling av ressursene er vist i figur 3.1.b.

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

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

3.2 RESERVEGRUNNLAGET FOR BESLUTTEDE FELT

Per 31.12.1989 er det tatt beslutning om å gjennomføre 27 utbyggingsprosjekter på norsk kontinentalsokkel. Dette er det samme antall som ved forrige årskiftet. Med ett unntak er disse utbyggingsprosjektene lokalisert sør for Stad. Foreløpig er det bare Draugen som er besluttet utbygd nord for Stad.

Petroleumsmengdene for felt med godkjent plan for utbygging og drift sør for Stad er gitt i tabell 3.2. Reservetallene for Draugen er gitt i tabell 3.4.

Totalt er det frem til 1.11.1989 produsert 0.76 x 10⁹ t.o.e. Prosentvis utgjør totalproduksjonen 23 %

Tabell 3.3

Oppdagede petroleumsressurser sør for Stad som ennå ikke er besluttet utbygd

10 ⁶ Sm ³	Olje 10 ⁹ Sm ³	Gass 10 ⁶ tonn	NGL 10 ⁶ tonn	O EKV
Agat ¹⁾		43.0		43.0
Balder	35.0			31.6
Brage	46.2	3.5		42.3
Frøy	11.0	3.0		12.0
Gullfaks Sør	45.0	88.0		127.6
Hild ¹⁾	1.2	8.8		9.8
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 Vest ¹⁾	7.0			5.7
Statfjord Nord	22.6	1.2		19.7
Statfjord Øst	19.0	2.5		18.3
SØ-Tor	2.5	2.0		4.0
Troll Vest	41.0	463.0		499.9
1/3-3	3.3	0.1		2.8
2/7-20	33.0			27.0
2/12-1 ¹⁾	8.4			6.9
6/3 PI	0.9	1.0		1.7
7/11 A	3.0			2.5
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
30/6 Beta ¹⁾	12.1	0.6		10.5
30/6 Beta Sadel ¹⁾	6.9	0.4		6.0
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
34/7 B ¹⁾	25.5			20.9
34/7 C ¹⁾	4.0			3.3
34/8-1 ¹⁾	22.5	75.0		93.5
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
35/11-2 ¹⁾	10.3	10.9		19.4
Total	506.7	1036.7	9.0	1473.0

1) Operatørens anslag

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

3) Omfatter Alfa, Beta, Epsilon og Delta

Tabell 3.4
Oppdagede petroleumsressurser nord for Stad

		Olje 10 ⁹ Sm ³	Gass 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn	O.EKV 10 ⁶ tonn
Haltenbanken	Draugen	68.0	3.0		58.8
	Heidrun	87.2	42.7		114.2
	Midgard	15.0	80.0		91.6
	Mikkel ¹⁾	5.7	14.3		19.0
	Njord	25.0	4.0		24.5
	Smørbukk	20.0	65.0		81.4
	Trestakk ¹⁾	9.0			7.0
	Tyrihans	16.0	40.0		53.1
	6506/12 Beta ¹⁾	22.0	11.0		29.0
	Sum	267.9	260.0		478.6
Barentshavet	Albatross		41.7		41.7
	Albatross Sør		10.8		10.8
	Askeladd		59.7		59.7
	Snøhvit	6.5	76.0	5.7	90.7
	Snøhvit Nord		3.3		3.3
	7119/12 (1)		3.6		3.6
	7120/07		22.5		22.5
	7120/12		14.8		14.8
	7121/5 Beta		4.3		4.3
	7122/06-1 (1)		11.0		11.0
	7124/03-1 (1)		2.1		2.1
Sum	6.5	249.8	5.7	264.5	
Total	274.4	509.8	5.7	743.1	

1) Operatørens anslag

av oppdaget olje og 9 % av oppdaget gass på norsk kontinentalsokkel.

3.3 ØVRIGE PÅVISTE RESSURSER SØR FOR STAD

Tabell 3.3 viser øvrige ressurser som er oppdaget sør for Stad. Av disse er feltene Brage, Staffjord Nord, Staffjord Øst, Slepner Vest og Troll Vest erklært økonomisk utvinnbare. Ressursmengden i disse fem feltene utgjør tilsammen 0.75 x 10⁹ t.o.e.

3.4 PÅVISTE RESSURSER NORD FOR STAD

Foreløpig er det oppdaget 0.75 x 10⁹ t.o.e. ved boring nord for Stad. Av dette ligger 0.48 x 10⁹ t.o.e. på Haltenbanken og 0.27 x 10⁹ t.o.e. i Barentshavet.

3.5 ENDRINGER AV RESSURSANSLAG FRA FORRIGE ÅRSBERETNING

3.5.1 Felt i produksjon og felt besluttet utbygd

For felt i produksjon benytter Oljedirektoratet hovedsakelig operatørens prognosetall i sine ressursoversikter. For en rekke av feltene er det bare små prognoseendringer i forhold til årsberetningen for 1988. Felt med større endringer i ressursanslag er kommentert spesielt. (Endringer i ressurstall fra 1988-1989 er gitt i tabell 3.5.)

Albuskjell

På Albuskjell har det lavpermeable reservoaret i Ekofisk-formasjonen vist seg å være produserbart. Dette har ført til en økning i olje og gassreservene på 20 % i forhold til årsberetningen i 1988.

Draugen

På Draugen er det foretatt en justering av salgsgass i forhold til utvinnbar gass som var oppgitt i årsberetningen for 1988.

Edda

Naturlig vanddriv eller kompaksjon har ført til at trykket holder seg bedre enn antatt. I tillegg vil gassløft bidra til økt oljeproduksjon. Totalt er økningen på 33 % i forhold til årsberetningen for 1988.

Ekofisk

Trykkutviklingen på Ekofisk er fremdeles inne i en positiv trend som følge av vanninjeksjon og kompaksjon på feltet. Olje og gass reservene er økt med 4 % i forhold til 1988.

Eldfisk

På Eldfisk er det vedtatt å dra ned trykket mer enn forutsatt i perioden 2000-2010. Dette fører til en økning i totaluttaket av gass.

Gullfaks

Ny kartlegging og gunstigere trykkrespons enn forutsatt har ført til en økning i olje og gassreservene på feltet. Totalt er økningen på 9 % i forhold til årsberetningen i 1988.

Oseberg

På Oseberg er kondensatet skilt ut som egen fase. Ellers er det ingen endringer.

Tabell 3.5
Endringer i ressursanslag i årsberetningene 1988–1989

	Årsberetning 1988			Årsberetning 1989		
	Olje 10 ⁹ Sm ³	Gass 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn	Olje 10 ⁹ Sm ³	Gass 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn
Felt i produksjon og felt besluttet utbygd						
Albuskjell	8.1	18.3	1.2	10.0	22.0	1.3
Cod	2.8	7.1	0.5	2.8	7.0	0.5
Edda	4.5	1.8	0.2	6.1	2.3	0.2
Ekofisk	266.0	143.0	13.0	276.0	150.0	13.0
Eldfisk	73.0	48.4	4.5	75.0	58.0	4.7
Frigg	0.4	105.0		0.4	107.0	
Gullfaks	210.3	14.3	2.2	230.0	16.0	2.2
Gyda	30.5	3.0	2.5	31.0	3.0	2.5
Heimdal	4.5	33.2		5.8	36.0	
Hod	4.0	0.9	0.5	4.0	0.9	0.3
Oseberg	242.0	79.0		236.0	79.0	6.0
Sleipner Øst	17.0	51.0	10.0	19.0	51.0	10.0
Snorre	108.0	6.6		106.0	5.8	2.7
Statfjord	374.8	48.2	14.6	375.0	48.0	15.0
Tor	26.9	17.0	1.9	27.0	18.0	2.0
Ula	52.5	3.3	5.1	67.0	4.6	3.4
Valhall	48.7	12.7	3.5	53.0	10.0	3.3
Veslefrikk	36.4	3.0		36.0	3.0	1.3
Vest Ekofisk	13.1	29.4	1.6	13.0	28.0	1.5
Øst Frigg		8.0			7.5	
30/6 Gamma Nord	1.4	7.5		1.3	7.1	
Andre funn						
Draugen	68.0	4.8		68.0	3.0	
Snøhvit	6.5	91.4		6.5	76.0	5.7
30/6 Beta	20.0			12.1	0.6	
30/6 Beta Sadel	20.0			6.9	0.4	

Sleipner Øst

Ny reservoarsimulering gir en liten økning i oljemengden.

Ula

Ny kartlegging av Ula etter at olje/vann kontakten i deler av feltet ble senket har medført at reservene er økt med 19 % i forhold til årsberetningen i 1988.

3.5.2 Andre funn

For funn som enda ikke er besluttet utbygd er det foretatt en nedjustering av ressursene på Snøhvit og i 30/6 Beta-området. Ellers er ressursanslagene uforandret fra 1988 til 1989.

Snøhvit

Oljedirektoratet har foretatt en ny reservoarsimulering på feltet. Dette har ført til at utvinningsgraden har gått noe ned, og totalressursene er redusert med ca 6 %.

30/6 Beta/Beta Sadel

Oljedirektoratet har lagt inn operatørens tall i ressursoversikten. Dette er en halvering i forhold til Oljedirektoratets foreldete ressursanslag.

4 Sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten

4.1 INNLEDNING

Oljedirektoratet er fra Kommunaldepartementet delegert tilsynsmyndighet vedrørende deler av den sikkerhetsmessige side av petroleumsloven med forskrifter. Det samme gjelder Arbeidsmiljøloven med forskrifter. Delegeringen omfatter myndighet til å

- fastsette forskrifter for virksomheten
- foreta totale sikkerhetsvurderinger
- fatte vedtak om samtykker, pålegg, fravik og godkjenninger

Oljedirektoratet legger vekt på totalvurderinger i tilsynsvirksomheten. Dette innebærer høye krav til samarbeid innen sikkerhet, arbeidsmiljø og ressursmessige forhold, så vel internt i direktoratet som eksternt mot andre offentlige institusjoner. Oljedirektoratet har en koordinerende rolle i forholdet til andre myndighetsorganer som har selvstendig kontrollansvar etter petroleumsloven. Videre benyttes bistand fra andre fagetater på områder hvor direktoratet ikke har egen ekspertise.

I beretningsperioden har Oljedirektoratet videreført utviklingen av interne styringssystem for å innfri kravene til målstyrt offentlig virksomhet. Det er lagt vekt på å utvikle planleggingssystemer som effektivt styrer bruken av direktoratets ressurser mot prioriterte innsatsområder, og som blant annet sikrer at tilsynet gjennomføres i samsvar med de grunnprinsipper petroleumslovgivningen legger opp til.

4.2 REGELVERK – REGELVERKSARBEID

4.2.1 Metodisk regelverksutvikling innenfor sikkerhet og arbeidsmiljø

Da den nye petroleumslovgivningen med tilhørende delegeringsvedtak, samt ny tilsynsordning trådte i kraft i 1985, var det en sentral målsetting å legge til rette for utarbeidelse av et samlet og enhetlig regelverk for industrivirksomheten på norsk sokkel.

Arbeidet ble igangsatt i januar 1987 da prosjektet metodisk regelverksutvikling ble etablert. Arbeidet omfatter både form og innhold i regelverket og er nærmere omtalt i Oljedirektoratets årsberetning for 1987.

Som et ledd i dette arbeidet er det utarbeidet en samlet revisjonsplan for gjeldende detaljregelverk som løper fram til årskiftet 1990/91.

4.2.2 Regelverksarbeid

Direktoratet har i beretningsperioden gjennomført regelverksarbeidene i samsvar med intensjonene i revisjonsplanen som tidligere er oversendt departementet.

Arbeidet har vært gitt høy prioritet ved at anslagsvis 10 % av sikkerhetsdivisjonens og 50 % av juridisk avdelings ressurser har vært avsatt til dette formål.

Direktoratet har lagt stor vekt på å holde de berørte parter orientert om framdrift av og innhold i regelverksarbeidene, blant annet ved jevnlig møter i de etablerte kontakt- og referansefora.

Ved utgangen av året er status i regelverksarbeidene:

Fastsatte forskrifter:

- Forskrift om naturdata mv. Fastsatt 1.2.1989.
- I tillegg er forskrift for bemannede undervannsoperasjoner mv oversendt departementet for fastsettelse august 1989.

Forskrifter til eksternt høring:

- Forskrift for rørledningssystemer mv
- Forskrift for elektriske anlegg mv
- Forskrift for gjennomføring og bruk av risikoanalyser mv.

Forskrifter under utarbeidelse:

- Forskrift om bore-, brønnteologi og datainn-samling mv
- Forskrifter for kraner og løfteutstyr mv
- Forskrift om beredskap i petroleumsvirksomheten mv
- Forskrift om brann- og eksplosjonssikring mv
- Forskrift for sikkerhetssystemer mv
- Forskrift om prosess- og støttesystemer mv
- Forskrift for bærende konstruksjoner mv
- Forskrift om merking av innretninger, last og utstyr mv.

Direktoratet har i tillegg gitt ut:

- Veiledning for stålmaterialer mv (1.2.1989).

4.3 TILSYNSAKTIVITETEN

Tilsynsvirksomheten i beretningsperioden ble gjennomført etter en samlet plan som reflekterer mål og prioriterte innsatsområder.

Oljedirektoratet fører tilsyn med at operatørselskap har etablert styringssystem som sikrer at virksomheten planlegges, organiseres og vedlikeholdes i samsvar med krav i lover og forskrifter. Tilsynet ivaretas ved å granske hvordan styringssystemene er bygget opp, følges og vedlikeholdes (systemrevisjoner) og ved å få bekreftet gjennom stikkprøver at aktiviteter og produkter er i samsvar med spesifikerte krav (verifikasjoner).

4.3.1 Samtykker og tillatelser

Ved milepæler som er definert i sikkerhetsforskriften, kreves samtykker fra Oljedirektoratet for å kunne sette igang de aktiviteter som er beskrevet.

I beretningsperioden ble det gitt 62 samtykker.

Samtykkene fordeler seg som følger:

- 5 samtykker til undersøkelse
- 21 samtykker til leteboring
- 2 samtykker til detaljprosjektering
- 6 samtykker til fabrikkasjon
- 4 samtykker til installering
- 12 samtykker til bruk
 - 1 samtykke til ombygging av eller endring av bruksformål for innretning
- 11 samtykker til bruk av servicefartøy

I tillegg er det gitt 64 tillatelser til produksjonsboring, 27 tillatelser til leteboring og 29 tillatelser til grunne borer.

4.3.2 Prioriterte innsatsområder

I den siste treårsperioden har Oljedirektoratet prioritert tilsynsaktivitet knyttet til:

- etterlevelse av krav i arbeidsmiljøloven
- tidlig fase i feltutbygginger
- eldre innretninger

Arbeidsmål for de prioriterte innsatsområder konkretiseres gjennom tilsynsplanen for beretningsperioden.

4.3.2.1 Etterlevelse av krav i arbeidsmiljøloven

Oljedirektoratet har i beretningsperioden spesielt rettet søkelys mot forholdet mellom partene i næringen. Arbeidsgivers plikt til å informere om og involvere arbeidstakerne og deres tillitsvalgte i planleggings- og styringssystemer er fulgt opp av Oljedirektoratet gjennom tilsynsvirksomhet, foredrag og dialog med partene. Arbeidsgiver synes bare i begrenset grad å sikre at arbeidstakersiden har fått den nødvendige innsikt i og forståelse for internkontrollsystemene i virksomheten.

En av hovedintensjonene i arbeidsmiljøloven er at partene i næringen skal løse sine arbeidsmiljøproblemer i fellesskap med tilsyn og veiledning fra tilsynsmyndigheten. Når det gjelder forhold knyttet til bemanningsreduksjoner og omstrukturering av arbeidsområder og funksjoner, synes det ikke som om lovens intensjoner er oppfylt. Tvert imot representerer denne type problemløsning et konfliktområde hvor sakene oftest fremmes for tilsynsmyndighet for beslutning/løsning.

Erfaringer fra tilsynsvirksomheten har videre vist at informasjon om kjemisk helsefare ofte er mangelfullt dokumentert fra leverandørs side. Dette kan ha betydning for operatørselskapets vurdering av helsefare ved valg av produkt, og for forståelsen av nødvendige vernetiltak ved bruk av produktet.

4.3.2.2 Tidlig fase

Oppfølging av prosjekter i tidlig fase (plan for utbygging og drift og detaljprosjektering) har vært gitt prioritet i beretningsperioden. Resultatene av denne tilsynsaktiviteten kan først ses når prosjektene er fullført og innretningene settes i drift. Likevel kan det på grunnlag av erfaringer fra oppfølging i tidlig fase, konkluderes med at Oljedirektoratet har fått økt innflytelse på forhold som er av betydning for arbeidsmiljø og sikkerhet.

Oljedirektoratet har registrert en positiv utvikling når det gjelder operatørselskapenes utarbeiding av spesifikke arbeidsmiljøkrav til innretningenes utforming og utstyr i prosjekteringsfasen. Resultatene fra tilsynsvirksomheten viser imidlertid at enkelte av disse kravene bare i liten grad blir implementert, spesielt når det gjelder tilpasning av utstyr i menneske/maskin-forholdet

Gjennom tilsynsvirksomheten har Oljedirektoratet erfart at det må legges større vekt på å optimalisere tidspunktet når risikoanalyser gjennomføres i forhold til prosjektets framdrift. Dette kan bidra til at hensynet til sikkerhet og arbeidsmiljø blir bedre ivare tatt når sentrale beslutninger skal treffes.

4.3.2.3 Eldre innretninger

Oljedirektoratet har også i denne beretningsperioden prioritert oppfølging av operatørselskapenes vedlikehold av eldre innretninger. Denne tilsynsaktiviteten har avdekket til dels store mangler ved selskapenes vedlikeholdssystemer og til en viss grad etterslep i gjennomføring av planlagt vedlikehold.

Operatørselskapene har i enkelte tilfeller prioritert vedlikeholdsproblemstillinger i egen tilsynsaktivitet, og derigjennom avdekket betydelige svakheter og mangler ved eget vedlikeholdssystem.

Det er positivt at vedlikehold blir prioritert i operatørselskapenes egen tilsynsaktivitet. Dette kan bidra til at operatørselskap og tilsynsmyndighet får en mer sammenfallende problemoppfatning innen dette området, slik at vedlikehold dermed gis nødvendig prioritet i selskapene.

En del av de rammebetingelsene som ble lagt til grunn da vedlikeholdssystemene på eldre innretninger ble utformet, er i dag endret. Dette gjelder eksempelvis faktorer som endringer i teknologi, organisasjon og økonomi. Likeledes har innretningenes levetid og bruksområde i noen tilfeller blitt endret i forhold til forutsetningene da innretningen ble prosjertert.

Samtidig registrerer Oljedirektoratet at operatørselskapene har samlet betydelige mengder erfaringsdata gjennom mange års drift og vedlikehold av innretningene. Disse erfaringsdata kan gi operatørselskapene et godt utgangspunkt for å analysere og dokumentere behovet for endring og tilpasninger av vedlikeholdssystemene i lys av de erfaringer som er vunnet.

Det er rimelig at det tar en viss tid å tilpasse vedlikeholdssystemene i forhold til endringene i

rammebetingelsene. Oljedirektoratet registrerer likevel et visst behov for å intensivere denne tilpassningsprosessen, slik at næringen står rustet til å møte de utfordringer som fjernstyring, aldring, endret levetid og bruksområder representerer.

4.4 FJERNSTYRTE INNRETNINGER

Erfaringer med fjernstyrte innretninger på norsk sokkel er i dag begrenset til enkelte lastebøyer og gassfeltet Nord-øst Frigg, som overvåkes fra Frigg-feltet. Fjernstyrte innretninger vil i fremtiden kunne bli aktuelle ved utbygging av marginale felt og i forbindelse med fjernstyring av eksisterende innretninger. Den første fjernstyrte brønnhodeinnretning er under fabrikkasjon for Hod-feltet.

Fjernstyrte innretninger vil være periodisk bemannet i forbindelse med ettersyn, vedlikehold og modifikasjonsarbeid. Dette innebærer at Oljedirektoratet, på samme måte som for kontinuerlig bemannede innretninger, forventer at operatørselskapet ved konseptevaluering, under prosjektering og drift, sikrer et akseptabelt sikkerhetsnivå og et fullt forsvarlig arbeidsmiljø for det personell som periodisk vil være på innretningen.

Vurderinger vedrørende arbeidsmiljøet på innretningen vil være knyttet til vedlikeholds-, reparasjons- og modifikasjonsarbeid. Videre må oppholds- og overnattingsmuligheter vurderes mot akseptabel standard. Det tenkes i denne sammenheng på vurderinger med hensyn til utforming av innretningen, valg av utstyr og materialer, driftssikkerhet og vedlikeholdsvennlighet, personellkompetanse og organisering av arbeid.

Valg av transportmiddel må også vurderes i prosjekteringsfasen. Transport til ubemannet helidekk vil stille endrede krav til helidekkets brann- og redningsutstyr. Sjøveis transport til og fra innretningen kan også være et aktuelt alternativ. De ulike transportalternativene er imidlertid i ulik grad følsomme for forskjellige værforhold. Varighet av utilsiktet opphold på grunn av værfasthet må derfor vurderes under utformingen av oppholds- og overnattingsmulighetene.

Det vil være nødvendig å ha utstyr for brannbekjempelse i tilknytning til at det periodevis vil være personell ombord. Evakueringsmuligheter med tilhørende beredskapsmessige tiltak må etableres.

Videre må fjernstyrte innretninger ha en akseptabel sikkerhet med hensyn til forurensning av det ytre miljø.

4.5 BEMANNINGSREDUKSJONER

Petroleumsinnretningene på norsk sokkel har varierende alder, konstruksjon og automatiseringsgrad. Vurderinger og avgjørelser vedrørende bemanningens størrelse og sammensetning må derfor baseres på detaljert kjennskap til forholdene på hver enkelt innretning. Bemanningmessige forhold kan påvirke risikoen for ulykker og arbeidsskader.

Redusert bemanning kan, som en følge av redu-

sert kapasitet, for eksempel føre til mindre inspeksjon og testing av sikkerhetskritisk utstyr. Bemanningsreduksjoner kan dessuten medføre endret hyppighet av menneskelige feilhandlinger. Faktorer som økt arbeidsintensitet, økt stress, satsing på flerfaglighet og større ansvarsområde for hver enkelt, kan påvirke hyppigheten av menneskelige feilhandlinger.

Bemanningsreduksjon medfører at antallet potensielle ofre ved en storulykke reduseres. Dette aspektet ved bemanningsreduksjoner har begrenset betydning, blant annet ut fra prinsippet om at enhver person skal oppleve samme grad av sikkerhet uten hensyn til bemanningens størrelse. Det må være tilstrekkelig kompetent personell til stede for å vurdere potensielle farlige situasjoner, og som kan gripe inn for å redusere faremomenter. Dessuten er det viktig at det er nok og riktig personell til stede for å begrense konsekvensene ved farlige situasjoner og til å sikre en forsvarlig evakuering i en krisesituasjon.

Oljedirektoratet har fulgt situasjonen nøye innenfor rammen av gjeldende regelverk og forventer at operatørselskapene utarbeider bemanningsplaner for hver enkelt innretning, der det totale personellbehovet, personellens kompetanse og sammensetning angis. Dette vil inngå som en del av operatørselskapenes dokumentasjon for at kravene til forsvarlig drift er ivarettatt. Oljedirektoratet påser spesielt at arbeidstakermedvirkning sikres i vurderingene og at arbeidstakerne får nødvendig informasjon og opplæring.

Oljedirektoratet tilstreber at bemanningsspørsmål drøftes mellom partene i arbeidslivet. Ved eventuelle konflikter mellom partene vurderer Oljedirektoratet om de foreslåtte endringer er forsvarlige ut fra en sikkerhets- og arbeidsmiljømessig totalvurdering.

Regelverket og Oljedirektoratets tilsynsfilosofi innebærer at det enkelte operatørselskap har ansvar for å se til at de ulike funksjonene er tilstrekkelig bemannet og at personellet har de nødvendige kvalifikasjoner til å utføre arbeidsoppgavene.

I 1989 har Oljedirektoratet spesielt fulgt opp følgende saker vedrørende bemanningsreduksjon:

- a) Phillips reduserte i 1988 antall borelag på innretningene i Ekofiskområdet. Oljedirektoratet har i 1989 fulgt opp tiltaket gjennom verifikasjon av arbeidssituasjonen på boredekket etter bemanningsreduksjonene. Resultater etter verifikasjonen følges videre opp i 1990.
- b) Phillips har planlagt å redusere bemanningen i radiorommene i Ekofisk-området fra 24 til 12 timers bemanning. Dette vil innebære at radiorommene bare er bemannet på dagtid. Arbeidstakersiden har klaget Oljedirektoratets avgjørelse inn for Kommunaldepartementet. Klagen er begrunnet med at sikkerheten blir redusert ved å innføre denne bemanningsend-

ringen. Saken er nærmere omtalt i kapittel 4.9.8.

- c) Statoil har planer om å bemanne radiatorrommene på Veslefrikk B på tilsvarende måte og har forelagt saken for Oljedirektoratet. Videre behandling er imidlertid utsatt i påvente av resultater fra interne drøftelser i operatørselskapet.
- d) Elf har i forbindelse med nedtrapping av aktiviteten på Frigg-feltet planlagt og iverksatt en rekke tiltak for bemanningsreduksjon. Nedtrappingsaktiviteten følges nøye opp av Oljedirektoratet. I 1989 har det vært en rekke informasjonsmøter mellom Oljedirektoratet og operatørselskapet, og mellom Oljedirektoratet og arbeidstakerrepresentanter i selskapet.
- e) Phillips planlegger en rekke effektiviseringstiltak på innretninger i Ekofisk-området som vil få konsekvenser for bemanningen og forholdene for arbeidstakerne på en rekke innretninger. Operatørselskapets planer er fulgt opp av Oljedirektoratet og informasjonsmøter er avholdt i 1989.

Oljedirektoratet har i 1989 tatt initiativ til å gjennomføre et forprosjekt om sammenhenger mellom bemanningsendringer, ulykker og skader. Det foreligger utkast til forprosjektrapport som er til vurdering i Oljedirektoratet med tanke på videreføring i 1990.

Utviklingen på sokkelen tilsier at saker vedrørende bemanningsreduksjoner relatert til sikkerhet og arbeidsmiljø, vil stå sentralt i årene framover. Oljedirektoratets oppfølging av operatørselskapenes planer for og tiltak ved rasjonalisering og bemanningsreduksjoner vil derfor bli gitt høy prioritet.

4.6 ERFARINGER MED INTERNKONTROLL

Den fortsatte utviklingen bort fra detaljkontroll med tilhørende detaljregler til internkontroll med tilhørende funksjonskrav, systemrevisjoner og en mer problemorientert dialog, innebærer blant annet at tilsynet har blitt utført mer effektivt.

Selv om tilsynsaktivitetene har avdekket mangler ved operatørselskapenes internkontrollsystem på forskjellige nivå, er hovedkonklusjonen at utviklingen er positiv.

I november arrangerte Oljedirektoratet, i samarbeid med arbeidstakerorganisasjoner og Rogalandforskning, en konferanse om «Internkontroll for ivaretagelse av arbeidsmiljø». Innleggene fra konferansen ble gitt ut i egen konferanserapport.

Oljedirektoratet har tidligere registrert en god del skepsis til og misnøye med internkontrollordningen fra arbeidstakersiden. På konferansen ble det imidlertid gitt uttrykk for en positiv holdning til selve ordningen, selv om det fremdeles er delte meninger om internkontrollordningen fungerer etter intensjonene.

Problemområdene som ble drøftet på konferansen var knyttet til:

- a) verneombudenes og arbeidsmiljøutvalgenes rolle i internkontrollsystemet,
- b) forholdet mellom internkontrollforskriften og arbeidsmiljølovens krav,
- c) kontraktørselskap og internkontroll,
- d) internkontroll og opplæring.

4.7 PERSONSKADER

4.7.1 Generelt

Oljedirektoratet mottar meldinger om personskader i forbindelse med oljevirksomheten etter nærmere bestemte kriterier. Meldingene blir fortløpende vurdert med hensyn til oppfølging fra Oljedirektoratets side. Oppfølging skjer blant annet i form av gransking/etterforskning av ulykker og eventuelt pålegg til operatørselskapene. I enkelte tilfeller har Oljedirektoratet også sendt ut sikkerhetsmeldinger.

På grunnlag av erfaring innhentet gjennom personskadestatistikken for 1988 og gjennom hendelser registrert i 1989, har Oljedirektoratet rettet oppmerksomheten spesielt mot ulykker og nestenulykker med tilknytning til:

- a) arbeid på systemer som har stått under trykk,
- b) arbeid på elektriske anlegg som ikke har vært forsvarlig frakoplet elektrisk energi,
- c) arbeid på utstyr som ikke har vært sikret mot at eksplosiv gass er til stede,
- d) arbeid på systemer og utstyr med dårlig konstruksjonsmessig standard som fører til klem-, kutt-, støt- og slagskader,
- e) områder med sikkerhetsmessig dårlig planløsning eller organisering av arbeidet.

Oljedirektoratet har pålagt operatørselskapene å gjennomføre jobbsikkerhetsanalyser for kritiske arbeidsoperasjoner, som en følge av hendelser innenfor disse områdene.

Oljedirektoratet har videre innledet en dialog med næringen om tiltak for å redusere det vedvarende store antall ulykker som har sammenheng med gjenstander og utstyr i bevegelse, fallende gjenstander, splinter, samt fallulykker, jf tabell 4.7.3.d. Disse skadene utgjør om lag 70% av det totale skadeantall. Gjennom den løpende vurdering og analyse av personskadene i 1989, har Oljedirektoratet identifisert følgende konkrete problemer som ofte går igjen i årsaksbildet til ulykkene:

- a) uheldig posisjon eller arbeidsstilling i forhold til utstyr og verktøy,
- b) manglende bruk av eller utilstrekkelig verneutstyr,
- c) utstyr i dårlig stand eller utstyr brukt på feil måte,
- d) dårlig orden, glatte overflater, ol,

- e) vanskelig atkomst til utstyr som skal opereres eller vedlikeholdes.

4.7.2 Nestenulykker

Hendelser som ikke medførte personskaade eller annen skade av betydning, men som under andre forhold kunne ført til en ulykke, kalles nestenulykker. En må regne med at det finner sted et stort antall nestenulykker mellom hver ulykke med skade. Det kunnskapsmateriale nestenulykkene danner, utgjør et viktig underlag både for myndighetenes prioritering av tilsynsvirksomhet og for industriens egne bestrebelser på å redusere antall og omfang av ulykker.

Etter at operatørselskapene er blitt oppfordret til å rapportere inn nestenulykker, ble det i 1989 rapportert om 48 slike hendelser. De fleste hendelsene var i kategoriene fallende gjenstander, branner og branntilløp, og gasslekkasjer. I forhold til antall rapporterte ulykker med personskaade er antallet rapporterte nestenulykker åpenbart for lavt. Oljedirektoratet vil derfor arbeide videre for å forbedre innrapporteringen av nestenulykker.

4.7.3 Personskader i forbindelse med boring og produksjon på faste innretninger

Det er rapportert 581 personskader, hvorav én med dødelig utgang, i forbindelse med produksjon av olje og gass i 1989. Dette er 56 færre enn året før, mens antall årsverk var tilnærmet det samme.

Dødsulykken inntraff på Staffjord C. Under en trykkprøving sviktet en flenspakning, og en væskestråle traff en mann slik at han falt 28 m fra en brennerbom og ned i sjøen.

Tabell 4.7.3.a viser blant annet en oversikt over personskader per 1000 årsverk i perioden 1976 – 1989 i produksjonsvirksomheten. Fra og med 1987 er timetallet per årsverk redusert fra 1752 til 1612.

Den totale skadefrekvens og personskadetallet for 1988 er justert som følge av etterrapportering og etterkontroll av rapportene.

Fritidsskader er ikke medregnet i tallene i tabellen. I 1989 ble det innmeldt 32 slike skader, det samme som året før.

Figur 4.7.3.a viser utviklingen av personskader i perioden 1979 – 1989.

Tabell 4.7.3.b viser fordeling av skadefrekvens for de ulike hovedaktivitetene i perioden 1979 – 1989. Oversikten indikerer en reduksjon i ulykkesfrekvensen over tid for funksjonen boring, selv om tallene er tilnærmet like for de to siste år. For de andre funksjoner gir ikke statistikken tilsvarende holdepunkt for å konkludere med at skadefrekvensen er synkende. Ved en etterkontroll av materialet er det funnet en systematisk feil som har ført til at enkelte av tallene fra 1988 er blitt korrigert.

Figur 4.7.3.b viser utviklingen av den beregnede skadefrekvens i perioden 1985 – 1989, fordelt på kategori arbeidsfunksjon.

Tabell 4.7.3.c viser skadefrekvens og fordeling av skader og årsverk fordelt på operatør- og kontraktøransatte i perioden 1986 – 1989. Tallene indikerer en synkende tendens for skadefrekvensen for kontraktøransatte. Det er imidlertid fremdeles en stor avstand til skadefrekvensen for operatøransatte. Dette må dels ses i lys av forskjellen i de risikoforhold som operatøransatte og kontraktøransatte utsettes for gjennom de arbeidsoperasjoner de utfører.

Figur 4.7.3.c viser skadefrekvensen fordelt på operatør- og kontraktøransatte og hovedaktiviteter i 1989.

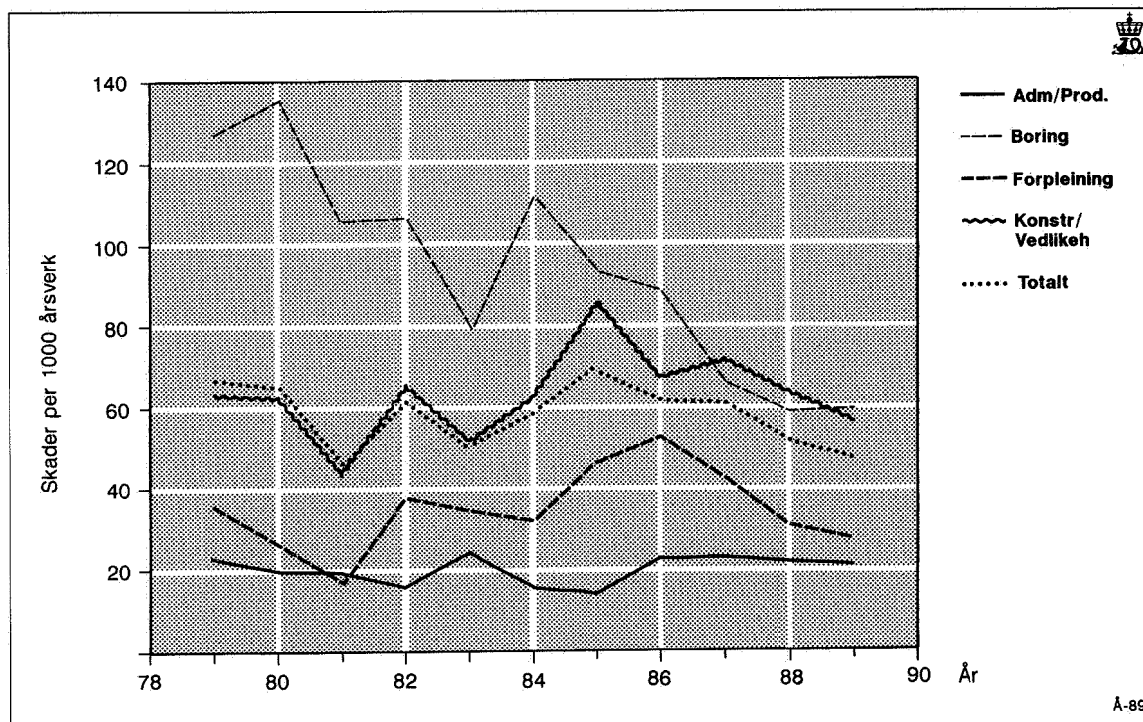
Tabellene 4.7.3.d-g viser fordelingen av skadehendelser på henholdsvis yrkesgrupper, skadet legemsdel og medvirkende faktorer.

Tabell 4.7.3.h viser fordelingen av personskadene

Tab 4.7.3.a
Skadde/døde per 1000 årsverk (1976–89). Produksjonsinnretninger

År	Arbeids-timer	Timer pr årsverk	Årsverk	Antall skadete (inkl døde)	Antall skadete 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	451	64,6	0	0,00
1981	15612072	1752	8911	415	46,6	0	0,00
1982	14790384	1752	8442	526	62,3	0	0,00
1983	11473848	1752	6549	334	51,0	0	0,00
1984	14643216	1752	8358	491	58,7	1	0,12
1985	15014640	1752	8570	599	69,9	1	0,12
1986	17108280	1752	9765	606	62,1	0	0,00
1987	22169458	1612	13753	832	60,5	0	0,00
1988	19878727	1612	12332	637	51,7	0	0,00
1989	19935637	1612	12367	581	47,0	1	0,08
Totalt	205806150		120141	7166	59,6	13	0,11

Fig. 4.7.3.a
Personskader i perioden 1979–89



Tabell 4.7.3.b
Antall skadde per 1000 årsverk fordelt på funksjon (1979–89). Produksjonsinnretninger oa

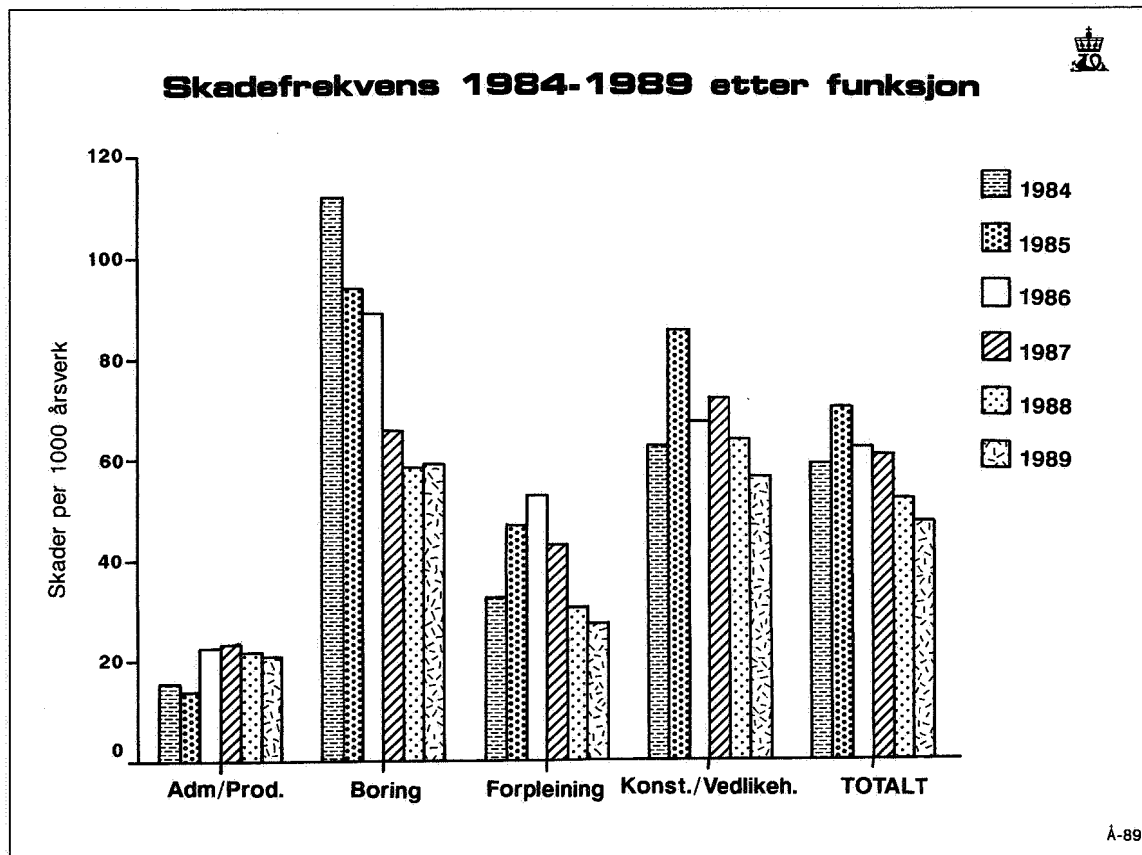
FUNKSJON		1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989
Administrasjon/ produksjon	Årsverk	1098	1174	1144	1306	1182	1614	1656	1507	2295	2440	2393
	Skader	25	23	22	21	29	25	23	34	53	53	50
	Skader/1000 årsverk	22,8	19,6	19,2	16,1	24,5	15,5	13,9	22,6	23,1	21,7	20,9
Boring	Årsverk	1467	1095	1098	1289	1300	1324	1384	1371	1567	1883	2128
	Skader	186	148	116	137	104	148	130	122	103	110	126
	Skader/1000 årsverk	126,8	135,2	105,6	106,3	80,0	111,8	93,9	89,0	65,7	58,4	59,2
Forpleining	Årsverk	507	383	411	548	525	681	685	856	1167	1091	1228
	Skader	18	10	7	21	18	22	32	45	50	33	33
	Skader/1000 årsverk	35,5	26,1	17,0	38,3	34,3	32,3	46,7	52,6	42,8	30,3	26,9
Konstruksjon/ vedlikehold	Årsverk	5482	4333	6258	5299	3542	4739	4845	6031	8724	6919	6619
	Skader	346	270	270	347	183	296	414	405	626	441	372
	Skader/1000 årsverk	63,1	62,3	43,1	65,5	51,7	62,5	85,4	67,2	71,8	63,7	56,2
Totalt	Årsverk	8554	6985	8911	8442	6549	8358	8570	9765	13753	12332	12367
	Skader	575	451	415	526	334	491	599	606	832	637	581
	Skader/1000 årsverk	67,2	64,6	46,6	62,3	51,0	58,7	69,9	62,1	60,5	51,7	47,0

etter alvorlighetsgrad. En skade defineres her som alvorlig dersom den har eller sannsynligvis vil resultere i varig men (f eks amputasjon) eller langvarig arbeidsfravær. Vurderingen baseres kun på den informasjon som skademeldingen gir og er derfor ikke basert på en faglig medisinsk vurdering i ettertid.

4.7.4 Personskader i forbindelse med lete- og produksjonsboring fra flyttbare innretninger

Det inntraff to dødsulykker på flyttbare leteinretninger i 1989. På boreinretningen «Vildkat» inntraff en dødsulykke under forflytning av et vekttrør på boredekket. Under manøvreringen oppstod en

Fig. 4.7.3.b
Skadefrekvens 1984–1989 etter funksjon



ukontrollert bevegelse som førte til at en mann fikk røret over seg.

Den andre dødsulykken skjedde på boreriggen «Treasure Saga». Den forulykkede ble slått i ryggen av en borestreng og kastet mot rørkoplingsmaskinen da bremsene sviktet på heiseinnretningen som holdt borestrengen oppe.

Rapporteringen for de flyttbare innretningene for lete- og produksjonsboring foregår etter de samme kriterier som for produksjonsaktivitet. Oversikten omfatter bare personskader som har inntruffet mens innretningen var i petroleumsvirksomhet. Det er innmeldt 87 skader i 1989 mot 109 året før. Det gir en skadefrekvens for 1989 på 39.1 per 1000 årsverk. Oljedirektoratet har i 1989 for første gang fått fullstendig innmelding av arbeidstimer for flyttbare innretninger, og har derfor ikke grunnlag for å vurdere en eventuell utvikling i ulykkesfrekvensen.

Tabell 4.7.4.a viser skadehendelsene fordelt på de ulike stillingsgrupper.

Tabell 4.7.4.b viser skadehendelsene fordelt på medvirkende faktor.

4.7.5 Utvikling av skadefrekvensen

Oversikten for samtlige aktiviteter på produksjonsinnretningene viser en reduksjon av skadefrekvensen i 1989 i forhold til året før.

Størst nedgang har det vært i ulykkesfrekvensene for funksjonene konstruksjon/vedlikehold og forpleining. For de andre funksjonene har endringene vært ubetydelige.

Totalt for produksjonsinnretninger er ulykkesfrekvensen 47.0, og den har vært synkende siden 1985. En tilnærmet like lav frekvens ble registrert i 1981. Tallmaterialet fra først i 80-årene anses imidlertid å være mindre fullstendig enn for de senere årene.

Til tross for de begrensninger en må regne med i et så omfattende rapporteringssystem for personskader og arbeidstimer, mener direktoratet at de statistiske oversikter gir et rimelig korrekt bilde av personskadene i petroleumsvirksomheten.

Selv om det materialet Oljedirektoratet bruker til statistikker over personskader er beheftet med en viss usikkerhet, mener direktoratet det er grunnlag for å fastslå at utviklingen i de senere år har gått i en positiv retning.

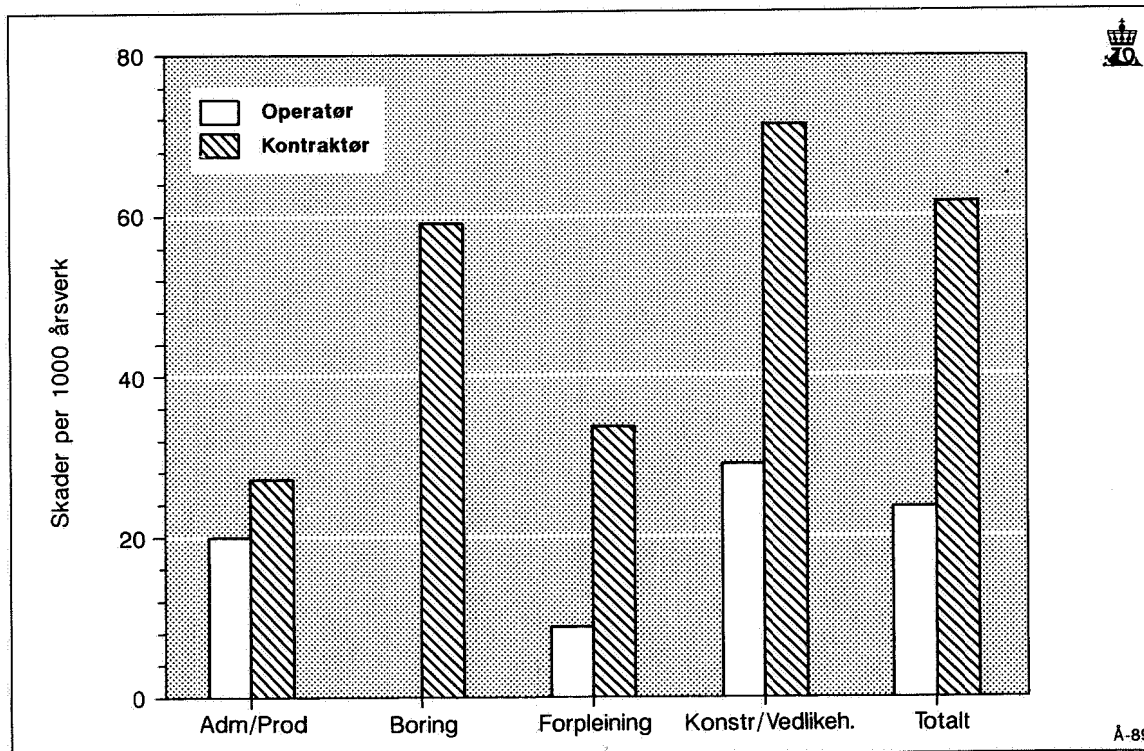
Tabell 4.7.3.c

Fordeling av skader og årsverk på operatør- og kontraktøransatte

FUNKSJON		1985	1986	1987	1988	1989	
Administrasjon/ produksjon	Årsverk	1575	1293	1692	1985	2099	o (operatør)
		80	213	603	454	294	k (kontraktør)
	Skader	19	34	44	47	42	o
		4	0	9	6	8	k
	Skader/1000 årsverk	12,0	26,3	26,0	23,7	20,0	o
		49,6	0	14,9	13,2	27,2	k
Boring	Årsverk	0	0	0	0	0	o (operatør)
		1384	1371	1567	1883	2128	k (kontraktør)
	Skader	0	0	0	0	0	o
		130	122	103	110	126	k
	Skader/1000 årsverk	0	0	0	0	0	o
		93,9	89,0	65,7	58,4	59,2	k
Forpleining	Årsverk	0	39	94	209	340	o (operatør)
		685	817	1073	882	888	k (kontraktør)
	Skader	0	5	5	4	3	o
		32	40	45	29	30	k
	Skader/1000 årsverk	0	129,3	53,3	19,1	8,8	o
		46,7	49,0	41,9	32,9	33,8	k
Konstruksjon/ vedlikehold	Årsverk	1544	2063	2441	2399	2381	o (operatør)
		3301	3969	6283	4520	4237	k (kontraktør)
	Skader	61	51	49	50	69	o
		353	354	577	391	303	k
	Skader/1000 årsverk	39,5	24,7	20,1	20,8	29,0	o
		106,9	89,2	91,8	86,5	71,5	k
Totalt	Årsverk	3120	3394	4227	4593	4820	o (operatør)
		5450	6370	9526	7739	7547	k (kontraktør)
	Skader	80	90	98	101	114	o
		519	516	734	536	467	k
	Skader/1000 årsverk	25,6	26,5	23,2	22,0	23,7	o
		95,2	81,0	77,0	69,3	61,9	k

Fig. 4.7.3.c

Skadefrekvens 1989 operatør- og kontraktøransatte



Tabell 4.7.3.d
Arbeidsulykker 1988-89. Produksjonsinnetninger oa. Skadehendelse/Yrke

Skadehendelse	Yrke	Administrasjon	Boredeks- arbeider	Borer	Elektriker	Forpleining	Hjelparbeider	Instr. teknikker	Kranfører	Maler/ Sandblåser	Mekaniker/ Motormann	Operatør	Plataarbeider/ Isolatør	Kørløgger	Service-tekniker	Stillasbygger	Sveiser	Tårnmann	Andre/ Uspesifisert	Totalt	%	Ar
Annen kontakt med gjenstander, maskindel i bevegelse		1	12	2	2	3	16	0	2	3	5	8	3	4	9	3	0	4	0	77	12.1	88
Brann		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	88
Eksplasjon ol		0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	3	0.5	89
Fall til lavere nivå		0	1	0	1	1	6	2	2	6	2	3	3	2	0	3	1	1	0	34	5.3	88
Fall til samme nivå		2	3	1	4	3	11	4	0	2	1	2	2	0	2	7	2	1	0	47	7.4	88
Tråkk på ujevnheter, feiltråkk		0	3	0	5	2	4	0	2	7	4	7	5	7	3	9	3	2	0	63	9.9	88
Fallende gjenstander		0	8	1	0	2	1	0	0	0	7	2	2	4	0	4	2	0	0	34	5.3	88
Annen kontakt med gjenstander i ro		2	2	1	2	1	6	1	0	8	4	2	2	0	0	3	0	0	0	34	5.3	88
Håndteringsulykke		2	8	1	10	11	15	3	0	6	15	11	14	8	3	10	8	1	0	126	19.8	88
Kontakt med kjemisk fysiske forbindelser		0	3	0	1	1	5	0	0	10	1	2	3	0	0	0	0	1	0	27	4.2	88
Overbelastning av kroppsdelen		1	2	0	6	3	8	0	0	10	4	7	7	6	2	9	4	1	1	71	11.1	88
Splinter, sprut		1	3	0	4	3	11	0	0	25	8	4	18	11	0	2	21	2	0	113	17.7	88
Elektrisk strøm		0	0	0	1	5	7	0	0	16	5	3	13	15	2	1	20	0	1	93	16.0	89
Ekstreme temperaturer		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0.3	88
Annet		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0.2	89
Totalt		9	45	6	37	35	83	10	6	77	51	48	60	45	19	50	42	13	1	637	99.8	88
%		1.4	7.1	0.9	5.8	5.5	13.0	1.6	0.9	12.1	8.0	7.5	9.4	7.1	3.0	7.8	6.6	2.0	0.2	99.9		88
		3.1	5.8	1.5	4.5	5.2	16.7	2.2	0.7	6.5	9.1	2.8	8.3	8.3	3.8	7.1	7.6	1.5	5.3	100		89

Tabell 4.7.3.e
Arbeidsulykker 1988-89. Produksjonsinnretninger oa. Skadehendelse/Skadet legemsdel

Skadet legemsdel	Øye	Rygg	Tå/fot	Hofte/bein	Mage/bryst	Arm/skulder	Hode/ansikt	Tann	Hånd/finger	Annet	Totalt	%	År
Skadehendelse													
Annen kontakt med gjenstander, maskindel i bevegelse	1 0	0 2	9 9	4 8	0 6	5 6	14 15	8 7	36 59	0 1	77 113	12.1 19.4	88 89
Fall til lavere nivå	0 0	7 7	5 3	5 6	4 1	3 5	6 5	1 0	3 3	0 0	34 30	5.3 5.2	88 89
Brann Eksplosjon ol	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 1	0 0	0 1	0 1	0 3	0.0 0.5	88 89
Fall til samme nivå	0 0	5 8	5 0	13 6	3 1	6 7	6 4	2 1	6 5	1 3	47 35	7.4 6.0	88 89
Tråkk på ujevnheter, feiltråkk	0 0	4 1	48 40	4 7	2 1	2 1	0 0	1 1	1 3	1 1	63 55	9.9 9.5	88 89
Fallende gjenstander	0 1	1 1	9 10	3 4	1 2	7 0	1 3	3 4	8 7	1 0	34 32	5.3 5.5	88 89
Annen kontakt med gjenstander i ro	0 1	2 3	1 3	4 11	2 3	9 0	6 14	5 5	5 13	0 0	34 53	5.3 9.1	88 89
Håndteringsulykke	1 0	0 1	8 2	2 4	2 1	4 1	6 10	16 8	86 64	1 1	126 92	19.8 15.8	88 89
Kontakt med kjemisk fysikalske forbindelser	18 16	0 0	0 0	0 0	1 0	1 1	4 1	0 0	1 0	2 0	27 18	4.2 3.1	88 89
Overbelastning av kroppsdel	0 0	38 17	1 6	9 3	8 6	9 6	0 1	2 8	4 1	0 1	71 49	11.1 8.4	88 89
Splinter, sprut	89 84	0 0	4 1	4 1	0 1	4 2	8 1	1 1	1 2	2 0	113 93	17.7 16.0	88 89
Elektrisk strøm	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	1 0	0 0	1 1	0 0	2 1	0.3 0.2	88 89
Ekstreme temperaturer	0 0	0 1	0 0	0 1	1 0	1 0	1 0	0 0	6 3	0 0	9 5	1.4 0.9	88 89
Annet	0 1	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 1	0 2	0.0 0.3	88 89
Totalt	109 103	57 41	90 74	48 51	24 22	51 29	53 55	39 35	158 162	8 9	637 581	99.8 99.9	88 89
%	17.1 17.7	8.9 7.1	14.1 12.7	7.5 8.8	3.8 3.8	8.0 5.0	8.3 9.5	6.1 6.0	24.8 27.9	1.3 1.5	99.9 100.0		88 89

Tab 4.7.3.f
Arbeidsulykker 1988–89. Produksjonsinnretninger oa. Skadehendelse/medvirkende faktor

Skadehendelse	Kjemiske, fysiske, biologiske faktorer	Kjøling, trykk, varme, ventilasjon	Material, gods, emballasje	Elektrisk utrustning	Annen maskininnretning	Boretenger	Håndverktøy, maskiner, redskap	Løs/fast innretning på bygn.konstr.	Løfte/transport-anordning	Annet	Total	%	År
Annen kontakt med gjenstander, maskindelen i bevegelse	0 0	0 1	12 10	0 0	16 18	5 4	7 27	16 18	21 35	0 0	77 113	12.1 19.4	88 89
Fall til lavere nivå	0 0	0 0	3 2	0 0	0 0	0 0	0 4	30 22	1 1	0 1	34 30	5.3 5.2	88 89
Brann Eksplosjon ol	0 1	0 1	0 0	0 0	0 0	0 0	0 1	0 0	0 0	0 0	0 3	0.0 0.5	88 89
Fall til samme nivå	4 0	1 0	7 3	0 2	0 1	0 0	0 2	34 24	0 3	1 0	47 35	7.4 6.0	88 89
Tråkk på ujevnheter, feiltråkk	0 0	0 0	11 10	0 1	1 0	0 0	2 4	49 38	0 2	0 0	63 55	9.9 9.5	88 89
Fallende gjenstander	0 0	0 0	15 13	0 0	1 4	1 0	5 5	6 4	6 6	0 0	34 32	5.3 5.5	88 89
Annen kontakt med gjenstander i ro	0 0	0 0	5 7	0 0	2 1	0 0	1 7	26 35	0 2	0 1	34 53	5.3 9.1	88 89
Håndteringsulykke	0 0	0 0	25 21	2 0	1 9	2 0	74 53	13 9	9 0	0 0	126 92	19.8 15.8	88 89
Kontakt med kjemisk fysiske forbindelser	12 2	0 0	3 5	0 0	1 0	0 0	11 8	0 1	0 0	0 2	27 18	4.2 3.1	88 89
Overbelastning av kroppsdel	0 0	1 0	29 17	1 0	4 4	1 1	7 11	20 11	1 3	7 2	71 49	11.1 8.4	88 89
Splinter, sprut	15 5	2 1	16 13	0 0	5 4	1 0	67 66	3 3	0 0	4 1	113 93	17.7 16.0	88 89
Elektrisk strøm	0 0	0 0	0 0	2 1	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	2 1	0.3 0.2	88 89
Ekstreme temperaturer	3 0	0 0	1 2	0 0	2 0	0 0	3 3	0 0	0 0	0 0	9 5	1.4 0.9	88 89
Annet	0 0	0 0	0 0	0 0	0 1	0 0	0 0	0 0	0 0	0 1	0 2	0.0 0.3	88 89
Totalt	34 8	4 3	127 103	5 4	33 42	10 5	177 191	197 165	38 52	12 8	637 581	99.8 99.9	88 89
%	5.3 1.4	0.6 0.5	19.9 17.7	0.8 0.7	5.2 7.2	1.6 0.9	27.8 32.9	30.9 28.4	6.0 9.0	1.9 1.4	100.0 100.1		88 89

Tabell 4.7.3.g
Arbeidsulykker 1979-89. Produksjonsinnetninger oa. Skadehendelse/yrke.

Skadehendelse	Yrke	Administrasjon	Boredeks- arbeider	Borer	Elektriker	Forpleining	Hjelparbeider	Instr. tekniker	Kranfører	Maler/ Sandblåser	Mekaniker/ Motormann	Operatør	Platarbeider/ Isolatør	Rørlegger	Service-tekniker	Stillasbygger	Sveiser	Tårnmann	Uspesifisert	Total	%
Annen kontakt med gjenstander, maskindel i bevegelse		24	210	25	45	41	270	18	12	31	85	30	50	56	43	65	30	78	8	1121	18.5
Fall til lavere nivå		15	22	9	35	9	89	18	10	40	38	18	26	34	16	27	32	18	3	459	7.6
Brann		0	0	0	2	0	7	0	0	1	2	1	1	2	0	0	1	0	0	17	0.3
Eksplasjon ol																					
Fall til samme nivå		23	23	5	48	34	96	17	8	36	35	28	38	57	22	62	35	10	11	588	9.7
Tråkk på ujevnheter, feiltråkk		19	16	3	54	24	77	16	11	36	27	30	27	50	19	47	49	13	11	529	8.7
Fallende gjenstander		7	30	8	7	6	52	4	1	6	27	4	31	33	13	40	18	5	1	293	4.8
Annen kontakt med gjenstander i ro		11	16	3	33	24	60	18	4	44	34	12	54	38	15	49	26	6	5	452	7.5
Håndteringsulykke		12	67	7	61	71	148	21	6	36	116	34	90	94	31	64	67	23	5	953	15.8
Kontakt med kjemisk fysiske forbindelser		4	14	0	12	25	46	8	2	88	14	17	16	21	14	6	17	6	0	310	5.1
Overbelastning av kroppsdeler		11	35	5	37	16	96	4	7	35	38	24	26	54	15	58	23	16	4	504	8.3
Splinter, sprut		9	13	5	24	8	58	2	1	84	43	16	92	104	8	15	165	4	2	653	10.8
Elektrisk strøm		0	1	0	26	0	1	1	1	0	1	0	2	0	0	0	0	0	0	33	0.5
Ekstreme temperaturer		1	0	0	2	28	5	1	0	0	4	4	6	9	1	2	14	0	0	77	1.3
Fall i sjøen		0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	0.0
Annet		4	3	0	5	3	11	1	2	3	4	3	5	6	0	2	4	0	0	56	0.9
Totalt		140	450	70	391	289	1016	129	65	441	468	221	464	558	197	437	481	179	51	6047	99.8
%		2.3	7.4	1.2	6.5	4.8	16.8	2.1	1.1	7.3	7.7	3.7	7.7	9.2	3.3	7.2	8.0	3.0	0.8	100.1	

Tabell 4.7.3.h

Fordeling av skader etter alvorlighetsgrad. Produksjonsinnretninger mv.

	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	TOTAL
DØD	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	1	3
ALVORLIG	75	33	18	48	12	26	19	24	31	12	27	325
MINDRE ALV	363	309	287	360	235	345	517	559	777	610	552	4.914
USPES	137	109	110	118	87	119	62	23	24	15	1	805
TOTALT	575	451	415	526	334	491	599	606	832	637	581	6.047

Tab 4.7.4.a

Arbeidsulykker 1989 i forbindelse med leteboring. Skadehendelse/Yrke

Skadehendelse	Yrke													Total	%
	Administrasjon	Borekksarbeider	Borer	Forpleining	Hjelparbeider	Kranfører	Maler/ Sandblåser	Mekaniker/ Motormann	Platearbeider/ Isolatør	Service teknikker	Sveiser	Tårnmann			
Annen kontakt med gjenstander, maskindel i bevegelse	1	7	1	1	8	1	1	2	0	3	1	1	27	31.0	
Fall til lavere nivå	0	0	0	0	2	1	0	0	0	0	0	0	3	3.4	
Fall til samme nivå	0	3	0	0	2	0	0	0	0	1	0	0	6	6.9	
Tråkk på ujevnheter, feiltråkk	0	1	0	1	2	0	0	0	0	0	0	1	5	5.7	
Fallende gjenstander	0	6	0	0	1	1	0	0	0	0	0	1	9	10.3	
Annen kontakt med gjenstander i ro	0	0	0	1	2	0	0	0	1	0	0	2	6	6.9	
Håndteringsulykke	0	8	1	0	0	1	0	2	0	5	0	2	19	21.8	
Kontakt med kjemisk fysikalske forbindelser	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	2	2.3	
Overbelastning av kroppsdel	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	2	2.3	
Splinter, sprut	0	2	0	1	1	0	0	0	0	0	1	1	6	6.9	
Ekstreme temperaturer	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2.3	
Totalt	1	28	2	6	20	4	1	4	1	9	2	9	87	99.8	
%	1.1	32.2	2.3	6.9	23	4.6	1.1	4.6	1.1	10.3	2.3	10.3	99.8		

Tabell 4.7.4.b
Arbeidsulykker 1989 i forbindelse med leteboring. Skadehendelse/Medvirkende faktor

Skadehendelse	Medvirkende faktor	Kjemiske, fysiske, biologiske faktorer	Material, gods, emballasje	Annen maskininnretning	Boretenger	Håndverktøy, maskiner, redskaper	Løs/fast innretning på bygn.konstr.	Kjøling, trykk, varme, ventilasjon	Løfte/transport-anordning	Annet	Total	%
Annen kontakt med gjenstander, maskindel i bevegelse		0	2	6	1	4	2	1	11	0	27	31.0
Fall til lavere nivå		0	0	0	0	0	3	0	0	0	3	3.4
Fall til samme nivå		0	0	0	0	1	5	0	0	0	6	6.9
Tråkk på ujevnheter, feiltråkk		0	0	0	0	0	5	0	0	0	5	5.7
Fallende gjenstander		0	2	1	0	1	2	0	3	0	9	10.3
Annen kontakt med gjenstander i ro		0	0	0	0	0	6	0	0	0	6	6.9
Håndteringsulykke		0	4	1	2	8	1	0	3	0	19	21.8
Kontakt med kjemisk fysiske forbindelser		1	1	0	0	0	0	0	0	0	2	2.3
Overbelastning av kroppsdel		0	1	0	0	1	0	0	0	0	2	2.3
Splinter, sprut		1	2	0	0	2	0	0	0	1	6	6.9
Ekstreme temperaturer		0	0	0	0	1	0	1	0	0	2	2.3
Totalt		2	12	8	3	18	24	2	17	1	87	99.8
%		2.3	13.8	9.2	3.4	20.7	27.6	2.3	19.5	1.1	99.9	

Tab 4.7.4.c
Skadde/døde per 1000 årsverk (1989) i forbindelse med leteboring

År	Arbeids-timer	Timer per årsverk	Årsverk	Antall skadde (inkl døde)	Antall skadde per 1000 årsverk	Antall døde	Antall døde per 1000 årsverk
1989	3584740	1612	2224	87	39.1	2	0.90

4.8 ARBEIDSMILJØ

4.8.1 Prosjektering av nye innretninger

For å kunne arbeide systematisk med arbeidsmiljøforhold i prosjekteringsfasen, er det en forutsetning at arbeidsmiljøkrav på forhånd er fastlagt av operatørselskapet. Dette blir i varierende grad ivaretatt av selskapene. Oljedirektoratet har likevel inntrykk av at det har vært en positiv utvikling når det gjelder operatørselskapenes utarbeiding av spesifikke krav til innretningens utforming og utstyr allerede i prosjekteringsfasen.

Når det gjelder implementering av kravene under prosjektering, er oppfølging av ergonomiske forhold generelt mangelfull. Dette medfører at potensielle problemer knyttet til området «menneske – maskin», ikke blir identifisert under prosjekteringen. Ergonomisk fagkompetanse benyttes i liten grad.

På denne bakgrunn gjennomførte Oljedirektoratet i 1989 prosjektet «Ergonomiske krav og kriterier». Prosjektet er kort omtalt under kap 6.2.

Yrkeshygieneiske forhold som klima, forurensning

av arbeidsatmosfæren, kjemisk eksponering og støyeksposering, er blitt fulgt opp på en mer systematisk måte. Dette for å sikre at de tekniske løsnin-ger som velges er akseptable ut fra dagens yrkes-hygieniske normer. Personlig verneutstyr er likevel i mange tilfeller et nødvendig tillegg for å sikre ar-beidstakernes helse.

Oljedirektoratet har registrert en økt bevissthet blant operatørselskapene til å gjøre bruk av drifts-erfaring ved prosjektering av nye innretninger. Når det gjelder erfaring knyttet til arbeidsmiljø, og spe-sielt ergonomiske forhold, viser det seg likevel at slik erfaring ofte ikke fører til nødvendig oppdate-ring av konstruksjonskrav. Dette gjelder så vel hos operatørselskap som i engineeringselskap.

4.8.2 Det organiserte verne- og miljøarbeidet

Oljedirektoratet har i løpet av beretningsperioden gjennomført tilsynsaktiviteter mot det organiserte vernesamarbeidet på sokkelen. Oljedirektoratet har i hovedsak et positivt inntrykk av hvordan operatør-selskapene koordinerer verne- og miljøarbeidet. Sikkerhets-, verneombuds- og arbeidsmiljøutvalgs-møter ser ut til å fungere etter intensjonene. For enkelte kontraktøransatte og spesielt for ansatte med korte oppdrag, har det imidlertid vist seg at ko-ordineringen av verne- og miljøarbeidet, og sikring av arbeidstakermedvirkning, fortsatt er et problem-område.

Avmanning på eldre innretninger og krav om rasjonaliseringstiltak i selskapene har resultert i et hardere klima mellom partene. Saker forelagt Olje-direktoratet, knyttet til bemanningsfastsetting, be-manningsreduksjon, arbeidstakerordninger og ar-beidsplanlegging har økt betydelig i den senere tid. Disse sakene inneholder ofte relativt sammensatte problemstillinger.

Det er i regelverket satt samme krav til opplæring av medlemmer i arbeidsmiljøutvalget som til verne-ombud. Det er positivt at arbeidstakernes represen-tanter stort sett har gjennomført denne opplærin-gen. Svært få av arbeidsgivernes representanter tar seg imidlertid tid til å delta på denne grunnleggende opplæringen innen verne- og miljøarbeid. Dette er beklagelig og kan bidra til at deltakerne i arbeids-miljøutvalgene ikke kommuniserer på en konstruk-tiv måte.

Oljedirektoratet har i 1989 også fokusert på inn-holdet i denne opplæringen. 40-timerskurs innen verne- og miljøarbeid får generelt sett meget god omtale. Kursene dekker avgjort et behov og om-handler emner som er relevant i petroleumsvirksom-heten til havs. Når det gjelder opplæring innen in-ternkontroll, synes imidlertid disse kursene ikke å fylle behovet. At enkelte undervisningsinstitusjoner nå inkluderer en beskrivelse av internkontrollord-ningen på 40-timerskursene, er positivt.

Kvaliteten på handlingsprogram og årsrapport for verne- og miljøarbeidet er blitt bedre. Problemet er også her at kontraktørselskap med relativt korte

oppdrag, sjelden klarer å utarbeide handlingspro-gram og årsrapport før arbeidet på den aktuelle inn-retning er avsluttet.

4.8.3 Helsefarlige malingsprodukter

I løpet av det siste året har flere operatørselskaper valgt å ta i bruk malingsprodukter i vedlikeholdsar-beidet som har vist seg å være helsefarlige. Olje-di-ktoratet har registrert at flere av malingsleveran-dørene har utgitt ufullstendig produktinformasjon om helsefaren ved bruk av disse produktene; særlig i tilknytning til sprøytemaling. Dette kan ha bidratt til at operatørselskapene har foretatt sitt produkt-valg på mangelfullt grunnlag. Selv om importør/pro-dusent er ansvarlig for å fremskaffe fullgod informa-sjon om produktets helsefare, viser det seg å være behov for årvåkenhet og kritisk holdning fra opera-tørselskapenes side til den informasjon som presen-teres.

Dersom operatørselskapene, med basis i de-kende produktinformasjon og i samsvar med ar-beidsmiljølovens bestemmelser om bruk av de minst helsefarlige produkter, velger å ta i bruk helsefarlige malingsprodukter, kreves strenge vernetiltak for å unngå helsefarlig eksponering.

4.8.4 Asbest

Bygningsmaterialer i de eldre innretningene inne-holder i mange tilfeller asbest. Også i 1989 ble det igangsatt et større rivingsarbeid av asbestholdige bygningsmaterialer på et av feltene, uten at det på forhånd var konstatert at materialene inneholdt asbest. Dette indikerer at operatørselskapenes kart-legging av asbest på innretningene ikke alltid har vært tilstrekkelig.

4.8.5 Innkvartering

4.8.5.1 Installering av betongbarrieren rundt Ekofisk-tanken

I forbindelse med installeringen av betongbarrieren rundt Ekofisk-tanken (2/4 T) sommeren 1989, søkte Phillips om fravik for å kunne innkvartere mer enn to personer per rom i ti uker på den oppjekk-bare innretningen «West Gamma». Phillips hevdet at det ikke var mulig å skaffe andre floteller som kunne plasseres med broforbindelse til feltcenteret. Alter-nativet ville være å transportere flere hundre ar-beidstakere til og fra andre innretninger. Dette ble vurdert av Phillips som en kostbar og risikofylt løs-ning. Helikoptertransport ville gi lite effektive ar-beidsdager, og tåke ville kunne hindre arbeidstakere å komme på jobb. Prosjektet var tidskritisk, og det var viktig at arbeidet gikk som planlagt.

Oljedirektoratet mente det var mulig å leie inn flotell som kunne legges med broforbindelse til Ekofisk-senteret, og at det også var mulig å skaffe nødvendige sengeplasser på Ekofisk-senteret ved å omprioritere andre prosjekter som ikke i samme grad var tidskritisk. Oljedirektoratet av slo derfor søknaden om fravik.

Phillips klaget avgjørelsen inn for Kommunaldepartementet. Før departementet fattet endelig vedtak, endret Phillips sin søknad. Det viste seg at det likevel kunne skaffes et flotellet som kunne legges med broforbindelse til senteret, og som ville møte innkvarteringsbehovet. Mobilisering og installering av flotellet ville ta noe tid, og Phillips reduserte søknaden om fravik til å gjelde maksimalt tre uker. Denne søknaden ble innvilget av departementet.

4.8.5.2 Eldre boligkvarter

I 1980/81 foretok Phillips en vurdering av standarden på boligkvarterene på Ekofisk. Det ble besluttet å skifte ut de fleste boligkvarterene på feltet.

Boligkvarteret på 2/4 B ble ikke skiftet ut fordi det var planlagt å bygge en ny innretning for vanninjeksjon (2/4 K) med broforbindelse til 2/4 B. Den nye innretningen ville ha nytt boligkvarter med tilstrekkelig kapasitet til å innkvartere bemanningen på begge innretningene.

2/4 K ble tatt i bruk høsten 1987, men i en overgangsfase ble det behov for innkvartering i begge boligkvarterene. Sommeren 1989 ble boligkvarteret på 2/4 Bravo fjernet og gav da plass til nytt prosessutstyr.

4.8.5.3 Boligkvarterene på H-7 og B-11

Boligkvarterene på pumpeinnretningene H-7 og B-11 har en standard som ikke møter kravene i dagens regelverk. Det har vist seg at boligkvarterene ikke har tilstrekkelig kapasitet. I perioder hvor det foregår oppgraderingsarbeider eller større vedlikeholdsarbeider, har Norpipe gjentatte ganger måtte søke om fravik for å bruke midlertidige soveromsmoduler.

Oljedirektoratet har pålagt Norpipe å presentere en plan for oppgradering av boligkvarterene og å finne en løsning på hvordan innkvarteringskapasiteten kan økes. Norpipe presenterte høsten 1989 en plan for Oljedirektoratet som omfattet oppgradering av boligkvarterene til en akseptabel standard, samt en økning av kapasiteten. Arbeidene er planlagt gjennomført i løpet av 1990.

4.9 BEREDSKAP

4.9.1 Alternative evakueringsystemer

Oljedirektoratet har i løpet av året registrert at et stort antall redningsstrømper har blitt besluttet innkjøpt og tatt i bruk som et supplement eller som erstatning for eksisterende evakueringsmidler. Dette evakueringskonseptet er blitt akseptert som likeverdige med tradisjonelt utstyr som tauleider og flåtedavit.

4.9.2 Kontaktmøte om beredskap

Oljedirektoratet gjennomførte i perioden februar til mai en møteserie med samtlige aktuelle operatørselskap.

Bakgrunnen for initiativet var at Oljedirektoratet hadde inntrykk av at flere pågående saker kunne

vært gjennomført adskillig mer effektivt dersom det var en bedre forståelse i operatørselskapene av Oljedirektoratets forventninger.

Hovedvekten i møtene ble lagt på tolkning av Oljedirektoratets nåværende og planlagte regelverk innen områder som akseptkriterier, bruk av risikoanalyser og forventninger til personalkvalifikasjoner og sikkerhets- og beredskapsopplæring.

4.9.3 Seminar om sikkerhetssoner

Et seminar om forskrift om sikkerhetssoner ble avholdt i Oljedirektoratet desember 1989. Hensikten var å utdype forskriftens innhold overfor brukerne, samt å etablere en dialog for eventuelle endringer av forskriften, eksempelvis muligheten til å opprette midlertidig område med forbud mot oppankring og fiske ved undervannsinnetninger. Det ble rettet særlig oppmerksomhet mot muligheten til å opprette permanente soner.

4.9.4 Beredskap i nordområdene

Den begrensede leteaktiviteten i dette området i 1989 og erfaringene herfra har ikke medført vesentlige endringer i Oljedirektoratets syn på beredskaps spørsmålet.

Uhellet med det sovjetiske cruiseskipet «Maxim Gorkij» 260 km vest av Svalbard, bekrefter de utfordringene næringen står overfor ved en ulykke i de nordlige områdene. Denne ulykken viser at store avstander, manglende naboskap sammenlignet med Nordsjøen, begrenset basekapasitet (infrastruktur) og antall redningshelikoptre fortsatt er aktuelle problemstillinger.

4.9.5 Sikkerhetsopplæring

Forskjellen i kravene til sikkerhets- og beredskapsopplæring på faste og flytbare innretninger har medført en del merarbeid siste år.

Oljeindustriens Landsforenings (OLF) retningslinje for grunnleggende og videregående sikkerhets- og beredskapsopplæring er nå revidert og skal sendes Oljedirektoratet til høring. I retningslinjene vil det gå klart fram hvilke krav operatørselskapene forplikter seg til å følge dersom disse retningslinjene legges til grunn for samtykkesøknader.

De nye retningslinjene vil også inneholde en ny fagplan for personale som arbeider på sokkelen. Fagplanen er utarbeidet i samarbeid mellom arbeidsgivere, arbeidstakere, undervisningsinstitusjoner og myndigheter. Oljedirektoratet har ikke deltatt i arbeidet, men har forbeholdt seg retten til uttalelse før fagplanen blir satt i verk.

4.9.6 Mann-over-bord (MOB)-beredskap

Det har i løpet av året vært en del ulykker som har satt kvaliteten på MOB-beredskap i søkelyset. Medgått tid for opptaking av person som er falt over bord, samt metode for utsetting av MOB-båt, er blitt gransket. Når det gjelder utsettingsmetode, har det blitt gjennomført et prosjekt for spesielt å få

evaluert dagens MOB-beredskap. Dette arbeidet ble avsluttet med et møte i Oljedirektoratet hvor alle relevante parter fikk fremme sine synspunkt om fremtidens MOB-beredskap.

4.9.7 Drivende gjenstander

Gjennom årene har det forekommet episoder med drivende gjenstander (fartøyer, boreinnretninger, konstruksjoner oa) som har truet innretninger i Nordsjøen. Temaet ble i 1988 tatt opp i North Sea Offshore Authorities Forum (NSOAF), som nedsatte en arbeidsgruppe med representanter fra Nordsjø-landene under ledelse av Oljedirektoratet. Oppdraget var å vurdere problemområdet og foreslå eventuelle tiltak. Gruppens arbeid ble konsentrert om drivende gjenstander som resultat av slepbrudd i forbindelse med petroleumsaktiviteter. I mai 1989 presenterte arbeidsgruppen et dokument som munnet ut i en rekke anbefalinger for å bedre forholdene. Anbefalingene ble godkjent av NSOAF for oppfølging innenfor de enkelte medlemslands myndighetsområder.

Oljedirektoratet startet i april 1989 et prosjekt som tok for seg drivende gjenstander som kan true petroleumsinnretninger på norsk sokkel. Prosjektet ble støttet av en referansegruppe bestående av representanter fra rederi- og petroleumsnæringen, myndighetene og fagorganisasjonene. Prosjektet har hatt konsulentstøtte. Prosjektet ble avsluttet i november, og rapporten vil bli presentert for berørte parter og andre interesserte i første kvartal 1990.

Rapporten gir anbefalinger angående organisasjons- og ansvarsforhold og preventive tiltak mot drivende gjenstander.

4.9.8 Bemanning av radiatorom

I løpet av 1989 har Oljedirektoratet sett på Phillips' planlagte endringer av vakrutinene for radiooperatørene på Ekofisk-feltet. For en del faste innretninger vil Phillips overføre radiooperatørens nattevakt til kontrollromoperatørene. Dette ble planlagt utført ved enkelte tekniske modifikasjoner, rutineendringer og opplæring av kontrollromoperatørene. For å få erfaring med ordningen ble det fra mai til november 1988 gjennomført et pilotprosjekt på Eldfisk 2/7 B. Prosjektet ble gjennomført under observasjon av en referansegruppe bestående av representanter fra arbeidsgiver og arbeidstakere. Rapporten etter pilotprosjektet gav uttrykk for at ordningen dekket radiooperatørens nattevakt. Phillips' ønske om å gjennomføre ordningen medførte motstand blant arbeidstakerne under henvisning til redusert kvalitet på beredskap og arbeidsmiljøforhold.

Oljedirektoratet har vurdert forholdet opp mot gjeldende regelverk. Regelverket inneholder ingen bestemmelser om krav til 24 timers radiovakt for produksjonsinnretninger, annet enn tidsbegrenset lyttevakt på nødfrekvens. Dette kan ivaretas av kontrollromoperatørene og andre enheter på feltet.

Oljedirektoratet ser det som mindre hensiktsmessig med detaljerte bemanningsregler for de forskjellige aktiviteter på innretningene. De sikkerhetsmessige og miljømessige tiltak må tilpasses de varierende forhold basert på erfaringer, sikkerhetsstudier og konsekvensanalyser. Oljedirektoratet setter rammebetingelser for forsvarlig drift og operatørselskapene må holde seg innenfor disse rammebetingelser. Eksempel på dette er Oljedirektoratets krav til kontinuerlig overvåking av enkelte typer utstyr og prosesser, uten fastsettelse av antall personer som skal forestå overvåkingen. Operatørselskaper og arbeidstakere har som utfordring i fellesskap å forholde seg til gitte rammebetingelser innenfor et funksjonelt regelverk.

4.10 BORING OG BRØNNAKTIVITETER

4.10.1 Leteboring i nordområdene

Leteboringsaktiviteten har i 1989 vært noe lavere i området nord for 69° N enn i 1988. «Ross Rig» har operert alene i tilsammen 305 døgn. Tre undersøkelseshull er fullført, og det fjerde er påbegynt. Boresekvensen har også i 1989 vært regulert av en samordningsavtale mellom operatørselskapene.

4.10.2 Erfaringer med leteboringsaktiviteten i nordområdene

Siden de første utvinningstillatelsene ble tildelt på Tromsø-flaket i 1980, er det ved årsskiftet 1989/90 fullført 43 leteboringsoperasjoner nord for 69° N. I 1987 ble det gitt tillatelse til kontinuerlig helårsboring i området.

De ytre miljøforholdene har ikke virket inn på leteboringsoperasjonene i den grad en antok før aktiviteten tok til.

En har likevel erfart utstyrsproblemer som følge av kulde. Problemene er relatert til åpne dekk/arbeidsområder og mangel på avskjerming mot ytre miljø.

Erfaringene viser at kuldeproblemer som berører den boreoperasjonelle sikkerheten og det fysiske arbeidsmiljø, avtar vesentlig ved økende grad av innbygging. Forsyningstjenesten, både med tanke på fartøyer og helikoptre, har fungert uten nevneverdige vansker. En har imidlertid under ankerhånderingsoperasjoner opplevd problemer med vinsjene på forsyningsfartøylene når havdypet er større enn 400 m. Kommunikasjon mellom boreinnretningene og land har stort sett fungert tilfredstillende. Værvarslingen for Barentshavet blir hevdet å være av en dårligere kvalitet enn i Nordsjøen og på Haltenbanken. Enkelte operatørselskaper har derfor valgt å benytte utenlandske selskaper til værvarslingstjenesten i dette området.

4.10.3 Utvikling av ny teknologi

4.10.3.1 Sikringsventil for boring av topphullsseksjoner

Dårlig erfaring med standard avledningssystem til avledning av store volumer grunn gass, har ført til

utvikling av en sikringsventil for boring av topphullseksjoner (jf årsberetningen for 1988).

I løpet av januar 1989 ble sikringsventilen testet ved forskningsriggen Ullrigg i Stavanger. Det ble først foretatt boring over en viss periode hvor utstyret ble eksponert for store lastvirkninger for å bekrefte sikringsventilens strukturelle integritet. Deretter ble utstyret operert på ulike måter for å få bekreftet at utstyret er enkelt og funksjonelt å betjene.

Testen var meget verdifull og bekreftet de forhåpninger som var satt til sikringsventilen. Noen modifikasjoner ble foretatt på bakgrunn av erfaringene fra testen.

Etter den vellykkede landtesten ble den samme prototypen testet under boring av et letehull for Shell. Testprogrammet er halvveis gjennomført med overbevisende resultater. Programmet er bygget opp i overensstemmelse med Ullrigg-testingen. Så langt har sikringsventilen blitt testet ved boring av en 430 m lang 12 1/4" hullseksjon uten noen form for problemer. Funksjonstesting av sikringsventilen vil bli utført i forbindelse med tilbakeplugging av hull.

4.10.3.2 Hydrauliske systemer

Det har i den senere tid vist seg å være et betydelig potensiale for videreutvikling av hydrauliske systemer for heisespill, toppmonterte drivverk og vinsjer.

Utviklingen har bakgrunn dels i den teknologiske utvikling og dels i økede krav til sikrere systemer, hvor hensynet til driftsregulariteten står sentralt.

Oljedirektoratet vil særlig framheve viktigheten av arbeidet med utvikling av mer pålitelige og sikre bremsesystemer, og utvikling i retning av plass- og vektbesparende utstyr.

4.10.3.3 Automatiske rørhåndteringssystemer

I samarbeid med Statoil satte Oljedirektoratet i gang en studie om automatisering av foringsrøperasjoner på Troll-feltet. Studien ble utført av Smedvig IPR med bistand fra Rogalandforskning, Smedvig Drilling, Weatherford Norge og Wilhelm Wilhelmsen.

Studien var motivert ut fra det grunne reservoaret på Troll-feltet, som vil medføre at en stor del av boreoperasjonen vil utgjøres av kjøring av foringsrør. Videre at foringsrøperasjoner i boreprosessen er et område hvor tungt utstyr representerer en betydelig ulykkesrisiko for boremannskapet.

Studien viser at det innenfor rammen av eksisterende teknologi er rom for å redusere skadepotensialet med relativt små forbedringer. De mest aktuelle tiltak er endring av arbeidsrutiner for å unngå utsatte plasseringer av mannskaper, bedre klargjøring fra land før utskiping av foringsrør og enkelte forbedringer av arrangementer for stabling, løfting og transport under operasjonene.

Beregningene viser også at foringsrøperasjonene vil kunne utføres med en hastighet som minst tilsvarende dagens nivå.

4.10.3.4 Undervannsteknologi

Undervannsproduksjonssystemer er anvendt til produksjon på Tommeliten, Øst-Frigg, Nordøst-Frigg og Gullfaks. Systemene som er valgt, er, med unntak av Gullfaks, en bunnrammesamling av brønner som bruker dykkere, fjernstyrt verktøy og innretning når vedlikehold og intervensjon er nødvendig. Disse undervannssystemer møter forventningene til produksjonstilgjengelighet og har bidratt på en positiv måte til undervannsløsninger, som på Snorre, Troll-Oseberg Gassinjeksjon (TOGI) og Statfjord.

Systemene som er operative, er stort sett sammenlignbare med varierende grad av modularisering og hydraulisk-elektriske kontrollsystemer. Bruk av eksisterende faste innretninger til å ta imot hydrokarboner har spilt en viktig rolle ved beslutning om utbygginger basert på undervannsproduksjonssystemer.

Slike systemer er et pålitelig og økonomisk alternativ til løsninger basert på brønnhodeinnretninger over havflaten, for mindre felt eller videreutvikling av allerede utbygde felt.

En konsentrerer seg nå om å redusere kostnadene ved å søke etter enklere løsninger, men uten at sikkerhet og pålitelighet blir redusert.

Brønnintervensjon er fremdeles en kostbar aktivitet, og det søkes for tiden etter forenklede metoder som kan bidra til å senke kostnadene. Fjernstyrte vedlikeholdsfartøyer og hydraulisk transport av verktøy gjennom produksjonsrør er planlagt brukt på Snorre og burde bidra til reduksjon av hyppighet for intervensjon og dermed lavere kostnader.

Oljedirektoratet ser det som viktig å samle erfaring fra undervannssystemer fordi framtidig bruk vil skje på dypere vann, hvor fordelene i forhold til overflatebaserte systemer ventelig vil være større.

4.10.4 Dype høytrykksbrønner

Prosedyrer for boring av dype brønner med høyt trykk og høy temperatur har gjennomgått en betydelig revurdering av Oljedirektoratet, operatørselskaper og borekontraktører på bakgrunn av to alvorlige hendelser:

- Arco-brønnen 22/30b på britisk sokkel der en i september 1988 boret inn i jura-sand som stod under høyt trykk
- Sagabrønnen 2/4-14 der det i januar 1989 ble påtruffet et oljereservoar med høyt trykk i øvre del av jura

Det er av stor betydning å drive boring og brønnaktiviteter under slike forhold på en sikkerhetsmessig forsvarlig måte, da lignende forhold må påregnes i mange av de mest interessante leteområdene framover. Aktivitet i slike områder forventes dermed å øke i siste halvpart av 1990-årene.

Basert på hendelsene overfor og andre erfarte operasjonelle problemer ved boring av dype høy-

trykksbrønner, besluttet Oljedirektoratet våren 1989 å foreta en systematisk gjennomgang av erfaringer med tidligere borede brønner på norsk sokkel. Materialet bestod av data fra boring av 32 brønner. Operatørselskapenes og borekontraktørenes egne erfaringer ble også innhentet og lagt til grunn for utredningen.

Med basis i dette arbeidet har Oljedirektoratet utarbeidet en veiledning for boring av høytrykksbrønner.

4.10.5 Problembørnen 2/4-14

Saga begynte boring av høytrykksbrønnen 2/4-14 6.10.1988 med boreinnretningen «Treasure Saga».

Etter å ha boret inn i reservoaret på ca 4 730 meters dyp, oppstod det problemer med ustabil hull og fastkjøring av borestrengen. Under opprensning av borestrengen med kveilerør oppstod det 20.1.1989 en ukontrollert utstrømning av hydrokarboner, og sikkerhetsventilen på havbunnen ble stengt. Forsøk på å gjenvinne full kontroll over brønnen måtte relativt raskt oppgis, og boreinnretningen ble flyttet fra lokasjonen av sikkerhetshensyn.

Avlastningshull 2/4-15 S ble påbegynt med «Treasure Saga» 31.1.1989, ca 1 200 meter til siden for 2/4-14.

Parallelt med dette ble det besluttet å bruke den oppjekkbare innretningen «Neddrill Trigon», med spesialutstyr for direkte intervensjon og dreping av problembørnen. 1.4.1989 ble det gitt nødvendig klarering for plassering av «Neddrill Trigon» over borehullet, og det ble etablert kontakt med brønnen.

Fiskingen etter kveilerøret skulle vise seg å være teknisk og operasjonelt vanskelig, og langt mer tidkrevende enn det Saga hadde forventet. Under dette arbeidet ble det registrert en undergrunnslekkasje i borehullet.

Etter å ha vurdert situasjonen, valgte Saga å fortsette fiskingen etter kveilerøret i borestrengen, mens det ble igangsatt arbeid med å kartlegge mulig innvirkning av strømmingen opp i sandsonen ved 875 m. Det ble iverksatt spesiell overvåking av området rundt brønnen.

Boringen av avlastningshull 2/4-15 S gikk relativt greit, og 9 5/8" foring ble satt i juni. Nødvendig drepeutstyr ble montert på «Treasure Saga» før en bore ut av dette foringsrøret.

I 2/4-14 R gikk fiskeoperasjonen langsomt. 7" forlengelsesrør ble installert ned til 4 673 m, og det gjestod da ca 40 m å bore før kommunikasjon mellom brønnene kunne oppnås.

Som følge av undergrunnstrømmingen ble det foretatt jevnlig undersøkelse av sjøbunnen rundt 2/4-14 R. Under en slik inspeksjon ble det i august oppdaget en mindre lekkasje som bestod av en blanding av grunn gass og reservoargass. Det var også indikasjoner på mulig lekkasje av hydrokarboner

opp i høyreliggende sandsoner over 875 meter, og gradvis utbredelse av hydrokarboner i sonen.

Fiskingen etter kveilerør i 2/4-14 ble oppgitt 27.9.1989. Det var da tatt opp 4 004 m med kveilerør. Borestrengen ble kuttet på 4 050 m dyp, og den avkuttete borestrengen ble trukket ut av hullet.

Ny borestreng med utstyr for å renske opp hullet, ble kjørt. En møtte imidlertid restriksjoner ved 850-900 m, men kom forbi disse. Opprensningsstrengen ble senere slitt av, med det resultat at mesteparten av strengen ble stående igjen. Det var etterhvert også blitt klart at 9 5/8" foringsrør var delt på flere steder i intervallet 850 - 900 m, og at det derfor ikke var nødvendig åpning for å komme inn i brønnen med pakningsutstyr.

De opprinnelige drepeplanene med setting av pakning i 2/4-14 R for isolasjon av hullene i 9 5/8" foringsrør ble derfor skrinlagt, og det ble besluttet å gjøre et forsøk på å drepe 2/4-14 R ved å pumpe tungt slam ned 2/4-15 S og inn i bunn av 2/4-14 R uten bruk av pakning.

Ut boring av 2/4-15 S startet 11.12.1989, og kommunikasjon med 2/4-14 R ble oppnådd 12.12.1989. Pumping av tungt slam førte til at brønnstrømmen i 2/4-14 R stanset 16.12.1989. Brønn 2/4-15 S ble plugget tilbake inn i 7" forlengelsesrør. Ved årets slutt var arbeid i gang med tilbakeplugging av 2/4-14 R.

4.10.6 Høyavviksboring

De to første horisontale borehull på norsk sokkel ble boret i 1989. Det første ble boret av Statoil på Gullfaks Sør for å foreta testproduksjon med boreinnretningen «Deepsea Bergen». Hullet ble boret til et vertikalt dyp på ca 3 400 m. Den horisontale hullseksjons lengde var 450 m. Forkastninger i området for den horisontale seksjonen forårsaket imidlertid hullstabilitetsproblemer, slik at nødvendig foring og klargjøring av hullet for testproduksjon ikke lot seg gjennomføre. Nedre del av hullet ble derfor plugget, og nytt sidesteg boret for å foreta testproduksjon gjennom et 50°-hull.

Det andre horisontale hullet ble boret av Hydro på Troll-feltet. Hensikten var å stadfeste om deler av det forholdsvis tynne oljelaget som ligger under Troll-gassen, økonomisk lar seg produsere. Selv om oljelaget er tynt, penetrerte hullet flere hundre meter av oljeførende sand, da den horisontale seksjonen ble lagt mellom gass/olje- og vann/olje-kontakten. På grunn av den lange, oljeførende hullseksjonen, vil økonomiske produksjonsrater forhåpentligvis kunne oppnås. Brønnen skal langtidstestes i 1990.

Statoil har satt ny verdensrekord i sideveis rekkevidde ved hjelp av høyavviksboring. Staffjord-feltets brønn C-10 ble boret til målt dyp 6 200 m. Helningsvinkel i store deler av brønnen var ca 75°, og sideveis nådde den ca 5 000 m ut fra Staffjord C. Brønner av denne typen øker mulig dreneringsradius fra

produksjonsinnretningene og vil i enkelte tilfeller kunne gjøre kostbare havbunnsbrønner overflødige.

4.10.7 Oljedirektoratets boredatabase

Tilsynet med sikkerhet og arbeidsmiljø ved bore- og brønnaktiviteter medfører faglige vurderinger innenfor alle faser og alle typer aktiviteter. Behovet for et egnet analyseverktøy førte til at det ble opprettet en database i Oljedirektoratet i 1984. Siktet målet med databasen er at all informasjon om boreaktiviteter skal systematiseres, slik at den er tilgjengelig og anvendbar i tilsynsvirksomheten.

Borerapportene blir daglig lagt inn i databasen, som nå inneholder informasjon fra alle brønner som er påbegynt etter 1.1.1984. Totalt omfatter databasen ved utgangen av året informasjon fra 684 brønner, ca 43 000 daglige statusrapporter og ca 85 000 operasjoner.

Figur 4.10.7 viser fordeling på henholdsvis produksjons- og leteboring i 1989.

Omfanget av henvendelser fra eksterne brukere av boredatabasen synes å vise at den også er nyttig for operatørselskapene, som har tilgang til data de selv har rapportert.

4.11 NATURMILJØ

4.11.1 Innsamling av naturdata

Innsamlingen av naturdata (strøm, vind, bølger, osv) fra Ekofisk, Frigg og Statfjord har forløpt til-

fredsstillende. Med bistand fra Det norske meteorologiske institutt (DNMI) har direktoratet utført tilsyn med innsamlingen på disse tre feltene. Bistandsordningen har fungert meget tilfredsstillende og bidrar sterkt til en god kvalitet på tilsynet innen dette området.

I 1989 har Oljedirektoratet gitt pålegg om innsamling av naturdata fra Draugen-feltet, når dette kommer i produksjon. Draugen vil da bli den fjerde faste målestasjonen på sokkelen sammen med Ekofisk, Frigg og Statfjord.

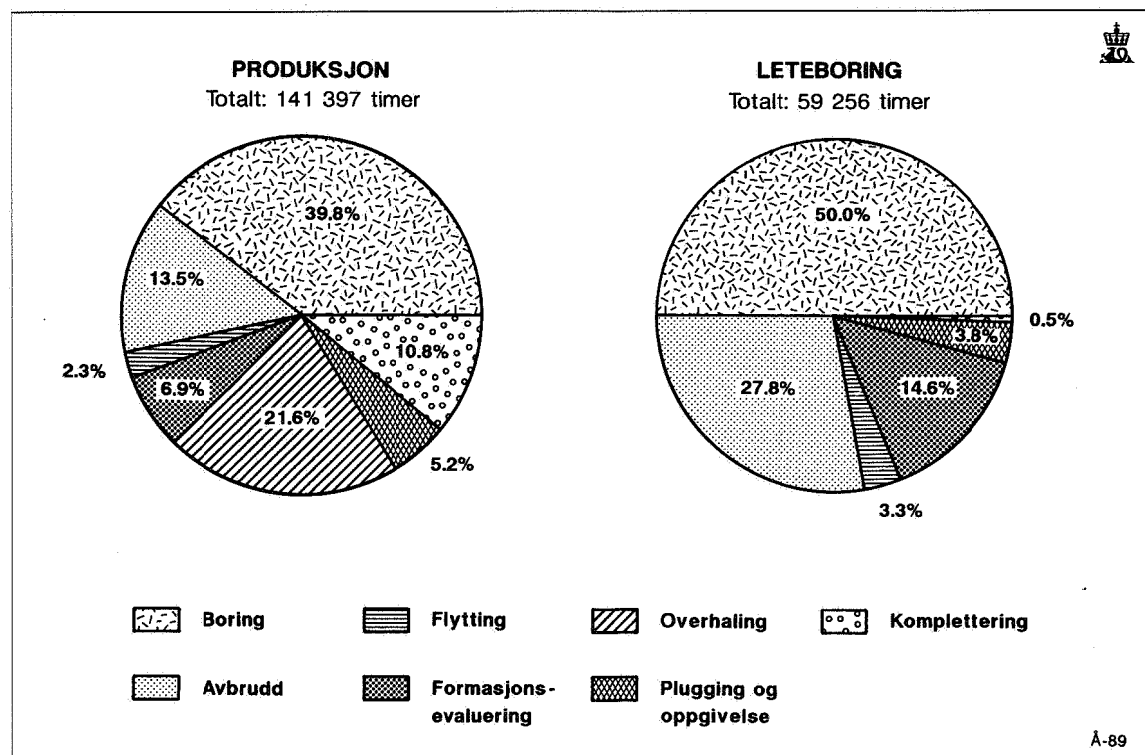
Oljedirektoratet har også i 1989 samlet inn naturdata i Barentshavet på Thor Iversen-banken, Sentralbanken og ved Bjørnøya. Det har i 1989 også blitt startet innsamling av data fra Vøringplatået. Foreløpige resultater fra Vøringplatået tyder på at havmiljøet (bølger og vind) er verre enn på Haltenbanken og Trænabanken hvor man tidligere har målinger fra.

Prosjektet hadde i 1989 en total ramme på 9 millioner kroner. Det er samlet inn data om bølgehøyde, bølgeretning, strøm, meteorologi og tidevann. Måleprogrammet er blitt gjennomført ved kjøp av tjenester fra Oceanor i Trondheim.

4.11.2 Barentshavet

I samband med den datainnsamling som Oljedirektoratet og operatørselskap har gjennomført i Barentshavet siden 1976, arrangerte Oljedirektora-

Fig. 4.10.7
Daglig borerapporteringssystem 1989



tet en naturdatakonferanse i Harstad i 1989. Konferansen samlet 62 deltakere.

De konklusjonene en kan trekke fra dagens kunnskap om forholdene i Barentshavet Sør, er:

Vind og bølgeforholdene er sammenliknbare med forholdene i Nordsjøen, men 100-årsverdiene er lavere enn utenfor Midt-Norge. Polare lavtrykk kan skape problem for planlegging og gjennomføring av operasjoner, men vil ikke føre til økte ekstremverdier av vindhastighet, bølgehøyde, lufttemperatur eller ising.

Strømshastighetene er relativt lave på åpent hav, inne ved land kan de bli en del høyere.

Vanndyptet er stort sett i området 200–400 m, i likhet med deler av Nordsjøen og på Haltenbanken.

Ising er et større problem enn lengre sør, men anses likevel ikke å kunne gi faretruende store ekstra belastninger.

Havis vil det måtte tas hensyn til ved dimensjonering av innretninger for det meste av Barentshavet, når hundreårsforhold og titusenårsforhold legges til grunn. Skadepotensialet fra havisen vil likevel i all hovedsak være av lokal art på innretningene.

Isfjell er blitt observert så langt sør som nær kysten av Nord-Troms, se figur 4.11.2. Grunnlaget er imidlertid mer eller mindre tilfeldige observasjoner. Pålitelig kunnskap om hvor ofte og hvor mange isfjell som kommer inn i området, mangler. Skadepotensialet ved en kollisjon mellom en innretning og et isfjell kan være katastrofalt.

Temperaturene for en hundreårstilstand kan bli

–35°C for Bjørnøya og –18°C for Tromsøflaket. Dette er vesentlig lavere temperaturer enn det som forekommer lenger sør.

Det har vært få jordskjelvobservasjoner i Barentshavet, og dimensjonerende verdier er lave sammenliknet med resten av sokkelen.

4.11.3 Biologisk overvåking nær innretninger i Barentshavet

I forbindelse med leteboringsaktiviteten i Barentshavet har myndighetene ønsket en løpende overvåking av de biologiske forhold ved innretningene. Hensikten er til enhver tid å ha oppdaterte biologiske data som kan brukes til å vurdere eventuelle skader i det marine miljø, dersom et oljeutslipp skulle inntreffe. Spesielt viktig er det for vurdering av eventuelle skader for fiskeriene å ha oppdatert kunnskap om tilstedeværelse av fiskelarver og spesielt deres næringsorganismer.

Innsamling av prøver startet i august 1986 og blir foretatt av mannskapet på beredskapsfartøyene etter opplæring og anvisning fra Havforskningsinstituttet. Prøvene samles inn med planktonhåv og fraktes til land regelmessig. Grovsorteringen av de innsamlede prøvene gjennomføres ved Kystnæringscenteret i Honningsvåg, mens Havforskningsinstituttet står for den videre bearbeidelsen.

4.11.4 Bruk av haloner

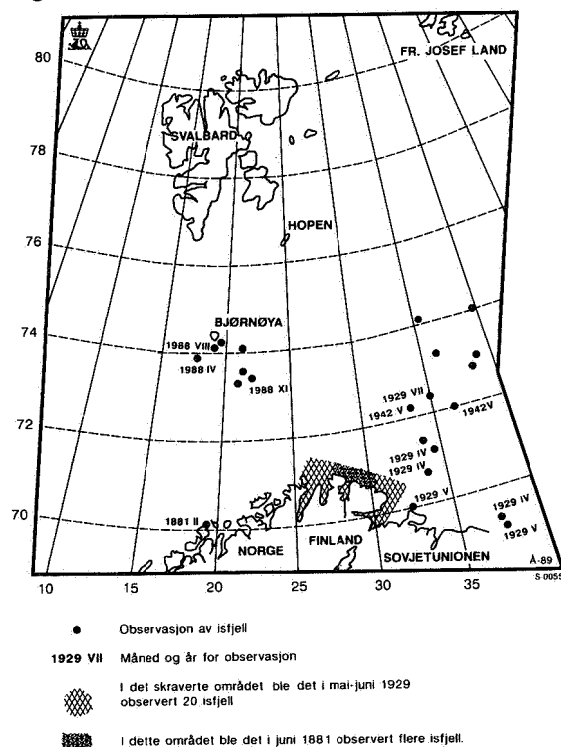
Haloner brukes i svært stor utstrekning som brannsløkkingsmiddel på innretninger i petroleumsvirksomheten. Ifølge studier som er gjort for Statens Forurensningstilsyn (SFT), står petroleumsvirksomhet for en vesentlig del av de samlede halonutslipp i Norge.

Norge har gjennom Montreal-konvensjonen, som trådte i kraft 1.1.1989, forpliktet seg til å stabilisere forbruket av haloner på 1986-nivå innen 1992. For å nå dette målet har SFT utarbeidet en handlingsplan. Planen inneholder forbud mot nye håndlokkere med halon, forbud mot nye installasjoner på noe sikt og utfasing av eksisterende anlegg etter en lengre tidsplan. SFT tar også sikte på å stoppe alle unødvendige utslipp av haloner, for eksempel prøveutløsninger av anlegg for verifikasjonsformål.

Oljedirektoratets forskrifter inneholder ikke spesifikke krav om bruk av haloner, slik at det i forhold til regelverket er fullt mulig å erstatte haloner med andre sløkkemedier. I praksis medfører det likevel store problemer for operatørselskapene, da erstatningsmediene har en rekke begrensninger i forhold til halon. For eksempel viser en rekke studier og eksempler at halon kan erstattes med vannbaserte systemer. Til havs er det imidlertid bare tilgang til sjøvann for brannsløkkingsformål. Dette forholdet gjør det svært vanskelig å erstatte halon i områder hvor elektrisk og elektronisk utstyr er plassert.

Det synes likevel mulig å beholde et akseptabelt sikkerhetsnivå uten å bruke halon, og det er svært oppmuntrende å se at operatørselskapene langt på

Fig. 4.11.2



vei har vært i stand til å finne alternative løsninger, særlig i forbindelse med nye prosjekter.

For eksisterende innretninger ser Oljedirektoratet mulighet for å fravike kravet om automatisk utløsning, forutsatt at et pålitelig, manuelt system innføres.

4.12 STRUKTURER OG RØRLEDNINGER

4.12.1 Konstruksjonsstål

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

Oljedirektoratet gjennomfører et fast undersøkelsesprogram for stål som benyttes i utbyggingsprosjekt på sokkelen. En velger da stål som blir benyttet i de mest belastede deler av den bærende konstruksjonen. Undersøkelsesmetodene gir grunnlag for en enkel evaluering av stålets mikrostruktur i forbindelse med sveising og brudd-seighetsegenskapene i sveisens varmpåvirkede sone. Innen utgangen av 1989 er til sammen 17 stålmaterialer fra forskjellige utbyggingsprosjekter undersøkt. Prøveметодikken er utviklet av SINTEF, som også utfører prøvingen for Oljedirektoratet.

Interessen for å ta i bruk høyfast stål i konstruksjonene er økende. Flere utbyggingsprosjekter som er påbegynt eller som er under prosjektering, vil benytte en viss mengde høyfast stål. Imidlertid synes det som om det er stål med en fasthet opp til 500 MPa som er mest aktuelt. Det er ennå en viss usikkerhet forbundet med bruk av stål med høyere fasthet, spesielt når det er tale om utmattingspåkjennte sveiseforbindelser.

Bruk av støpe- og smigods til bærende konstruksjoner har også økt i de senere år. For eksempel har flere stålunderstell som nå er under bygging, en del støpte knutepunkter. Fordelen med å bruke disse sammenlignet med en sveist konstruksjon, er at fabrikkasjonen forenkles og at utmattingslevetiden øker.

4.12.2 Korrosjon og korrosjonsovervåking

Oljedirektoratet påbegynte i 1989 en undersøkelse angående operatørselskapers erfaringer innen fagfeltet korrosjon generelt og med systematisering av overvåkingsresultater spesielt.

Oljedirektoratet ønsket også industriens syn på i hvilke systemer eller på hvilke deler av konstruksjonene korrosjonsproblemene var størst, samt i hvilken grad selskapene kunne måle effekten av eventuelle tiltak som iverksettes for å redusere korrosjonsskadens omfang.

Det britiske selskapet Britoil plc (nå integrert i BP) har over en tiårsperiode registrert og analysert skadetyper, samt hvilke utstyrstyper som rammes av skader, for 5 ulike innretninger til havs. Det konkluderes entydig med at korrosjon er den uten sammenlikning største skadeårsak, og står alene for hele

33 % av det totale antall skader. Figur 4.12.2 viser fordelingen på typer skader.

Undersøkelsen fra britisk sektor har også sett på hvilke utstyrstyper som er mest utsatt for skader. Den viser en meget jevn fordeling på produksjonsutstyr og trykktanker (18 %), pumper og kompressorer (14 %), brønnutstyr (12 %) og bore- og loggeutstyr (12 %).

Særlig med utgangspunkt i de ulike innretningenes alder, tror ikke Oljedirektoratet at disse tallene fra britisk sektor uten forbehold kan overføres til norske forhold. Tallmaterialet kan likevel gi en indikasjon på skadeårsaksfordelingen også på norsk sokkel.

Oljedirektoratets undersøkelse avdekket at operatørselskapene mangler et enkelt og effektivt system som kan dokumentere omfanget av korrosjonsskader og kostnadene disse påfører selskapene.

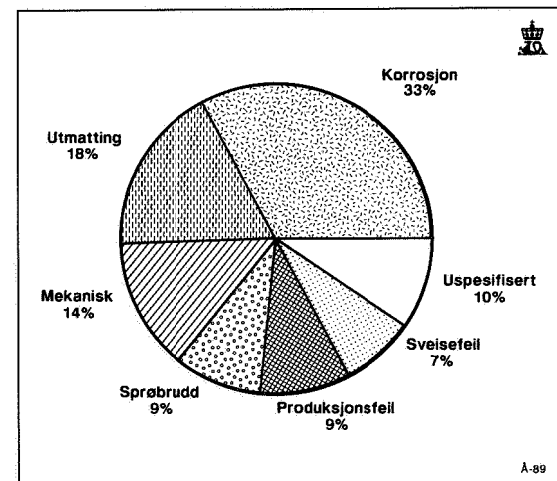
I arbeidet med å redusere korrosjonsskadens omfang, og dermed høying av sikkerheten for personale, ser det også ut til at industrien har små muligheter til å kunne måle effekten av korrigerende tiltak over tid.

Basert på mer generell driftserfaring peker selskapene på følgende problemområder i prioritert rekkefølge:

- innvendig korrosjon i brønnutstyr og brønnstrømsrør
- generell og galvanisk korrosjon i sjøvanns- og brannvannssystem
- korrosjon i systemet for produsert vann
- korrosjon under isolasjon
- korrosjon i skvettsonen
- korrosjon som følge av aggressiv marin atmosfære.

Undersøkelsen bekreftet også at så godt som alle operatørselskapene hadde hatt betydelige korro-

Fig. 4.12.2
Fordeling av strukturelle skader



sjonsproblemer når nye anlegg ble tatt i bruk. Årsaken var både manglende drenering av rør, tanker, ventiler oa etter trykkprøving, samt manglende eller feil bruk av kjemiske hemmingsmiddel ved den samme trykkprøve.

Det ble også påvist at korrosjon i kobber-nikkel rør, under isolasjon og passiv brannbeskyttelse, i utstyr og armatur utsatt for marin atmosfære, i skvettsonen, i system for produsert vann og i brønnutstyr først melder seg med full tyngde etter en tids drift.

Operatørselskapene har ulik praksis og filosofi for å kontrollere eller eliminere korrosjonsproblemene som er skissert ovenfor. Metodene varierer fra bruk av kjemiske hemmingsmiddel og katodisk beskyttelse til for eksempel oppgradering med høylegerte materialer.

Med hensyn til korrosjonsovervåking har selskapene hatt overveiende positive erfaringer med bruk av vekttauskuponger og elektriske motstandssonder. Samtidig legger en vekt på personalets kompetanse og erfaring, for å kunne gi en fullgod evaluering av måleverdiene.

Operatørselskapene er nå, i samarbeid med Oljedirektoratet, i ferd med å vurdere nytteverdien av å utvikle et nytt system, eventuelt tilpasse de eksisterende system og rutiner, for på en bedre måte å kunne systematisere driftserfaringer og nyttiggjøre seg disse i arbeidet med å optimalisere driften av innretningene.

4.12.3 Rørledninger og stigerør

De nye utbyggingskonseptene på norsk sokkel medfører i økende grad rørledningstransport av uprosesert og delvis prosesserte hydrokarboner.

Hydro har under bygging en 48 km lang 20" rørledning som skal sende uprosesert gass fra Troll-feltet til Oseberg-feltet. Dette er foreløpig den lengste flerfaserørledning i Nordsjøen. I tillegg har Shell foreslått for sine partnere at Troll-gassen skal transporteres til land for prosessering, før videresending til Kontinentet. Dette vil medføre flerfasetransport i 36" rørledninger i avstander opptil 66 km.

På bakgrunn av behov for økt transportkapasitet for gass fra norsk kontinentalsokkel til kontinentet, har Norpipe søkt om å få øke kapasiteten i Norpipe-rørledningen fra Ekofisk til Emden utover designtrykket. Søknaden blir vurdert i samarbeid med vesttyske og danske myndigheter.

4.12.4 Plaststrukturer

Shell har kommet med nye ideer for bygging av komposittbeskyttelsesstrukturer til havbunnskomplettete brønner. Betydelige kostnadsbesparelser ser ut til å være mulig, slik at myndighetenes krav om overtrålbarehet kan møtes med vesentlig lavere omkostninger.

Dersom det viser seg mulig med en form for koordinering mellom de forskjellige operatørselskaper som i de nærmeste årene skal installere undervannsbrønner, foreligger det også et potensiale for serie-

produksjon i Norge med muligheter for ytterligere besparelser.

4.13 ELEKTRISKE ANLEGG

4.13.1 Elektriske anlegg og utstyr på Veslefrikk

Veslefrikk-feltet et bygd ut med en bunnfast boreinnretning og en flytende produksjonsinnretning. Etter gjeldende forskrifter skulle forskrifter for elektriske anlegg (FEA) vært lagt til grunn for den faste innretningen og forskrifter for elektriske anlegg på skip og sjøredskaper (FEAS) for den flytende innretningen. En slik forskjell i regelverksgrunnlag på to innretninger med fast, varig forbindelse har klare negative konsekvenser. Operatørselskapet Statoil søkte på dette grunnlag om å få benytte FEAS for hele prosjektet. Søknaden ble imøtekommet av Oljedirektoratet.

De elektriske anlegg på den faste og den flytende innretningen er forbundet med to høyspentkabler som henger i en bue ned i sjøen. Kablene er festet med spesielle anordninger i hver ende. De er også utstyrt med kutteinnretninger, slik at kablene kan kuttes hvis avstanden mellom den faste og den flytende innretningen blir for stor.

4.13.2 Elektriske anlegg og utstyr på Gyda

Oljedirektoratet har vært opptatt av tiltak for å få redusert kortslutningsstrømmene i de elektriske anleggene i Nordsjøen. Gyda-prosjektet har oppnådd dette ved å øke den elektriske motstanden i forskjellige deler av anlegget.

4.14 GASSLEKKASJER, BRANNER OG BRANNTILLØP

4.14.1 Gasslekkasjer

Totalt har Oljedirektoratet fått rapport om 45 gasslekkasjer på faste innretninger i beretningsperioden. I 1988 innskjerpet Oljedirektoratet rapporteringsrutinene for hendelser og nesten-ulykker, slik at det i annet halvår 1988 ble innrapportert 24 gasslekkasjer. Innskjerpingen av rapporteringsrutinene har gitt Oljedirektoratet et bedre datagrunnlag for å kunne vurdere tiltak for å redusere antall gasslekkasjer.

Figur 4.14.1a viser fordelingen av innrapporterte gasslekkasjer etter alvorlighetsgrad. Inndelingen i figuren er basert på Oljedirektoratets vurdering av hendelsesforløpet og hvilken fare gasslekkasjen innebar. Figuren illustrerer at hoveddelen av gasslekkasjene er mindre lekkasjer som raskt har blitt brakt under kontroll.

Tabell 4.14.1 viser gasslekkasjer av de ulike kategoriene som har blitt detektert av gassdeteksjonssystemene.

Figur 4.14.1b gir en indikasjon på hva som har vært årsakene til gasslekkasjene. Årsaken til en gasslekkasje er ofte flere sammenfallende forhold. I figuren er årsaksforholdene inndelt med bakgrunn i Oljedirektoratets vurdering av mottatte rapporter. Menneskelig feilhandling er en årsaksgruppe under

Tabell 4.14.1
Gasslekkasjer detektert av gassdeteksjonsanlegg

Alvorlighetsgrad	Antall totalt	Antall automatisk detektert	Utslag i % LEL	
			20 %	60 %
Ubetydelig	5	0	0	0
Liten	24	12	10	2
Middels	13	9	2	7
Stor	3	2	0	2

(LEL = Laveste eksplosjonsgrense)

Fig. 4.14.1.a
Fordeling av rapporterte gasslekkasjer etter alvorlighetsgrad

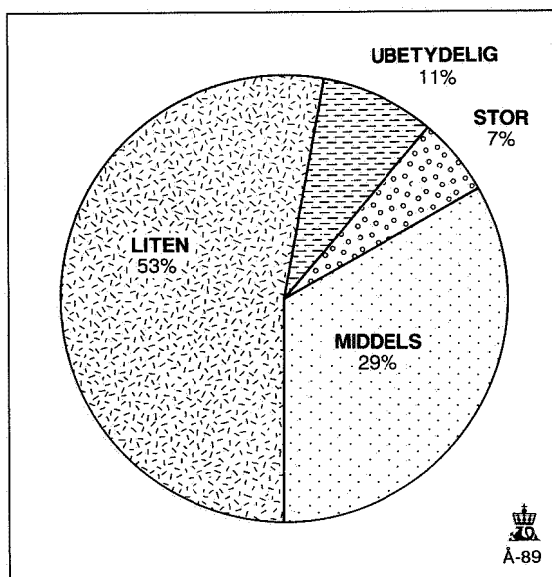
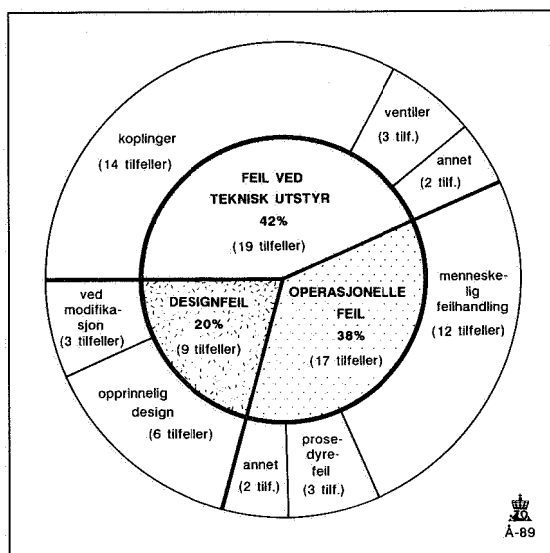


Fig. 4.14.1.b
Årsaker til 45 gasslekkasjer



kategori operasjonelle feil. En menneskelig feilhandling har igjen flere bakenforliggende årsaker, så som som dårlig tilrettelegging av arbeidet, mangelfull opplæring, mangelfull informasjon, uklare kommunikasjonslinjer og stressfaktorer.

Datagrunnlaget tyder på at gasslekkasjer med høyere alvorlighetsgrad oftest skyldes operasjonelle feil. I beretningsperioden har Oljedirektoratet gitt pålegg til operatørselskapene om å vurdere ulike tiltak av prosedyremessig og teknisk art som kan redusere antall gasslekkasjer.

4.14.2 Gasslekkasjer gjennom dreneringssystemer

I løpet av 1988 ble det nedsatt en arbeidsgruppe i Oljedirektoratet som skulle analysere kjente hendelser der gass har unnsloppet gjennom dreneringssystemene, og foreslå tiltak som prosedyrer, forskrifter eller tiltak av teknisk art for å unngå liknende hendelser.

Resultatene fra dette arbeidet ble drøftet med operatørselskapene. Oljedirektoratet har i 1989 videreført dette arbeidet ved å pålegge samtlige operatører å utføre en studie av dreneringssystemene på egne innretninger, med søkelys på identifiserte problemområder og operatørens egne erfaringer. Pålegget har resultert i flere forbedringer av dreneringssystemene.

4.14.3 Branner og branttilløp

Oversikt over branner på flyttbare og faste produksjonsinnretninger, rapportert av operatørselskapene i beretningsperioden, er gitt i tabell 4.14.3. Tabellen viser skade, antall branner og brannårsak. Oljedirektoratet har registrert totalt 51 branner i 1989, mot 35 branner i 1988. Økningen synes å ha sammenheng med det høyere aktivitetsnivået siste året, både i konstruksjonsfase og i driftsfase.

4.15 DYKKING

4.15.1 Dykkeaktivitet

I løpet av beretningsperioden ble det foretatt 1 704 overflateorienterte dykk, 2 150 klokkeløp og 208 341 manntimer i metning under dykking på norsk kontinentalsokkel. Dette innebærer en økt aktivitet sammenliknet med 1988.

Videre er det utført 15 monobare dykk i forbindelse med arbeid på rørledninger.

Den samlede dykkeaktivitet på norsk sokkel har

Tabell 4.14.3

Oversikt over branner på flyttbare og faste produksjonsinnretninger

	Konstruksjonsfasen			Faste innretninger Driftsfasen			Flyttbare innretninger Driftsfasen		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Personskader og materielle skader		1							
Personskader og mindre eller ingen materielle skader					1				
Ingen personskade, men større materielle skader			1	2	1				
Ingen personskade og mindre eller ingen materielle skader		2	3	12	17	10			1
Totalt:	51	3	4	14	19	10			1

Årsaker til brann og branntilløp:

A: Teknisk svikt, for eksempel varmgang ol.

B: Sveising, sliping o l, som blir definert som varmt arbeid.

C: Annet.

vært fordelt på lange inspeksjons/vedlikeholds-kontrakter på Ekofisk og Staffjord/Gullfaks og Frigg-området, samt oppdrag av kortere varighet på Valhall, Gyda og Oseberg. Når det gjelder konstruksjonsoppdrag, har dette i det vesentligste bestått i sammenkopling av rørledninger ved hjelp av hyperbar sveising. Dette har foregått på Gyda (dyp ca 75 m), Oseberg (ca 110 m), Veslefrikk (ca 175 m) og Gullfaks C (ca 220 m).

4.15.2 Skadeoversikt for dykkeaktiviteter

Figur 4.15.2a viser en oversikt over antall personskader rapportert til Oljedirektoratet i årene 1978–1989 i forbindelse med dykkeaktivitetene på norsk kontinentalsokkel.

Personskadene er inndelt i kategoriene dødsfall, trykkfallsyke og andre skader. Syv av tilfellene av

trykkfallsyke har funnet sted ved metningsdykking og to ved overflateorientert dykking. Infeksjoner og nestenulykker er ikke inkludert i oversikten. I beretningsperioden er det rapportert seks tilfeller av infeksjoner i ytre øregang hos dykkere. Videre er det rapportert 11 nærhell.

I inneværende år er det for første gang fremlagt rapporter som vurderer langtidsvirkning av dykking. Det konkluderes med at flere faktorer, blant annet trykkfallsyke, kan bidra til skader i nervesystemet. En har registrert en betydelig reduksjon i antall tilfeller av trykkfallsyke i perioden 1978–1989 (se figur 4.15.2b).

Det har forøvrig de to siste år forekommet en økning i trykkfallsyke på ett av feltene på sokkelen. Oljedirektoratet vil nøye følge opp denne utviklingen.

Fig. 4.15.2.a

Totalt antall personskader i forbindelse med dykking på den norske kontinentalsokkelen i perioden 1978–89

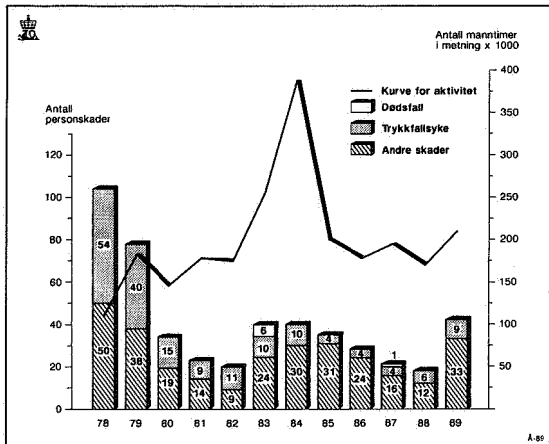
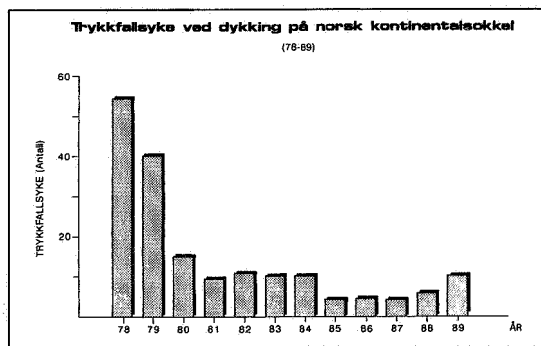


Fig. 4.15.2.b

Trykkfallsyke ved dykking på norsk kontinentalsokkel 1978–89



program for dykketeknologi. Dette program har som målsetting å utvikle nødvendig kompetanse i dykketeknologi, som skal være med å sikre at fremtidige bemannede undervannsoperasjoner vil foregå på en sikker og kostnadseffektiv måte ned til 400 meters dyp.

Praktisk bruk av resultater oppnådd gjennom forskning og utvikling, er en hovedmålsetting for programmet.

4.16 MEKANISK UTSTYR

4.16.1 Flenslekkasjer

Det er registrert et antall lekkasjer som skyldes svikt i flensforbindelser. Spesielt for høytrykksgassystemer kan feil av denne type få store konsekvenser. Oljedirektoratets undersøkelser tyder på at det ikke er noen gjennomgående felles årsaker til disse lekkasjene. Aktuelle tiltak vil derfor være å legge enda større vekt på nøyaktighet med oppretting av rør, tiltrekking av bolter og riktig bruk av pakningsmateriale. Intensivert opplæring av personale og økt bruk av hydraulisk verktøy kan være andre effektive tiltak.

4.16.2 Ny teknologi

4.16.2.1 Roterende maskiner

For gasskompressorer er oljefri akseltetninger nå langt utviklet. Pakkbokser av denne type tas nå i bruk på de aller fleste nye kompressorer. På enkelte eldre innretninger er også oljetetninger erstattet av disse nye pakkbokser med godt resultat. Denne utvikling reduserer vekt og plassbehov, kapitalutgifter og driftsomkostninger samtidig som risikoen for oljesøl og gasslekkasjer blir mindre.

Magnetiske lagre til kompressorer er fortsatt under utvikling. Prinsippet innebærer at rotoren svever i kraftige, regulerte magnetfelt, slik at friksjonstapene praktisk talt blir eliminert og de tradisjonelle store smøresystemene bortfaller.

Til Sleipner har Statoil bestilt den første maskin på norsk sokkel med magnetiske lagre, en turbo-spander.

Ved utbyggingen av Snorre-feltet vil Saga ta i bruk en ny type vanninjeksjonspumpe. Ved hjelp av en nyutviklet to-polet elektrisk motor på fire megawatt har det vært mulig å eliminere den tradisjonelle utveksling mellom motor og pumpe. Pumpen får en vertikal utforming slik at vekt, plassbehov og omkostninger blir redusert uten at det går på bekostning av sikkerhet.

4.16.2.2 Plastrør

Oljedirektoratet har fulgt med i det arbeidet som operatørselskapene, konsulenter og leverandører utfører for at plastmaterialer i større utstrekning kan tas i bruk. Det er arrangert kurs for rørkonstruktører og personale som installerer plastrørledninger. Oljedirektoratet har vært representert på konferanser for erfaringsutveksling på området.

Det er Oljedirektoratets inntrykk at industrien og

myndighetene har en felles, realistisk oppfatning av hvor plast idag kan benyttes uten at sikkerheten blir redusert, og i hvilken retning utviklingen bør styres framover.

4.17 OLJEDIREKTORATETS OPPFØLGING AV ULYKKER UTENFOR NORGE

Oljedirektoratet har i 1989 videreført arbeid som ble igangsatt som følge av ulykken som inntraff 6.7.1988 på den britiske produksjonsinnretningen «Piper Alpha». I ulykken mistet 165 personer livet, og innretningen ble totalskadet.

Den britiske granskingskommisjonen forventes å være ferdig med sitt arbeid tidlig i 1990, og endelig rapport vil være klar i løpet av året. Hittil har det ikke kommet fram opplysninger under høringen som har gjort det nødvendig for Oljedirektoratet å endre strategien for oppfølging av erfaringene fra denne ulykken.

Alle norske operatørselskaper ble i 1988 pålagt å oppdatere tidligere utførte sikkerhetsstudier på bakgrunn av erfaringene fra «Piper Alpha». For innretninger der det tidligere ikke er utført sikkerhetsstudier, ble det pålagt å utføre slike. Det viser seg at operatørselskapenes revisjoner av sikkerhetsstudiene til dels har vært svært omfattende og har tatt noe lengre tid enn først forutsatt. Resultatene så langt viser at flere innretninger på norsk sokkel vil måtte modifiseres for betydelige beløp.

I forbindelse med oppfølgingen i 1989 er eksplosjonslaster blitt gitt oppmerksomhet. Operatørselskap for enkelte innretninger i drift og under bygging har fått utført mer detaljerte beregninger av mulige eksplosjonslaster og sannsynligheten for at disse kan oppstå.

Ved Chr Michelsens Institutt er det gjennom en årrekke blitt utviklet relativt pålitelige beregningsmodeller. Ved å anvende slike modeller i tidlig prosjekteringsfase kan konseptet optimaliseres sikkerhetsmessig med lave eller ingen ekstra omkostninger. Størrelse av moduler, arrangement av utstyr og lokalisering av trykkavlastningspaneler kan tilpasses slik at eksplosjonstrykk kan holdes innen akseptable grenser. På eksisterende innretninger gir eksplosjonsberegninger pålitelig veiledning om lokalisering og størrelse av nye trykkavlastningspaneler og nødvendig forsterkning av strukturer og brannvegger.

Et annet område som er viet oppmerksomhet, er krav til forsterkning eller beskyttelse av kritiske rørledninger med røroppheng for å hindre «dominoeffekt» ved eksplosjon.

I 1989 har Oljedirektoratet gjennomført flere revisjoner for å avklare hvordan operatørselskapene sikrer kvalitet av sikkerhetsstudier. Arbeidet vil fortsette i 1990. Foreløpige resultater viser at operatørene framhever risikoanalyser som et viktig beslutningsverktøy for ledelsen. Oljedirektoratet har imidlertid registrert en del forbedringspunkt, som for eksempel:

- a) tidspunktene analysene gjennomføres på bør kunne optimaliseres i forhold til prosjektets framdrift,
- b) arbeidet med å etablere selskapsinterne aksept-kriterier må intensiveres,
- c) risikoanalysenes forutsetninger, konklusjoner og anbefalinger fra fagekspertisen som utfører analysene, må på en bedre måte formidles til linjeledelsen og hovedverneombud/verneombud som brukere av analysene,
- d) operatørselskapene må forbedre sine systemer for å verifisere at forutsetningene sikkerhets-analysene bygger på, fortsatt er gyldige i driftsfasen.

Generelt vil ulykkesetterforskning og granskings-kommisjoner etter større ulykker/katastrofer ofte peke på faktorer som uklare ledelses-, ansvars- og organisasjonsforhold, sviktende og mangelfulle prosedyrer og mangelfull opplæring. Disse forholdene har hittil i liten grad vært berørt i risikoanalysene, men faktorene innvirker sterkt på forløpet av en ulykke. Samspillet mellom menneske, teknologi og organisasjon må vies større oppmerksomhet i risiko-analyser, og det er derfor viktig at fagekspertise på dette området deltar i utførelse av slike.

For øvrig er andre problemstillinger som er identifisert etter «Piper Alpha»-ulykken, fulgt opp gjennom Oljedirektoratets ordinære tilsynsvirksomhet.

Erfaringene fra «Piper Alpha»-katastrofen er også blitt vurdert i sammenheng med den pågående regelverksrevisjon.

4.18 SPESIELLE PROSJEKTER

Det er gjennomført 35 prosjekter innenfor området sikkerhet og arbeidsmiljø med ekstern bistand. Den samlede økonomiske ramme for prosjektene har vært rundt 4 millioner kr. I kapittel 6.2 gis en kort presentasjon av hvert enkelt prosjekt. Prosjektene spenner over et vidt spekter, fra arbeidsmiljøforhold til spissteknologiske problemer.

Gjennom slike prosjekter kan Oljedirektoratet påvirke virksomheten og bidra til å sikre at relevante sikkerhets- og arbeidsmiljømessige forhold blir belyst. Prosjektene styrker også Oljedirektoratet som forvaltningsorgan ved at en tilføres større faglig kunnskap og innsikt.

Prosjektmidlene benyttes i hovedsak til relativt beskjedne økonomiske bidrag til det enkelte prosjekt. Dermed gis Oljedirektoratet anledning til å delta i styringsgrupper for et betydelig antall til dels omfattende prosjekter i både inn- og utland.

4.19 VEILEDNING TIL DELTAKERNE I NÆRINGEN

I Divisjon for sikkerhet og arbeidsmiljø er det etablert en servicetjeneste som mottar og besvarer eller koordinerer forespørsler vedrørende tilsynsordningen og gir veiledning om regelverkets tekniske krav. I prinsippet skal samme veiledning som gis operatørselskapene, gis alle andre deltakere i petroleumsvirksomheten; for eksempel eiere av innretninger, fartøyer og utstyr. Interessen for denne tjenesten indikerer et stort informasjonsbehov i næringen.

5 Petroleumsøkonomi

5.1 LETEVIRKSOMHET, VARE- OG TJENESTE-LEVERANSER

Leteboringsaktiviteten har siden 1966 vært relativt jevnt stigende frem til 1985 da det ble påbegynt i alt 50 nye letehull. Fra 1986 har det vært en markert nedgang i aktiviteten, med 36 letehull i 1986 og 1987 og 29 og 28 hull i henholdsvis 1988 og 1989.

Figur 5.1.a viser utgiftene til letevirksomhet fra og med 1980. Utgiftene omfatter leteboring, generelle undersøkelser, feltevaluering og administrasjon.

Nedenfor vises letekostnadene for 1989 fordelt på vare- og tjenestegrupper. Beløpene representerer foreløbige anslag basert på data innrapportert fra operatørselskapene. De samme tallene ligger til grunn for figur 5.1.b som viser den prosentvise fordelingen mellom utgiftstypene.

Letekostnader	Millioner kroner
Leteboring	3 480
- Boreinnretninger	970
- Transportkostnader	420
- Varer	680
- Tekniske tjenester	1 410
- Generelle undersøkelser	370
- Feltevalueringer	670
- Administrasjon ¹⁾	610
Totalt	5 130

1) Administrasjonskostnadene inkluderer arealavgift

Fig. 5.1.a
Årlige utgifter til letevirksomhet 1980–1989

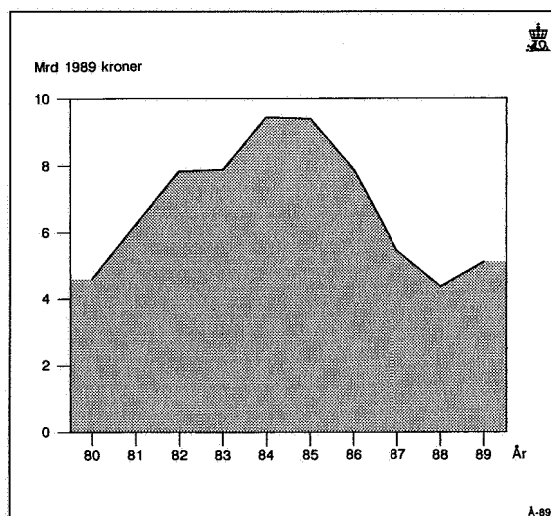
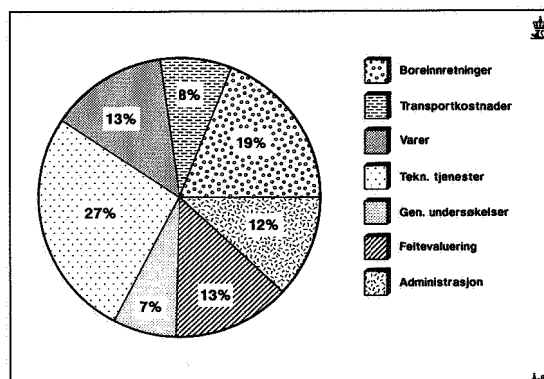


Fig. 5.1.b
Kostnader til leting etter olje og gass i 1989. Fordelt på vare- og tjenestegrupper

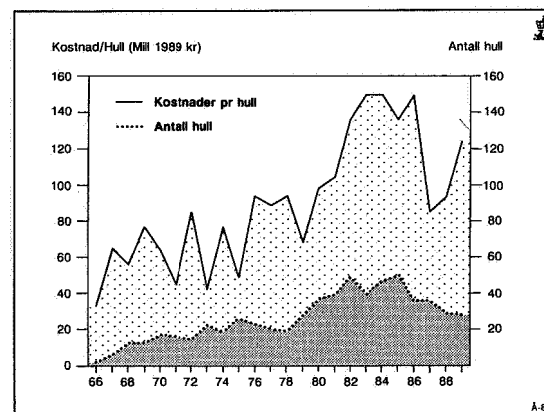


Figur 5.1.c viser gjennomsnittlige borekostnader per undersøkeshull, det vil si lete- og avgrensningshull.

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 1970–2013. Kostnadene gjelder felt i produksjon, felt under utbygging og felt som det foreligger godkjente utbyggingsplaner for per 31.12.1989. Av felt som ligger på begge sider av delelinjen mellom Norge og Storbritannia, er bare den norske andelen inkludert. Følgende felt og transportsystemer inngår i beregningen:

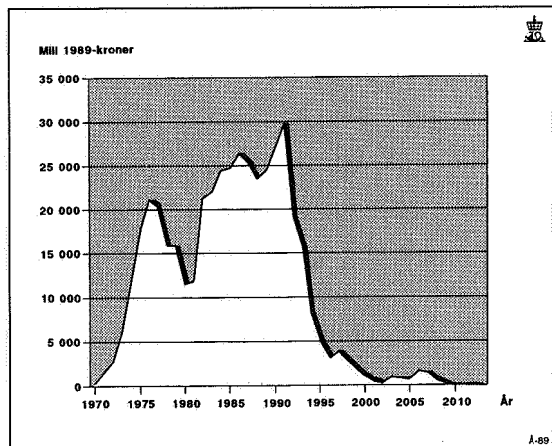
Fig. 5.1.c
Antall undersøkeshull og borekostnader pr hull



- Frigg (inkludert rørledning til St Fergus)
- Albuskjell
- Ekofisk-området (Vest-Ekofisk, Cod, Edda, Eldfisk, Ekofisk)
- Nordøst-Frigg
- Øst-Frigg
- Gullfaks
- Heimdal
- Murchison
- Odin
- Oseberg Transport
- Oseberg
- Statfjord
- Tommeliten
- Tor
- Ula
- Valhall
- Norpipe
- Statpipe
- Veslefrikk
- Troll-Oseberg Gassinjeksjon
- Gyda
- Troll fase 1
- Sleipner Øst
- Zeepipe
- Snorre
- Hod
- Draugen
- Gamma Nord
- Gyda rør
- Ula rør

Historiske og vedtatte investeringer for feltutbygging og transportanlegg for petroleum fremgår av figur 5.2.a. Alle beløp er regnet om til faste 1989-kroner. Investeringene økte jevnt til 1976 da de nådde en foreløpig topp. Nedgang i investeringene de følgende årene ble avløst av ny stigning fra og med 1981, med en foreløpig topp i 1986 da det ble investert for ca 26.4 milliarder 1989-kroner på norsk

Fig. 5.2.a
Investeringer i felt og rør på norsk sokkel



sokkel. Tidlig på 90-tallet vil vi igjen få investeringer opp mot 30 milliarder 1989-kroner, men hvis det ikke vedtas flere utbygginger, vil vi få et bratt fall i investeringsnivået fremover mot år 2000.

I 1989 ble ingen nye felt vedtatt utbygd. I 1990 skal Stortinget behandle flere planer for utbygging og drift. Dersom disse blir vedtatt, vil investeringskurven kunne få en mye svakere helning utover på 90-tallet.

Årlige driftskostnader inklusive rørledningsdriftskostnader, fremgår av figur 5.2.b. Nivået på etterspørselen etter varer og tjenester til driftsformål har steget kraftig, og vil fortsette å stige etter hvert som flere felt kommer i produksjon. Driftskostnadene ser dermed ut til å bli den betydeligste kostnadskomponenten i fremtiden. Det vil være en viktig oppgave å forsøke å redusere disse i tiden som kommer.

5.3 PRODUKSJONSAVGIFT

Oljedirektoratet er tillagt ansvaret for innkreving av produksjonsavgift.

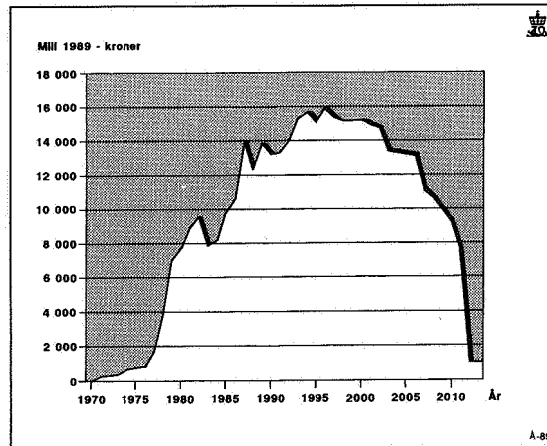
Produksjonsavgift beregnes etter bestemmelsene i Lov om petroleumsvirksomhet av 22.3.1985 og forskrifter til lov om petroleumsvirksomhet, kgl res av 14.6.1985, som begge trådte i kraft 1.7.1985. Beregningsgrunnlaget for avgift er verdien av produserte petroleumsmengder på det enkelte utvinningsområdets avskjningspunkt.

I praksis vil beregningsgrunnlaget for avgift være differansen mellom brutto salgsverdi og kostnader som påløper mellom avgiftspunktet og salgspunktet.

På noen felt er transportkostnadene høyere enn brutto salgsverdi for vedkommende petroleumprodukt. Dette gjelder spesielt gass. I slike tilfelle betales det ikke produksjonsavgift.

Det betales ikke produksjonsavgift for petroleum produsert fra forekomster hvor utbyggingsplan er godkjent etter 1.1.1986.

Fig. 5.2.b
Driftskostnader for felt og rør på norsk sokkel 1970–2013



Fortolkning og praktisering av gjeldende lover og regler i forbindelse med beregning av produksjonsavgift innbefatter både juridiske, økonomiske, prosessstekniske og måletekniske problemstillinger.

5.3.1 Total produksjonsavgift

Det er i 1989 innbetalt kr 7 288 304 968 i produksjonsavgift. Tabell 5.3.1 viser fordelingen på de ulike petroleumsprodukt for 1988 og 1989.

Tabell 5.3.1
Innbetalt produksjonsavgift i 1988 og 1989 (millioner kr)

		1988	1989
Olje	Ekofisk/Valhall/Ula	1 029.1	1 416.8
«	Statfjord	3 321.9	4 095.5
«	Murchison	21.5	28.1
«	Heimdal	-0.3	3.2
«	Oseberg	12.9	351.0
«	Gullfaks	165.2	431.6
Gass/NGL	Ekofisk-feltene	415.7	448.2
«	Valhall	0.4	8.8
«	Ula	-1.2	0.0
«	Frigg, Nordøst Frigg, Odin	521.4	463.6
«	Statfjord	0.0	0.0
«	Murchison	0.2	0.2
«	Heimdal	-6.0	41.3
«	Gullfaks	0.0	0.0
Sum alle felt		5 480.9	7 288.3

5.3.2 Produksjonsavgift olje

Oljedirektoratet har i 1989 mottatt kr 6 326 226 714 i produksjonsavgift for olje fra Ekofisk, Valhall, Ula, Statfjord, Murchison, Heimdal, Oseberg og Gullfaks (se tabell 5.3.2). Produksjonsavgift for olje blir tatt ut i olje. Salg av statens avgiftsolje foretas

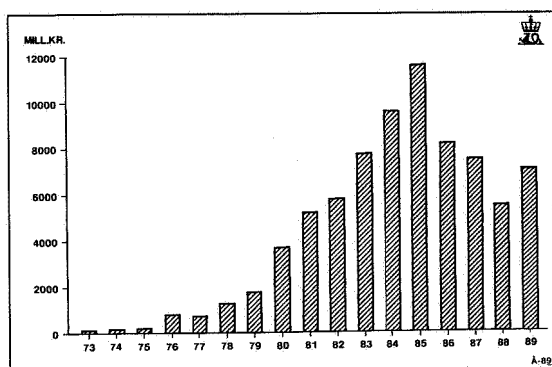
av Statoil. Innbetaling fra Statoil til Oljedirektoratet foretas månedsvis. Avregningen foregår etter normpris fastsatt av Petroleumspriserådet.

Figur 5.3 viser innbetalt produksjonsavgift 1973–1989.

Tabell 5.3.2
Innbetalt produksjonsavgift for olje

Område/felt	1. halvår	2. halvår	Totalt 1989
Ekofisk, Ula og Valhall	779 111 765	637 672 800	1 416 784 565
Statfjord	1 965 500 081	2 129 990 988	4 095 491 069
Murchison	10 758 635	17 307 976	28 066 611
Heimdal	3 203 736	-14 286	3 189 450
Oseberg	116 578 381	234 457 282	351 035 663
Gullfaks	193 407 659	238 251 697	431 659 356
Sum	3 068 560 257	3 257 666 457	6 326 226 714

Fig. 5.3
Innbetalt produksjonsavgift 1973–1989



5.3.3 Produksjonsavgift gass og NGL

Oljedirektoratet har i 1989 mottatt kr 962 078 254 i produksjonsavgift for gass og NGL. Tabell 5.3.3 viser innbetalingen fordelt halvårlig på selskap/gruppe.

Avregning av produksjonsavgift som gjøres opp i kontanter, skjer halvårsvis med tre måneders betalingsfrist.

På Statfjord, Gullfaks og Ula er det ikke innbetalt produksjonsavgift for gass i 1989 på grunn av høye transportkostnader.

Avregningen for gass har foregått etter kontraktspriser som varierer for de enkelte gruppene.

Leveransene av gass til Dyno/Methanor opphørte fra og med 1.7.1984. De innbetalte/refunderte beløp

Tabell 5.3.3
Innbetalt produksjonsavgift for gass og NGL i 1989

	1. halvår	2. halvår	Totalt 1989
EKOFISK-OMRÅDET			
Phillipsgruppen	164 023 732	281 030 476	445 054 208
Amoco-gr (Tor)	164 818	371 341	536 159
Shell (Albuskj)	1 255 355	815 355	2 070 710
Dyno/Methanor	858 785	-287 777	571 008
Sum Ekofisk-området	166 302 690	281 929 395	448 232 085
FRIGG-OMRÅDET			
Petronord-gruppen	188 988 579	218 823 357	407 811 936
Esso (NØ-Frigg)	9 971 293	14 862 270	24 833 563
Esso (Odin)	9 503 076	21 418 713	30 921 789
Sum Frigg-området	208 462 948	255 104 340	463 567 288
Valhall	2 336 429	6 464 842	8 801 271
Ula	0	0	0
Statfjord	0	0	0
Murchison	10 085	218 625	228 710
Heimdal	*)-1 574 254	42 823 154	41 248 900
Gullfaks	0	0	0
Sum alle felt	375 537 898	586 540 356	962 078 254

*) Tilbakebetaling av innbetalt avgift i tidligere oppgjør

til Dyno/Methanor er relatert til transport og behandling av allerede mottatt og betalt gass.

5.4 AREALAVGIFT PÅ UTVINNINGSTILLATELSER

Oljedirektoratet har i 1989 innkrevd kr 279 641 140 i arealavgift. Beløpet fordeler seg på utvinningstillatelseter som følger:

Utvinningstillatelse meddelt år	kroner
1965	107 490 516
1969	56 763 000
1971	5 502 000
1973	17 532 000
1975	16 921 767
1976	24 107 622
1977	7 330 833
1978	6 376 660
1979	8 093 796
1980	973 385
1981	9 430 061
1982	1 900 137
1983	2 120 363
1989	15 099 000
Totalt	279 641 140

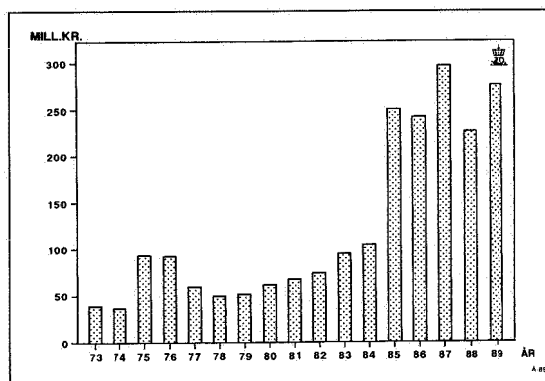
Oljedirektoratet har refundert kr 56 367 900 i arealavgift i 1989.

Dette representerer den fradragberettigede delen av arealavgiften i produksjonsavgifts-oppgjøret for utvinningstillatelsene 006, 018, 019A, 033, 037, 050, 053 og 079.

For en del utvinningstillatelseter blir arealavgiften trukket fra direkte i oppgjøret for produksjonsavgift. Dette beløpet utgjør kr 21 673 648 og er reflektert i innbetalingen av produksjonsavgift.

Figur 5.4 viser innbetalt arealavgift 1973-1989.

Fig. 5.4
Innbetalt arealavgift 1973-1989



5.5 PETROLEUMSMARKEDET

5.5.1 Råoljemarkedet

Ved inngangen til 1990-årene er det flere forhold som preger verdens oljeproduksjon og etterspørsel. Blant de viktigste er den etterspørselsøkningen som har vært de tre siste årene. En annen viktig faktor er at oljeproduksjonen utenfor OPEC stagnerer. Dette gjelder særlig for USA og Sovjetunionen. Et tredje viktig forhold er at flere av OPEC-medlemmene i dag produserer opp mot sine kapasitetsgrenser.

OPEC gikk inn i 1989 med en produksjonskvote på 18.5 millioner fat per dag. Denne kvoten skulle gjelde for første halvår. I juni bestemte man at kvotene for andre halvår skulle være 19.5 millioner fat per dag, og i september bestemte man at kvoten for det siste kvartalet skulle være 20.5 millioner fat per dag.

Mange av medlemslandene har hatt en forholdsvis

stor overproduksjon i hele 1989. Gjennomsnittlig produksjon var 19.9 millioner fat per dag i 1. kvartal og 21.1 millioner fat per dag i 2. og 3. kvartal. Tallene for 4. kvartal varierer litt med forskjellige kilder, men det er grunn til å anta at den lå på ca 23.5 millioner fat per dag. På årets siste OPEC-møte i november besluttet landene å øke den totale produksjonskvoten til 22 millioner fat per dag for 1. halvår 1990. Figur 5.5.1.a viser produksjonsutviklingen i 1989.

På tross av den store overproduksjonen fra OPEC fikk vi ikke noe priskollaps i året som gikk. Prisene holdt seg stort sett på et nivå mellom 17 og 19 USD per fat. Enkeltstående noteringer var imidlertid i nærheten av både 16 og 22 USD. Figur 5.5.1.b viser gjennomsnittlige månedspriser på Brent olje fra oktober 1988 til desember 1989. Vi ser at den tok seg kraftig opp i første halvdel av 1989. Prisutviklingen skyldes hovedsakelig økende etterspørsel etter olje og stagnerende oljeproduksjon i land utenfor OPEC.

Verdens oljeforbruk har økt kraftig det siste året. Det meste av økningen kommer fra land utenfor OECD. En oversikt fra IEA viser at forbruket i utviklingsland økte med ca 500 000 fat per dag i 1988, og foreløpige tall viser at forbruket økte med 600 000–700 000 fat per dag i 1989. Størst var økningen i det fjerne Østen. Landene i den tredje verden er fortsatt på et lavt nivå når det gjelder energiforbruk i forhold til OECD-landene, og en regner derfor med at etterspørselen bare vil øke. Det kan imidlertid stilles spørsmålstegn ved hvor stor etterspørselsøkning disse landene er i stand til å finansiere.

En del av etterspørselsøkningen skyldes også enkeltstående hendelser som for eksempel operasjonelle problemer med atomkraftverk i Frankrike og Japan, lave olje-lagre i Vest-Tyskland og på slutten av året sprengkulde i USA og den politiske utvikling i Øst-Europa. Imidlertid mener ekspertene at den

Fig. 5.5.1.a
Råoljeproduksjon jan–des 1989 (unntatt statshandelslandene)

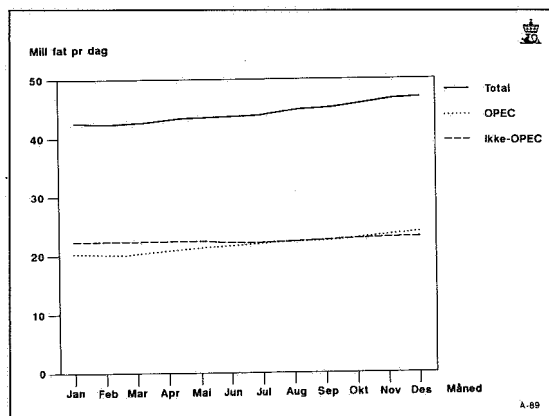
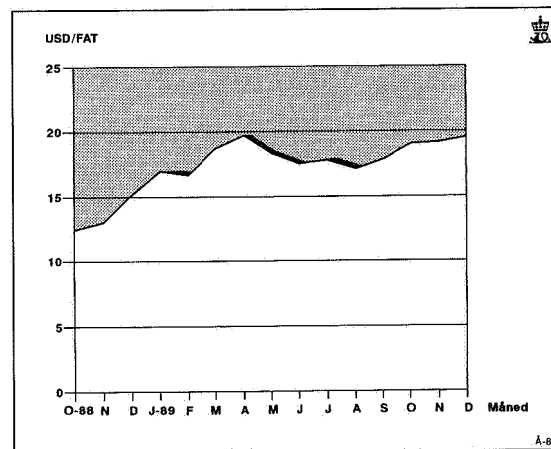


Fig. 5.5.1.b
Spotprisen på Brent olje okt. 1988–des. 1989



etterspørselsøkningen vi har sett det siste året er en mer langsiktig endring i etterspørselen som følge av en lang periode med lave oljepriser.

Fallende oljeproduksjon i land utenfor OPEC har også hatt en del å si for den relativt høye oljeprisen i 1989. Totalt gikk produksjonen fra ikke-OPEC land ned med ca 400 000 fat per dag.

For USA representerte 1989 det største fallet i oljeproduksjonen noen sinne. I 4. kvartal var hele 46 % av oljen som ble brukt importert. Årsaken er at flertallet av de amerikanske feltene begynner å bli svært gamle, og at konsekvensene av den lave letaktiviteten de siste årene begynner å gjøre seg gjeldende.

Sovjets oljeproduksjon gikk ned med ca 2.4 % i 1989. Tekniske, byråkratiske og finansielle problemer hindrer leting og utbygging av nye reserver. Landet har dessuten hatt problemer med å få transportert oljen til havn. I tillegg har man lenge prioritert kortsiktig for å holde produksjonen oppe, og unnlatt å foreta de investeringer som skulle til for å sikre produksjonsnivået av olje i fremtiden. En antar at Sovjet vil måtte foreta veldig tunge investeringsløft bare for å sikre dagens oljeproduksjonsnivå i det neste tiåret.

Oljeproduksjonen fra vest-europeiske land gikk ned med ca 3.7 % i 1989. Den største årsaken til denne nedgangen er gassseksplasjonen på Cormorant A-innretningen i Nordsjøen som førte til en nedstengning av Brent rørsystemet i lengre tid.

Norge har de tre siste årene begrenset oljeproduksjonen med 7.5 %. På slutten av året var det en del politisk diskusjon omkring den selvplagte produksjonsbegrensningen. Noen ville oppheve produksjonsbegrensningen helt, mens andre ønsket å opprettholde den. Regjeringen besluttet like før årsskiftet å begrense den norske oljeproduksjonen med 5 % for 1. halvår 1990. Med dette tar en sikte på fortsatt å bidra til en stabilisering av oljeprisen på et rimelig høyt nivå.

Det forventningsbildet som tegner seg ved årskifftet preges av følgende faktorer:

- Fortsatt økning av oljeforbruket, men det er usikkert hvor lenge denne tendens vil vedvare
- Økende avhengighet av OPEC
- Behov for store investeringer i sentrale OPEC land for å kunne møte økende etterspørsel

Dette gir forventning om en sterkere prisutvikling for olje enn forholdene ved forrige årsskifte ga grunn for å anta. Dersom etterspørselen imidlertid skulle bli høyere enn tilbudet i et kortere tidsrom, og oljeprisen går sterkt opp, er det sannsynlig at prisdempende prosesser vil begynne å virke.

5.5.2 Gassmarkedet

Gassforbruket i Vest-Europa var i 1988 på 223.5 milliarder Sm³. Dette tilsvarer en reduksjon i forbruket på 3.6 % i forhold til 1987. Dette er således et brudd med trenden de senere år. Betrakter en utviklingen i forbruket fra 1986 til 1988 var veksten på 2.5 %. Reduksjonen i forbruket fra 1987 til 1988 må imidlertid sees i sammenheng med den milde vinteren i Vest-Europa i 1988. Foreløpige tall for de tre første kvartalene i 1989 viser en økning i gassforbruket med 2,6 prosent i forhold til de tre første kvartalene foregående år. Disse foreløpige tallene indikerer at gassforbruket i Vest-Europa er tilbake på 1987-nivå til tross for at vinteren 1989 også var mildere enn vanlig. Forbruket av naturgass er høyest i Storbritannia, så følger Vest Tyskland, Italia, Nederland og Frankrike. I 1987 ble nær 50 % av gassen benyttet i husholdningssektoren, en tredel av gassen ble anvendt til industrielle formål og 13 % brukes til kraftproduksjon. Naturgassen utgjør i dag 15 % av Vest-Europas samlede energiforbruk.

Produksjonen av gass i Vest-Europa ble redusert med 6.6 % til 168.9 Sm³ i 1988. Størst reduksjon i produksjonen hadde Nederland. Norge produserte 29.3 milliarder Sm³ gass i 1989. I 1988 var produksjonen av norsk gass i underkant av 30 milliarder Sm³, noe som tilsvarte produksjonen foregående år. Eksporerten av norsk gass utgjorde 28.7 milliarder Sm³ i 1989. Det innebærer en økning på 0.8 milliarder Sm³ i forhold til nivået de to foregående år. Differansen mellom produksjon og eksport av gass skyldes at noe av gassen går til henholdsvis brensel, fakkell, transport og injeksjon. De største gassproduserende landene i Vest-Europa er Nederland, Storbritannia og Norge. I tillegg til Nederland og Norge er det i hovedsak Sovjet og Algerie som forsyner de europeiske konsumentene. Norsk gasseksport utgjør omkring 13 % av det europeiske forbruket. Til sammenligning utgjør import fra Sovjet og Algerie henholdsvis rundt 18 og 11 % av forbruket.

Av Norges gjenværende påviste petroleumsressurser utgjør gass nærmere 2/3. Av Vest-Europas gassreserver befinner nærmere 50 % seg på norsk sokkel. I den fremtidige forsyning av det europeiske

markedet kan Norge derfor få økende betydning. Sovjet og Algerie vil imidlertid være sterke konkurrenter til Norge.

I 1989 har gassforhandlingsutvalget forhandlet med svenske kjøpere og håper å kunne underskrive en avtale om salg av norsk gass til Sverige i løpet av 1990. Utgangspunktet for forhandlingene har forutsatt leveransestart sent i 1995. Denne tidsplanen har delvis vært knyttet til avviklingen av de to første kjernekraftreaktorene i Sverige. Men det kan nå se ut som tidspunktet for avvikling av kjernekraft kan komme lengre ut i tid enn forutsatt. Sverige ønsker også å kjøpe gass til industrielt bruk. Det kan være aktuelt med leveranser av denne gassen allerede i 1994 hvis rørledning eksisterer. Både Haltenbanken og Nordsjøen har vært betraktet som mulige leveranseklider til Skandinavia. Haltenbanken er imidlertid ikke lengre aktuell som leveringskilde for gass til Sverige. Dette skyldes at rettighetshaverne i utvinningstillatelsen for Midgard har erklært at de på grunn av dårlig lønnsomhet ikke vil fortsette planleggingen av en feltutbygging basert på leveranser av gass til Østlandet og Sverige. Dessuten har Swedegas i forhandlingene gitt uttrykk for at med Haltenbanken som leveringskilde ønskes minst en leveringskilde i tillegg som er lokalisert syd for 62°. Følgelig står Nordsjøen igjen som eneste aktuelle leveranseklider. Det forhandles nå med Swedegas om et gassalg på om lag 2.5 Sm³ per år på platanivå.

Forhandlingene med de norske kjøperne befinner seg i en tidlig fase hvor det blant annet er stor uenighet om pris. Aktuelle kjøpergrupper er kraftselskaper og industribedrifter som ønsker å kjøpe gass for kraftproduksjon. Videre kan det være et lite marked for gass til industrielle formål, for eksempel ammoniakkproduksjon. Men det knytter seg ennå stor usikkerhet til et eventuelt gassmarked på Østlandet.

Storbritannia er i dag det største markedet for norsk gass med et salgsvolum på 10,5 milliarder Sm³ i 1989. Norges leveranser til Storbritannia under eksisterende kontrakter vil ta slutt i midten av 1990-årene. Nye mindre kontrakter bl a til kraftgenerering diskuteres for tiden med britiske kjøpere.

I 1989 var Vest-Tyskland den nest største avtakeren av norsk gass. I 1986 ble det inngått en avtale om salg av gass fra Troll og Sleipner til blant annet tyske kjøpere. Leveranser under Troll-avtalen vil starte i 1993. To av de tyske gasskjøperne meddelte i desember 1989 at de hadde intensjon om å utøve to opsjoner i Troll-avtalen. Det betyr i så fall et økt salg av gass på rundt 4 mrd Sm³ i forhold til den opprinnelig avtalte basisleveransen. I tillegg ser det nå ut som om det blir økt salg av gass under Ekofisk-avtalen. Kjøpere av Ekofisk-gassen er blant annet Ruhrgas i Vest-Tyskland som også er kjøper av Troll-gassen. Norges andel av det tyske markedet er i dag i underkant av 20 %. For Vest-Tyskland betyr dette at Norges betydning som gassleverandør øker betraktelig utover i 1990-årene.

Videre er det inngått avtale med Spania, som er en av de andre kjøperne av Troll gass, om salg av tilleggs-gass. Denne nye avtalen innebærer både en fremskyndning av leveransestart med to år til 1993 og en raskere og høyere opptrapping til platåproduksjon.

Italia er det tredje største enkeltmarkedet for gass i Vest-Europa. Det italienske markedet er fremdeles ekspansivt og forbrukte rundt 40 milliarder Sm³ gass siste år. Gassforhandlingsutvalget forhandler nå om salg av norsk gass til Snam Italia fra 1995/96. Volum på rundt 5 milliarder Sm³ har vært nevnt i denne sammenheng. Potensialet for dette salget og ytterligere salg til Italia vil blant annet avhenge av import fra andre land, veksten i forbruket i husholdningssektoren og behovet for gass til elektrisitetsproduksjon. Hvor mye gass det vil være behov for til elektrisitetsproduksjon vil blant annet avhenge av Italias holdning til atomkraft og ønsket om å redusere importen av elektrisitet. Fra norsk side knytter det seg stor interesse til dette markedet.

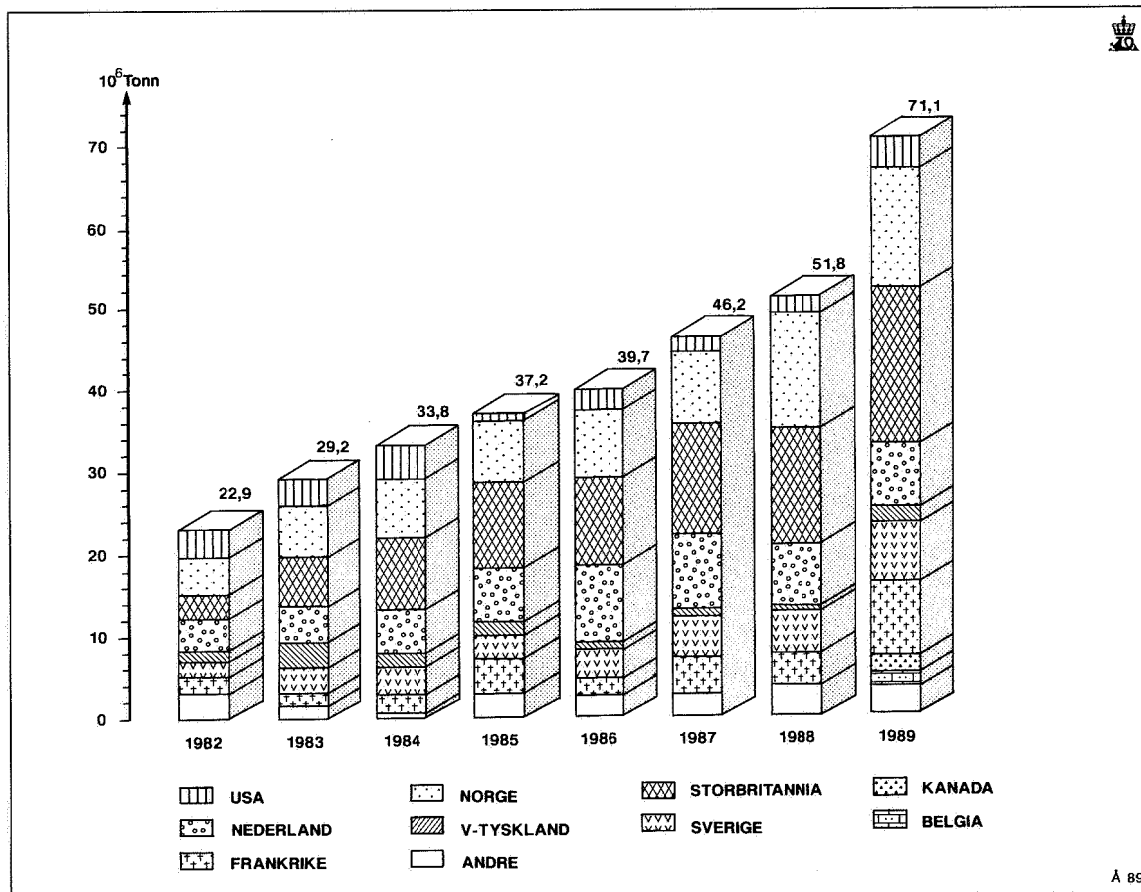
Den positive markedsutvikling i 1989 har ført til at det er aktuelt å bygge en tredje rørledning til Kontinentet. Det er ennå ikke bestemt hvor en eventuelt tredje rørledning skal ha sitt landings-

punkt. Den eksisterende Norpipe-ledningen går fra Ekofisk til Emden i Vest-Tyskland. Den nye Zee-pipe-ledningen vil gå til Belgia. Nederland har vært nevnt som et mulig landingspunkt for en tredje ledning ut fra strategiske interesser.

Selv om norsk gass i dag kun selges til det europeiske markedet, kan det i fremtiden være en mulighet for salg av norsk flytende gass (LNG) til det amerikanske markedet. Statoil arbeider sammen med Hydro og Saga med sikte på å eksportere LNG til USA. Dette prosjektet tar utgangspunkt i en terminal på Kårstø og er planlagt dimensjonert med en kapasitet på 2,5 milliarder Sm³. Tidligste oppstart for salg av mindre mengder gass til USA vil være høsten 1994. Dette kan imidlertid synes svært optimistisk. Norge vil møte sterk konkurranse fra land som Algerie og Nigeria i et forsøk på å komme inn på det amerikanske gassmarkedet. Disse landene vil stå overfor langt lavere produksjonskostnader enn Norge. Før man kan ta stilling til et eventuelt prosjekt må det blant annet forhandles om salg, om bruk av terminal og om skiping. Dessuten vil Kårstø-prosjektet konkurrere med både Haltenbanken og Snøhvit som leveringskilde.

Metanolproduksjon har vært nevnt som en gass-

Fig. 5.5.3.a
Salg av råolje fra norsk kontinentalsokkel



avsetningsmulighet for felt på norsk sokkel som ikke har noen løsning for gassen. Særlig aktuelt er dette blitt i forbindelse med at det nå er inngått et samarbeidsprosjekt mellom Statoil og Conoco for å utrede muligheten for å bygge og drive et metanolanlegg i Midt-Norge basert på gass fra Heidrun feltet på Haltenbanken.

Oppfatningen ved årskiftet 1989/90 er at det forventes en sterk vekst i forbruket av naturgass frem mot år 2000. Økende vektlegging av miljøhensyn vil bidra til at gass i mange anvendelser vil styrke sin konkurranseposisjon i forhold til andre energikilder. Særlig vil gass bli en konkurrent i forhold til energikilder som forurensere mer, for eksempel kull og olje. Det er i markedet for produksjon av elektrisk kraft at man forventer den sterkeste veksten i gassforbruket. Dessuten vil naturgassen få innpass i nye geografiske markeder.

5.5.3 Salg av petroleum fra norsk kontinentalsokkel
Det ble i 1989 solgt 72×10^6 tonn råolje fra norsk kontinentalsokkel. Dette representerer en økning

på 34,3 % i forhold til 1988. Storbritannia var i 1989 som i de siste årene, største mottaker, med 27,5 % av skipningene. Nederland mottok 10 %, Norge 21 % og Frankrike 13 %. I forhold til 1988 da Norge mottok 26 %, er dette en forholdsvis stor nedgang. Figur 5.5.3.a viser råoljesalget fordelt på land i perioden 1982–1989. Frem til 1988 er Belgia og Kanada med under gruppen «andre».

Salg av NGL fra norsk sokkel nådde i 1989 opp i $2,4 \times 10^6$ tonn. Dette er det samme som i 1988. Figur 5.5.3.c viser salget av råolje og NGL i 1989 fordelt på rettighetshavere. Norge eksporterte $28,7 \times 10^9$ Sm³ gass i 1989. Dette er en liten oppgang i forhold til 1988. Det ble solgt $8,1 \times 10^9$ Sm³ til Vest-Tyskland, $10,5 \times 10^9$ Sm³ til Storbritannia, $2,5 \times 10^9$ Sm³ til Nederland, $5,3 \times 10^9$ Sm³ til Frankrike og $2,3 \times 10^9$ Sm³ til Belgia, se figur 5.5.3.b. Figur 5.5.3.d viser gassalget fordelt på rettighetshavere.

I kolonnen «andre» er det ikke skilt ut selskaper, da den inneholder tall fra flere små felt og det ville bli svært unøyaktig å tegne disse inn.

Fig. 5.5.3.b
Salg av gass fordelt på land

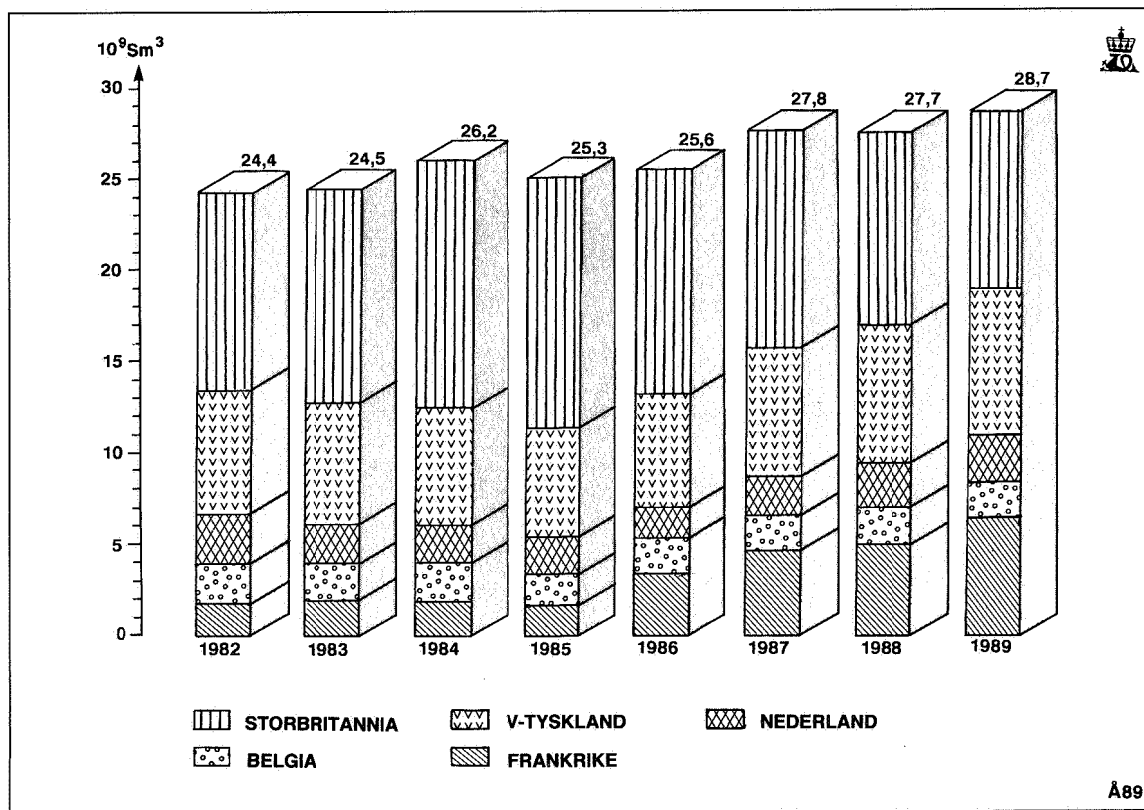


Fig. 5.5.3.c
Solgt råolje/NGL per rettighetshaver i 1989

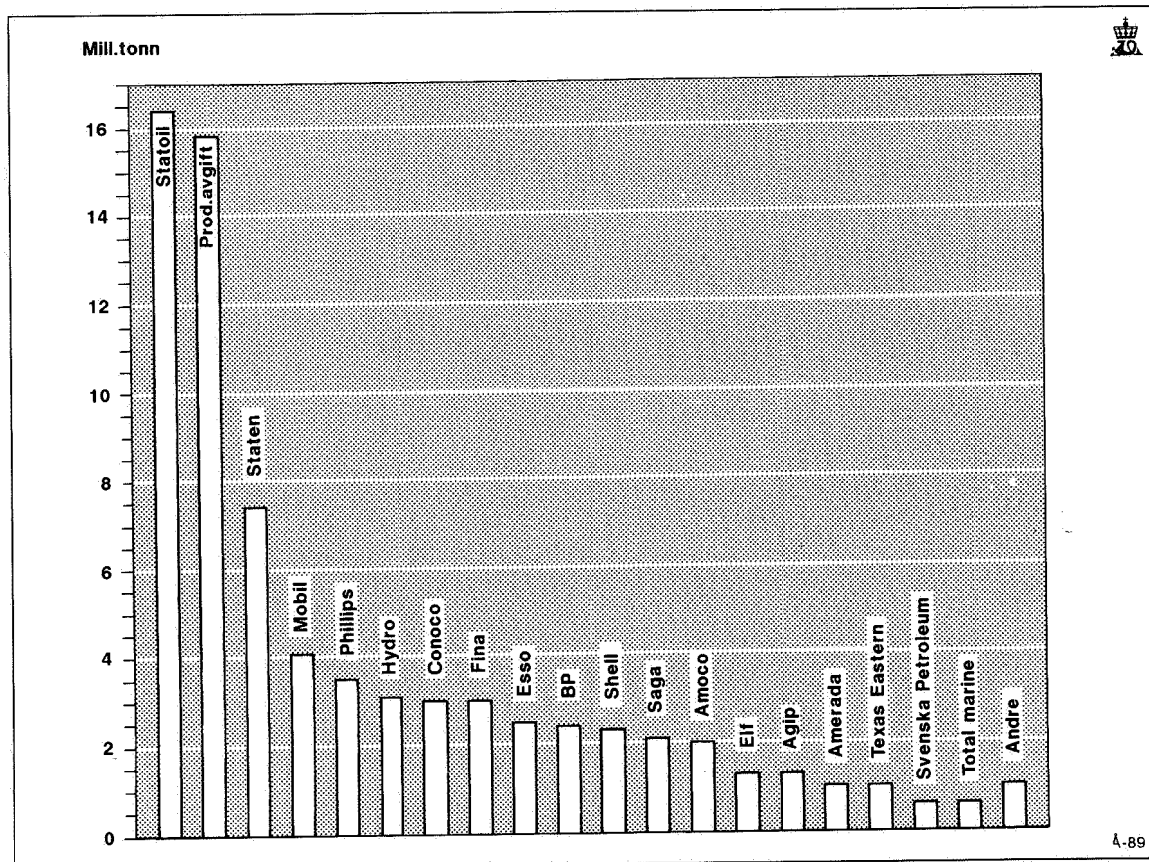
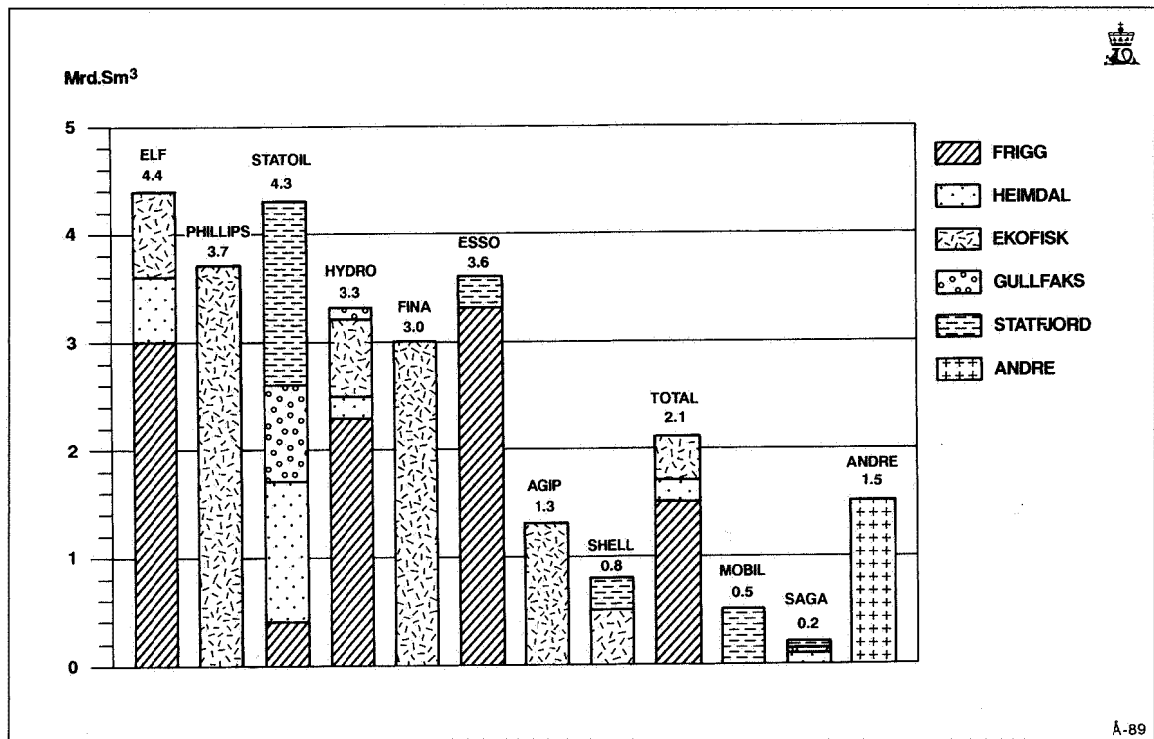


Fig. 5.5.3.d
 Solgt gass per rettighetshaver 1989



6 Spesielle utredninger og prosjekter

Oljedirektoratet har i 1989 disponert totalt kr 19 877 500 til spesielle prosjekter. Dette fordeler seg med kr 3 797 327 til prosjekter for Divisjon for sikkerhet og arbeidsmiljø og kr 16 090 173 til Divisjon for ressursforvaltning.

Videre ble det disponert kr 4 173 046 til prosjektet «opprydding på havbunnen i Nordsjøen». Til

værskipprosjektet i Barentshavet, som administreres av Oljedirektoratet, ble det disponert kr 8 236 519. SPOR-programmet har i tillegg forvaltet kr 16 977 974 i 1989.

Prosjekttitlene, med utførende institusjoner, er ført opp nedenfor.

6.1 DIVISJON FOR RESSURSFORVALTNING

6.1.1 Leteavdelingen

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Strukturelementer i Barentshavet	Oljedirektoratet
Stratigrafi i Nordsjøen	Oljedirektoratet
Videreutvikling av ODs 2D forkastningsmodell	Rogalandsforskning
Videreutvikling av Monte-Carlo-program for ressursberegningsoppgaver	Chr Michelsens Institutt
Biostratigrafi tertiære avsetninger på midt-norsk sokkel	IFE
Well Data Summary Sheet	Oljedirektoratet
Oppbygging av geologisk feltdatabase for reservoarbeskrivelse	Norsk Regnesentral/Univ of Barcelona/Colorado State Univ
Bestemmelse av egenskaper ved ulike typer forkastninger	Rogalandsforskning/University of Leeds
ODs engasjement innenfor reservoarbeskrivelse i tilknytning til SPOR	Rogalandsforskning/IFE/IKU
Detaljstudier av fluviale reservoarer med henblikk på reduksjon av reservoarusikkerhet	Rider French Cons/IFE
Bestemmelse av usikkerheter ved petrofysiske analyser for borehullslogger	Schlumberger
Videreutvikling av petrofysikkprogrammet EPIC	IPEC
Studie av geologiske forhold av betydning for migrasjonsmekanismene i Gullfaks-området	Universitetet i Oslo
Metodeutvikling for sammenligning av kjernemateriale og loggtolkninger	Rider French Cons
Metodeutvikling for konvertering av atmosfæriske målinger på kjerner til reservoarforhold	Geco

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Bestemmelse av fraktale egenskaper i olje- og gass-reservoarer	Fracton A/S
Studie av Perm/Karbonkarbonater i Barentshavet	IKU
Studie av post-kaledonisk tektonikk på Svalbard	Universitetet Tromsø

Publisering av strukturelementer i Barentshavet

Arbeidet med å navnsette geologiske strukturelementer i Barentshavet er et samarbeidsprosjekt mellom Hydro, Saga, Statoil og Oljedirektoratet. Resultatet av dette arbeidet vil bli publisert og solgt som NPD Bulletin no 6.

Publisering av stratigrafi i Nordsjøen

Arbeidet med stratigrafien i Nordsjøen er et samarbeidsprosjekt mellom Hydro, Saga, Statoil og Oljedirektoratet. Resultatet av dette arbeidet er publisert og til salgs som NPD Bulletin no 5.

Videreutvikling av Oljedirektoratets 2D forkastningsmodell

Oljedirektoratet har laget et dataprogram som modellerer forkastninger med utgangspunkt i tolkede seismiske snitt. Årets prosjekt bygger videre på de rutiner og programløsninger som ble utviklet ved Rogalandforskning i fjor. Programmet gir viktige inngangsdata til Oljedirektoratets bassengmodelleringsprogram og knyttes til dette.

Årets arbeid har resultert i en bedre tilpasning av programmet til arbeidsstasjonene og utvikling av brukervennligheten.

Videreutvikling av Monte Carlo-program for ressursberegningsoppgaver

Oljedirektoratet har avsluttet et flerårig prosjekt med Chr Michelsens Institutt og har nå et godt verktøy til å foreta ressursberegninger av ulike typer reservoar, både for oppdagede og uoppdagede ressurser.

Biostratigrafi – tertiære avsetninger på midt-norsk sokkel

Det er foretatt korreleringsarbeider av tertiære sedimenter på Vøringplataet og på Haltenbanken for å øke forståelsen av den tektoniske utviklingen i tertiær for området. Dette er viktig for å kartlegge mulighetene for å finne olje- og gassfelt i området.

Well Data Summary Sheets

Oljedirektoratet frigir utolkede data fra kontinental-sokkelen når disse er eldre enn fem år.

Utolkede logger og loggtaper er frigitt for salg når borehullet er presentert i «Well Data Summary Sheets» (WDSS).

Formålet med WDSS er å vise hvilke borehull som er frigitt, og hvilke kjerne- og boreprøver og

logg-/tapemateriale som finnes fra de forskjellige borehull.

Videre gis en del tekniske data, borehullshistorie, grunnassininformasjon og testresultater, samt Oljedirektoratets sammenstillingslogg for hvert borehull.

Årets utgave er nr 15 i rekken og omhandler de 53 hullene som ble boret i 1984. Fem av disse hullene var gjenåpnede hull.

Oppbygging av geologisk felddatabase for reservoarbeskrivelse

Dette er et samarbeidsprosjekt mellom Saga, Statoil, Hydro og Oljedirektoratet. Prosjektet omfatter innsamling av felldata fra reservoaranaloger blottet på land og oppbygging av en database for kvantifisert informasjon om sedimentære reservoarheterogeniteter. Målsettingen er å redusere usikkerhet i reservoarbeskrivelse og reservoarsimulering for felt på norsk sokkel.

Bestemmelse av egenskaper ved ulike forkastninger

Gjennom dette prosjektet er det utviklet metoder som muliggjør bestemmelse av om forkastninger er forseglende eller ikke. Resultatene vil få stor betydning for kartlegging av en rekke felt på norsk sokkel.

Oljedirektoratets engasjement innen reservoarbeskrivelse i tilknytning til SPOR

Oljedirektoratet har ansvar for assistanse til SPOR-programmet innenfor fagområdet reservoarbeskrivelse. Dette gjøres gjennom oppfølging av forskningsprosjekter i inn- og utland. Dette er også viktig for Oljedirektoratets eget arbeid innen reservoarbeskrivelse.

Detaljerte studier av fluviale reservoarer med henblikk på reduksjon av reservoarusikkerhet

Spesielle problemstillinger ved modellering av fluviale reservoarer og kvantifisering av slike modeller er studert i detalj. Spesielt viktig er dette for de viktige Ness-, Staffjord- og Oseberg-formasjonene, som utgjør reservoaret i de fleste felt på norsk sokkel.

Bestemmelse av usikkerheter ved petrofysiske analyser av borehullslogger

Tolkning av borehullslogger er forbundet med usikkerheter i selve måleinstrumentet og i de modeller

som blir benyttet i tolkningen. Oljedirektoratet startet i 1988 et prosjekt som bestemte usikkerhetene til de vanligste måleinstrumentene og systematiserer disse i en modell. Prosjektet er videreført i 1989 til å omfatte flere måleinstrumenter, og direktoratet har studert usikkerheten innen kjernemålinger som blir brukt i loggtolkning.

Resultatene har vært til stor nytte, blant annet i kartleggingen av Smørbukk- og Midgard-feltene utenfor Midt-Norge.

Videreutvikling av petrofysikkprogrammet EPIC

For å kunne gjøre selvstendige petrofysiske loggtolkninger, kjøpte Oljedirektoratet i løpet av 1988 inn EDB-programmet EPIC. Dette programmet muliggjør også lagring av rådata og resultater. Programmet er installert på Nord datamaskin både i Stavanger og distriktskontoret i Harstad. I 1989 er programmet utvidet til å kunne håndtere flerbrønnsstudier.

Studie av geologiske forhold av betydning for migrasjonsmekanismene i Gullfaks-området

Prosjektet er en videreføring av prosjektet «Porøsitet og migrasjonshistorie i sandsteiner i Gullfaks-feltet».

Det er blitt gjort en analyse av hvordan reservoarene i dette området er blitt fylt opp med olje og gass.

Dette er viktig for forståelsen av reservoaret og produksjonsegenskapene. Muligheten for korrelering og ekstrapolering av reservoaregenskaper til områder uten brønnskontroll, er forbedret.

Metodeutvikling for sammenligning av kjernemateriale og loggmålinger

Det er gjennomført et prosjekt hvor logger og kjerner er beskrevet og tolket, korrelert og vurdert mot faciesbeskrivelse og tolkning. Dette har ført til en forbedring av eksisterende metoder. Dette er viktig for forståelsen av avsetningsmiljø og muliggjør bedre beskrivelse av reservoarbergartene.

Metodeutvikling for konvertering av atmosfæriske målinger til reservoarforhold

Ved petrofysisk loggtolkning benyttes data fra målinger gjort på kjerner. Disse målingene gjøres vanligvis under atmosfæriske eller hydrostatisk betingelser som må konverteres til reservoarbetingelser. Det er utført metodiske studier av dette for porøsitet, permeabilitet og elektriske målinger. Kjernepluggen fra feltene Gullfaks og Snorre er benyttet.

Bestemmelse av fraktale egenskaper i olje- og gassreservoarer

Prosjektet er en fortsettelse fra 1988. Det tar utgangspunkt i såkalte fraktale egenskaper ved reservoarene. Dette er egenskaper som opptrer på samme måte over forskjellige størrelsesordener. Et eksempel er at sprekemønstre som ses i borkjerne, ofte vil gjenta seg i større skala. Den effekt de har i kjernen, kan studeres, og fordi mønsteret er fraktalt vil effekten gjenta seg i stor skala i feltet. Dermed kan en for eksempel ut fra fraktaler si en god del om deler av reservoaret der det ikke er boret brønner.

Metoden gir mer effektiv utnyttelse av kjernedata og mer informasjon om feltenes oppførsel under produksjon. Denne informasjonen gir økt utvinning fra komplekse reservoarer. Konkret arbeides det med kompliserte felter som Heidrun og Smørbukk, der resultatene brukes i Oljedirektoratets oppfølging.

Studie av karbon- og permkarbonater i Barentshavet

Det er utført diagenetiske, sedimentologiske og petrofysiske undersøkelser av perm- og karbonkarbonater i Barentshavet. Dette har økt forståelsen for karbonatutviklingen i Barentshavet, hvilket er viktig i forbindelse med anbefaling av nye leteområder.

Studie av post-kaledonsk tektonikk på Svalbard

Prosjektet startet i 1987 og er nå avsluttet. Den tektoniske utviklingen på Svalbard i post-kaledonsk tid er kartlagt. Dette er viktig for Oljedirektoratets tilsynsoppgaver på Svalbard.

6.1.2 Utbyggingsavdelingen

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Reservoarstudie av Statfjord Nord	Restek
Reservoaroppfølgingsstudie på 7/11	READ
Simulering av Tilje og Åre på Heidrun	Restek
Ekofisk nitrogeninjeksjon	Restek/Rogalandforskning
Gassinjeksjonsprosjekt 1989	IKU
Gassinjeksjon i vannfylte strukturer	IPEC

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Kryp-effekter i sandstein	Rockmech
Loggtolkning Midgard/Smørbukk Beta	Schlumberger
Permeabilitetsmodell Haltenbanken	Diagenesis
Testproduksjon, generelt	Restek
Testproduksjon, Balder	READ
Statistisk sammenheng mellom relativ permeabilitet og mineralogi	Rogalandsforskning
Gassinjeksjon i Sleipner Øst	Restek
Reservoarusikkerhet del I & II	IPC/READ
Verdi av prøveproduksjon	Chr Michelsens Institutt
Ny kontantstrømmodell	Arthur Andersen & Co
Gassdisponering	SINTEF
Regularitet/kostnadsreduksjoner	Kværner Engineering A/S
Bruk av eksisterende anlegg	Novatech A/S
Materialteknologi	Aker Engineering A/S
Prosessteknologi – teknologitrender	Aker Engineering A/S

Gassinjeksjonsprosjekt 1989

Prosjektet har til hensikt å kartlegge potensialet for anvendelse av gass på norsk sokkel for å øke oljeutvinningen. Resultatene av prosjektet vil bli anvendt i videre studier neste år i samarbeide med de norske oljeselskapene.

Gassinjeksjon i vannfylte strukturer

Gasslagring har ikke vært utført på norsk sokkel tidligere, men kan nå være aktuelt for flere felt. Dette prosjektet skal gå gjennom relevant litteratur og erfaringer fra gasslagring i vannfylte strukturer. Det vil også bli vurdert ulike metoder for informasjon og datainnhenting for å kartlegge potensielle lagringsreservoar.

Loggtolkning Midgard/Smørbukk Beta

Det er blitt utført loggtolkning av brønnene på feltene Midgard og Smørbukk Beta, Haltenbanken. Det er lagt spesiell vekt på å bestemme avkutningskriterier, som er en meget viktig faktor i forbindelse med ressursberegninger. Resultatene inngår i Oljedirektoratets usikkerhetsprosjekt innen petrofysikk.

Permeabilitetsmodell Haltenbanken

Det er blitt utført strontiumsbestemmelse av 50 prøver av poresalter fra kjerner på Smørbukk Beta-feltet. Resultatene av disse forsøkene vil indikere om det eksisterer laterale barrierer som vil hindre vertikal strømning av væske ved produksjon.

Statistisk sammenheng mellom relativ permeabilitet og mineralogi

Det er utført måling av relativ permeabilitet på 12 horisontale kjernepluggene fra Statfjord-feltet. Mineralogisk sammensetning er bestemt fra tynnslip fra de samme pluggene. Til bestemmelse av leirinnholdet er røntgendiffraksjon benyttet. Disse resultatene vil bli sammenstilt med tilsvarende eksisterende data fra andre felt, som har vist at det er en statistisk sammenheng mellom relativ permeabilitet og leirinnhold.

Gassinjeksjon i Sleipner Øst

Det er mulig å øke utvinningen av kondensat fra Sleipner Øst ved å injisere tørr gass i feltet under produksjonen. Denne studien er en simuleringsstudie hvor ulike injeksjonsstrategier er prøvd ut på en

modell av feltet. Resultatene vil bli brukt til tekniske og økonomiske analyser av et gassinjeksjonsprosjekt.

Reservoarusikkerhet del I & II

Utbygging av felt i Nordsjøen er forbundet med betydelig økonomisk risiko. En vesentlig del av denne risikoen kommer fra usikkerhet i reserveanslagene. I dette prosjektet er det foretatt en gjennomgang av kilder til usikkerhet i reserveestimering og metoder for kvantifisering av denne usikkerheten. Eksempler fra norsk og engelsk sokkel er gjennomgått.

Verdi av prøveproduksjon

Verdien av en prøveproduksjon som avdekker reservoarusikkerhet, er vurdert. Verdien består i at en kan tilpasse utbyggingskonseptet til den informasjonen en får fra prøveproduksjonen. Det er utviklet en EDB-basert modell som kan beregne verdi av prøveproduksjon.

Ny kontantstrøm-modell

I samarbeid med Olje- og energidepartementet har direktoratet startet arbeidet med å utvikle en ny kontantstrømmodell for prosjekt- og selskapsberegninger til bruk i økonomisk analysearbeid. Videreutvikling og vedlikehold vil bli lettere og mindre kostbart enn for den gamle modellen, foruten at den nye modellen vil bli mer brukervennlig.

Gassdisponering

I forbindelse med Oljedirektoratets arbeid vedrørende kildevalg og transportløsninger til det nordiske og europeiske gassmarked, er det utført omfattende beregninger og analyser ved hjelp av økonomisk innfasingsmodell (Porteføljemodellen). Det har vært behov for betydelig modellteknisk assistanse ved gjennomføring av dette arbeidet.

Regularitet/kostnadsreduksjoner

I perioder med høye oljepriser er det ønskelig med en høy produksjonsregularitet. Ved lave oljepriser vil kravet til høy produksjonsregularitet ha mindre betydning da en driftsstans vil føre til mindre inntektstap.

Kravet om høyere produksjonsregularitet medfører en økning i utbyggingskostnadene. I dette prosjektet er forholdet mellom produksjonsregularitet og kostnader for utbyggingskonsepter utredet.

Bruk av eksisterende anlegg

Utbyggingsløsninger der eksisterende infrastruktur blir benyttet til prosessering og videretransport, blir stadig mer aktuelle. I denne studien har problemstillinger i forbindelse med utbygging av nye felt tilknyttet eldre installasjoner, blitt kartlagt og vurdert. Studien er av generell karakter, men det er blitt brukt parametere fra aktuelle områder.

Materialteknologi

Oljedirektoratet har fått utført en studie av trender innen materialteknologi mot år 2000. Studien er relatert til alternativ materialbruk i utbygging og drift av offshore-innretninger. Det har blitt lagt vekt på eksisterende materialer med forventede nye bruksområder, og utvikling av nye materialer.

Prosessteknologi – Teknologitrender

I forbindelse med produksjon av olje og gass til havs, utgjør prosessering på innretningen en vesentlig del av de totale utbyggingskostnadene. Nytenkning innen design og drift av prosessanlegg kan dermed være et område med gode muligheter for kostnadsreduksjoner. Hensikten med denne studien var å peke på områder og forhold som kunne gi en mer kostnadsoptimal utforming av prosessanlegg og nødvendige hjelpesystemer på en innretning.

6.1.3 Driftsavdelingen

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
LOPAP – vedlikehold	Cap Gemini
ECLIPSE – vedlikehold	ECL
RDRS – vedlikehold	Cap Gemini
BLOWOUT	Ole Vignes
WIPER og RADPACK – vedlikehold	IPEC
Spesifikk overflate	Rog forsk
RDRS videreutvikling	Cap Gemini
Nitrogen/PVT	Restek, RF

PROSJEKTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Geoteknisk støtte	Mervyn Jones
Gassinjeksjon etter vannflømming	Restek
Frigivningssystem	Cap Gemini
Kostnader ved reservoarovervåkning	Read
Fuktningsanalyser	Reslab
Overføring av geologisk informasjon	Restek
PVT-pakke	Read
Tekniske og økonomiske aspekter ved fjerning	Opcon
Decommissioning and Removal of Offshore Structures	Marintec NW
Flerfasemåling	Nat Eng Lab
Coriolis Mass Flowmeter Research	Nat Eng Lab
Dantest tetthetsmåling	Dantest
Programutvikling og vedlikehold av PPRS-2	Rog forsk
PPRS – Brønndata	Rog forsk

LOPAP – vedlikehold

Dette er et program for presentasjon av prognoser og faktisk produksjon som brukes ved utarbeidelse av nasjonalbudsjetttrapper. Cap Gemini har utført vedlikehold og en del nye tilpasninger av programmet i løpet av året.

ECLIPSE – vedlikehold

ECLIPSE er en programpakke for reservoarsimulering, levert av det engelske firmaet ECL (Exploration Consultants Limited). Vedlikeholdskontrakten som er inngått med leverandøren, sikrer at programmet til enhver tid er operativt og oppdatert.

RDRS – vedlikehold

RDRS (Reservoir Data Reporting System) er et omfattende system for overføring, kvalitetssjekking, lagring og fremhenting av reservoardata. Kontrakten med Cap Gemini inkluderer vedlikehold/tilpasninger og feilrettinger av programsystemet.

BLOWOUT

Programmet brukes til å beregne hvor mye olje og/eller gass som vil kunne strømme ukontrollert ut av en brønn. Det er nå blitt utført nødvendige endringer/forbedringer med hensyn til brukermanual, feilsjekking av data og en mer hensiktsmessig presentasjon av beregningene.

WIPER og RADPACK – vedlikehold

Disse programsystemene har Oljedirektoratet tidligere kjøpt fra det engelske selskapet IPEC. WIPER er et system for tolkning av trykkoppbyggingstester og RADPACK er et delvis analytisk reservoaranalyseprogram spesielt tilpasset situasjoner med lite reservoarinformasjon. Kontrakten for 1989 dekket vedlikehold av disse programsystemene.

Spesifikk overflate

De norske operatørselskapene og Oljedirektoratet startet i 1989 et samarbeidsprosjekt om økt utvinning ved bruk av kjemikalieinjeksjon. Adsorpsjon av injiserte kjemikalier er feltspesifikk og har stor økonomisk betydning. Det ble utført eksperimentelle målinger av spesifikk overflate på kjernestykker, og dette ble relatert til adsorpsjonsnivå for de aktuelle kjemikalier.

RDRS videreutvikling

Programsystemet er omtalt under RDRS – vedlikehold. Videreutviklingen har omfattet forbedringer av systemet, slik at dataene nå kan hentes direkte til bruk i andre programvarer, noe som forenkler bruken av dataene i en del andre prosjekter.

Nitrogen/PVT

Innen dette prosjektet ble operatørens reservoartek-

niske arbeid i forbindelse med planene om nitrogeninjeksjon i Ekofisk-feltet, gjennomgått. Evalueringen var et samarbeid mellom Restek, Rogalandsforskning og Oljedirektoratet.

Geoteknisk støtte/kalkforskning

Oljedirektoratet har sammen med Dansk Energi-styrelse vært initiativtaker til et kalkforskningsprosjekt, hvor 10 oljeselskaper går sammen om utførelse og finansiering. Oljedirektoratet har formannsvervet og deltar i de seks tekniske komiteene som er opprettet for underprosjektene. Dr Mervyn Jones, som er ekspert på området bergmekanikk, benyttes som konsulent til faglige vurderinger samt deltakelse i kalkforskningsprosjektene.

Gassinjeksjon etter vannflømming

Et vannflømmet reservoar vil ha en betydelig rest-oljemetning, og dette prosjektet hadde som mål å gi et grovt anslag av effekten av gassinjeksjon i et slikt reservoar. Brent-reservoaret på Gullfaks ble brukt som modell, og det ble blant annet utført en tverrsnittsimulering med gassinjeksjon i et vannflømmet område.

Frigivningssystem

RDRS-databasen inneholder etter hvert store mengder reservoardata, og det var ønskelig at også eksterne miljøer skulle benytte seg av basen. For å kunne frigi data som ikke lenger er konfidensielle, ble det laget et system for sortering av dataene, og det ble utarbeidet mulighet til å skrive ut rapporter med de ønskede data.

Kostnader ved reservoarovervåkning

Tidligere prosjekter har kartlagt hvilken reservoarovervåkning som er utført og rapportert for utvalgte nøkkelfelt, og vurdert kvaliteten på disse. Dette prosjektet vurderte kostnader ved overvåkingen som funksjon av informasjonsnytte, i den hensikt å bli mer kostnadsbevisste i krav til datainnsamling.

Fuktningsanalyser

Prosjektet omfattet måling av fuktningsegenskaper i kritt-sedimenter fra Eldfisk-feltet og undersøkte hvilke faktorer som bestemmer bergartens fuktningsegenskaper, samt fuktningens effekt på vannoppsugingen. Resultatene nyttes i vurderingen av økt utvinning på Eldfisk.

Overføring av geologisk informasjon til reservoar-simuleringsmodell

Det har vært store problemer knyttet til overføring av skrå forkastninger til reservoarsimuleringsmodell, og prosjektet omfattet oppretting/tilpasning av overføringssystemet, samt en generell avklaring av nødvendigheten og verdien av å bruke skrå forkastninger i simuleringer. Det ble dessuten gitt forslag til forbedringer av programmet.

PVT-pakke

PVT-simulering blir brukt til kvalitetssikring og klargjøring av PVT-data til bruk i reservoarsimulering. Det er spesielt viktig for kondensat og flyktige oljer. Etter vurdering av flere alternativer ble det besluttet å gå til innkjøp av READs PVT-simuleringsprogram for PC.

Tekniske og økonomiske aspekter ved fjerning av innretninger på norsk sokkel

Hensikten med dette prosjektet er å vurdere de tekniske muligheter og begrensninger som finnes med dagens teknologi, samt den økonomiske siden når det gjelder fjerning av innretninger. Prosjektet har videre skissert mulige krav myndighetene bør stille i forbindelse med nedstengning og fjerning av innretninger på norsk sokkel.

Decommissioning and Removal of Offshore Structures

Et større forskningsprogram som tar opp ulike aspekter ved fjerning av innretninger til havs, er initiert av Marintech North West, UK. Programmet går over flere år og både selskap og myndighetene i Storbritannia deltar. Oljedirektoratet har kjøpt seg inn i programmet, som forventes avsluttet ved utgangen av 1990.

Flerfasemåling

Prosjektgruppen utgjøres av et multiklientkonsortium, hvor ti operatørselskaper deltar.

Prosjektets målsetting er å utvikle et konsept for måling av flerfasestrømming basert på kjent teknologi.

Arbeidet vil bestå av tre faser:

- 1) Konstruksjon/testing av utstyr
- 2) Fabrikasjon av prototype
- 3) Felttesting av prototype

Prosjektet er foreløpig i fase 1 og forventes avsluttet i 1991. Delrapporter for en del tester er mottatt.

Coriolis Mass Flowmeter Research

Dette er et multiklientprosjekt som utføres ved National Laboratories (NEL) i Skottland. I prosjektet vil en teste flere massestrømsmålere som baserer seg på registrering av corioliseffekt, for å finne ut hvor nøyaktige disse instrumentene er. Dessuten er en interessert i å fremskaffe opplysninger om hvordan instrumentene skal kontrolleres og vedlikeholdes under bruk.

Instrumenter som måler masse direkte (normalt måles volum og tetthet), vil kunne få økende anvendelse i fremtiden ettersom industri og myndigheter får kjennskap og tiltro til teknologien.

Prosjektet ved NEL, som avsluttes i 1991, vil i en slik sammenheng være viktig.

Dantest tetthetsmåling

I dette prosjektet har en studert hvordan en skal kalibrere gassdensitometre som skal måle tetthet i trykkområdet 50–200 bar.

En har utført forsøk med tre naturgasser med metaninnhold mellom 75 og 94 %.

Dessuten har en utført forsøk med syntetiske gasser som har samme verdi på lydshastighet som de tre naturgasser. Forsøkene har vist at det er mulig å måle tetthet med kun 0,2 % usikkerhet.

Programutvikling og vedlikehold av PPRS-2

Det er utviklet et menysystem i databasen for pet-

roleumproduksjonsrapport-systemet (PPRS) for å øke systemets brukervennlighet.

Rogalandsforskning har foretatt en del vedlikeholdsarbeid og tilpasninger til nye felt.

PPRS – Brønndata

Prosjektet går ut på tilretteleggelse av brønninformasjon fra PPRS-basen på en mer brukervennlig og raskere måte og å fremskaffe bedre plott og tabeller i oppfølgingsarbeidet for hver enkelt brønn.

6.1.4 Planavdelingen

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Aktivitetsnivå for leting	Christian Michelsens Institutt
Utvikling av gassmarkedet på den iberiske halvøy	DRI/McGraw-Hill
LNG-eksport og markeds konkurranse	Coopers & Lybrand
Studie av strukturen i det europeiske gassmarked	Fridtjof Nansens Institutt
Ressursrente og avkastningskrav	Christian Michelsens Institutt
Ombygging av modell for analyse av feltporteføljer	SINTEF
Risiko v/felles bruk av innretninger	Christian Michelsens Institutt og SikteC
World Hydrocarbon Resource-project	Cap Gemini, ECON, Colin Campbell

Aktivitetsnivå for leting

Formålet med prosjektet var å få utviklet en metodikk som kan gi et helhetlig syn på letenivå i forhold til utbyggingstakt og produksjonsnivå. I prosjektet har en lagt vekt på begrepet optimal leteinnsats, og en bestemmer dette nivået gjennom en teoretisk modell.

Utvikling av gassmarkedet på den Iberiske halvøy

For å få en best mulig oversikt over markeds potensialet for norsk gass, fikk en i 1989 gjennomført en studie av markedet på den Iberiske halvøy. Studien ble gjennomført i nært samarbeid med Olje- og energidepartementet.

LNG-eksport og markeds konkurranse

Avsetningen av gass er en flaskehals for utbyggingsaktiviteten på norsk sokkel. Analyser over mulige utbyggings scenarier vil derfor i stor grad styres av de forutsetninger som benyttes for salg av naturgass. Eksport av LNG er i utgangspunktet spesielt interessant fordi denne løsning kan være aktuell for gass fra alle deler av sokkelen, selv for mindre volumer.

Prosjektet hadde to hovedformål. Først beskrive de markedsmessige mulighetene for eksport av

norsk LNG og dernest å beskrive ressurs- og kostnadsmessige rammebetingelser for de viktigste konkurrenter Nigeria og Algerie.

Prosjektet var et samarbeidsprosjekt mellom Oljedirektoratet og Olje- og energidepartementet.

Ressursrente og avkastningskrav

Olje- og gassreserver er ikke-fornybare ressurser. Dette betyr at det for samfunnet er en kostnad ved ressursutvinning og transport. Denne kostnaden, ressursrenten, avspeiler kostnaden knyttet til utvinningen i dag går på bekostning av fremtidig utvinning. Formålet med prosjektet var å belyse hvordan disponeringen og avkastningen av en feltportefølje påvirkes av at det skal tas hensyn til ressursrenten. Det ble utført beregninger av ressursrenten for norsk olje ved ulike antakelser om pris, markedsforhold og diskonteringsrate.

Ombygging av modell for analyse av feltporteføljer

Oljedirektoratet benytter i dag Porteføljemodellen utviklet av SINTEF. Modellen er installert på en av Statoils IBM-maskiner. Dette prosjektet omfatter utvikling av en tilsvarende modell på en VAX-maskin med VMS-operativsystem i Oljedirektora-

tet. Arbeidet med omprogrammeringen vil avsluttes i 1990. Hensikten med prosjektet er at det på sikt vil spare Oljedirektoratet for utgifter til leie av ekstern datakraft. Samtidig vil feilrettinger og mindre justeringer av systemet bli lettere.

Risiko ved felles bruk av innretninger

En forenklet beskrivelse av materiell risiko i Nord-sjøen var temaet for dette prosjektet. Gjennom å bruke en konsulent med kunnskap innen risikoanalyse, kom det frem et bilde av risiko ved regulære og «katastrofale» hendelser. Gitt «ideell» informasjon

om risiko, ble det satt i gang et prosjekt om beslutninger under usikkerhet. Prosjektene ga grunnlag for en intern rapport.

World Hydrocarbon Resource Project

Det er fremskaffet informasjon om ressursituasjonen på verdensbasis. Informasjonen er samlet i et dataverktøy som kan ekstrapolere historisk produksjon på alternative måter, gitt begrenset ressursgrunnlag. Andre alternativer for ekstrapolering er også kartlagt. I tillegg er det gjort en mindre vurdering av ressurspotensialet.

6.1.5 SPOR

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Vanninjeksjon (SPOR-VANN)	Rogalandsforskning
Gassinjeksjon (SPOR-GASS)	Institutt for kontinentalsokkelundersøkelser og petroleumsteknologi (IKU)
Optimalisering av reservoardata (SPOR-OPT)	Institutt for energiteknikk (IFE)

Det ble i 1989 også 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 fra norsk sokkel.

Programmet har til nå totalt brukt 76 millioner kr. Midlene bevilges over Olje- og energidepartementets budsjett. SPOR, som er et tidsavgrenset FoU-program, var opprinnelig planlagt å gå over fem år. I 1989 ble det vedtatt å utvide programperioden til

syv år, slik at innsats og resultater kan nå det nivå som var forutsatt ved programmets igangsetting.

Gjennomføring av SPOR-programmet har hatt tydelige positive ringvirkninger for arbeidet med økt oljeutvinning, både i Oljedirektoratet og i selskaper engasjert på norsk sokkel. Resultater fra SPOR gir også grunnlag for norsk deltakelse i internasjonalt samarbeid som International Energy Agency (IEA), og for samarbeidet med enkeltland, for eksempel USA.

6.2 DIVISJON FOR SIKKERHET OG ARBEIDSMILJØ

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Erfaringer fra petroleumsaktivitetene i nordområdene	Oljedirektoratet/Aker Drilling
Medlemskap i Welding Institute	Welding Institute
Medlemskap i Marine Technology Directorate (MTD)	MTD
Medlemskap i Norsk Elektroteknisk komité (NEK)	NEK
Uttesting av topphulls BOP	Smedvig
Bemannede undervannsoperasjoner – internasjonalt samarbeid	Oljedirektoratet
Konsekvenser ved grunn gass i sjø	Veritec

PROSJEKTITITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Virkning av sveising på materialeegenskaper offshore	Cranfield Institute
Arbeidsmiljø for dykkere	SINTEF
Metodisk regelverksutvikling	Oljedirektoratet
WOAD – World Offshore Accident Databank (medlemskap)	Veritec
Ekspertsystem for vurdering av korrosjonsrisiko ved konstruksjon av rørledninger	Cranfield Institute of Technology
Akseptkriterier for dokumentasjon av kjemisk helsefare	Nordcal
Akseptkriterier for plastkompositt	Veritec
Automatisering av boreoperasjoner	Rogalandsforskning
Opplevd risiko og sikkerhet	Oljedirektoratet
Orkaner på kontinentalsokkelen	Oljedirektoratet
Designkriterier for kollisjonsrisiko	SINTEF/SikteC
Designkurve for utmatting av katodisk beskyttede strukturer	SINTEF
Drivende gjenstander	Quasar
Tidsplanlegging i S-divisjonen	Norsk Data
Kartlegging av høytrykksbrønner	Proffshore
Tilstandskontroll av undervanns produksjonssystem	Jotun Cath.
Ergonomiske krav og kriterier	Nordcal
Arbeidsmiljøfaktorer/akseptkriterier	Nordcal
Sammenhenger bemanningsendringer/ulykker	SikteC
Arbeidsmiljø/samarbeidsstrategier	Rogalandsforskning
Brønntekniske problemstillinger	Oljedirektoratet
Utsettingssystem MOB-båt	Veritec
Vedlikeholdssystemer for evakuerings- og redningsmidler	Marintek
Statistisk analyseverktøy for skadedata	SAS Inst
Prosedyrer for vurdering av oppjekkable innretninger	Noble Denton
Problemer v/dykking til større dyp	Oljedirektoratet

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Effekt av klorering på biologisk aktivitet og korrosjon av høylegert stål i sjøvann	SINTEF
Korrosjonshastighet i spalter hos høylegerte stål i sjøvann	SINTEF

Erfaringer fra petroleumsaktivitetene i nordområdene

Prosjektet skal kartlegge og systematisere erfaringene fra petroleumsaktivitetene i nordområdene siden borestart i 1980. Resultatet skal nyttes til å revidere «Vurderingskriterier for vinterboring i nordområdene» utgitt av Oljedirektoratet som veiledning i april 1987, samt til å etablere Oljedirektoratets akseptkriterier for aktivitet i området. Spesielle problemområder som blir avdekket, vil kunne danne ramme for fremtidige FOU-prosjekt i Oljedirektoratets regi.

Welding Institute

Oljedirektoratet har vært medlem av Welding Institute i Storbritannia siden 1981. Dette sveiseinstituttet er ledende på offshoreområdet og er meget aktivt innen forskning, undervisning og konsulent-tjenester. Medlemskap gir adgang til konsulentbi-stand, prosjektdeltakelse og løpende informasjon om det nyeste innen material- og sveiseteknikk.

Marine Technology Directorate

Oljedirektoratet har siden 1980 vært medlem i den britiske Offshore and Underwater Engineering Group (UEG), som har vært en undergruppe under den britiske industriforeningen Construction Industry Research and Information Association (CIRIA). Institusjonen er nå gått inn i Marine Technology Directorate (MTD). De prosjektene organisasjonen administrerer, er meget relevante for Oljedirektoratets arbeidsoppgaver på dette fagområdet. Samarbeid og tilgjengelig informasjon har kommet til stor nytte i sikkerhetsutredninger, forskriftsarbeid og kompetanseoppbygging. Oljedirektoratet deltar i et prosjekt om driftsinspeksjon for konstruksjoner og innretninger under vann.

Norsk Elektroteknisk Komité (NEK) – medlemskap

Oljedirektoratets medlemskap i NEK skal blant annet sikre at forskriftene på dette området løpende videreutvikles i takt med den teknologiske utviklingen og internasjonal praksis og erfaring. Viktigheten av dette understrekes av de norske bestrebelser på å etterkomme forpliktelsene etter avtalen om tekniske handelshindringer innen EFTA/EF.

Oljedirektoratet deltar også i det nasjonale og det internasjonale samarbeid når det gjelder utarbeidelse av nytt regelverk. Dette arbeidet ledes av NEK.

Uttesting av topphulls BOP

Som en fortsettelse av et tidligere prosjekt innen evaluering av nytt utstyr og ny teknologi innen boring, vil Oljedirektoratet i samarbeid med 11 operatørselskap i et omfattende forsøksprogram fastslå egnetheten av topphulls BOP. Prosjektet omfatter også konstruksjon og bygging av ventilen.

Bemannede undervannsoptimeringer – internasjonalt samarbeid

Prosjektet har videreført arbeidet med standardisering; i første rekke av kvalifikasjonskrav, prosedyrer og tekniske løsninger for bedring av den totale sikkerheten ved gjennomføring av bemannede undervannsoptimeringer.

Konsekvenser ved grunn gass i sjø

Prosjektet har videreført Oljedirektoratets grunn gassprogram. Det tas sikte på å utrede om grunn gass i sjøen kan frigjøres og føre til gasskonsentrasjoner på innretninger, og dermed representere brann- og eksplosjonsrisiko.

Virkning av sveising på materialegenskaper offshore

Oljedirektoratet har deltatt i prosjektet «The Influence of Welding on materials performance Offshore», fase 2, som ledes av Cranfield Institute i England. Fase 2 har undersøkt sveisbarhet og liknende egenskaper hos nye høyfaste lavlegerte stål, stål med akselerert avkjøling, kombinasjoner mellom disse og støpte så vel som smidde komponenter.

Metodisk regelverksutvikling

Prosjektet er omtalt under kapittel 4.2.

Arbeidsmiljø for dykkere

Prosjektet har vært videreført med sikte på å innhente og utarbeide forslag eller retningslinjer for hvordan de viktigste stressfaktorene for dykkere i metning kan reduseres eller elimineres.

WOAD – World Offshore Accident Databank

Oljedirektoratet abonnerer på denne databasen som drives av Veritec a/s. Bakgrunnsdata fra denne basen vil ha stor verdi ved evaluering av sikkerhetsstudier og lignende som operatørselskapene gjennomfører i de forskjellige prosjektfaser, for prioritering av tilsynsaktiviteter og for regelverksarbeid.

Ekspertsystem for vurdering av korrosjonsrisiko ved konstruksjon av rørledninger

Prosjektet gjennomføres ved det britiske Cranfield Institute of Technology og finansieres av britiske oljeselskap, Department of Energy og Oljedirektoratet. Siktemålet er et praktisk ekspertsystem for evaluering av korrosjonsrisikoen i rørledninger, som kan brukes ved evaluering av rettighetshavers dokumentasjon på dette området, både i konstruksjons- og driftsfase. Gjennom prosjektet regner direktoratet også med å øke egen kompetanse på et område der avansert bruk av EDB er i sterk vekst.

Akseptkriterier for dokumentasjon av kjemisk helsefare

Prosjektet kartlegger systemer og praksis for utvikling og distribusjon av toksikologisk kunnskap om kjemikalier som brukes i petroleumsvirksomheten til havs. Dette skal danne grunnlag for fastsettelse av kvalitetskrav til informasjon om kjemisk helsefare, og vil inngå som grunnlag for regelverksarbeid på dette området.

Akseptkriterier for plastkompositter

Plastkompositter er per definisjon brennbare materialer. Ikke desto mindre kan bruk av plastkompositter istedet for vanlige metalliske materialer ha både sikkerhetsmessige og økonomiske fordeler. Prosjektets hensikt har vært å etablere retningslinjer for å beskrive hvilke forhold som bør vurderes samt hvilke forhold som må oppfylles for at plastmaterialer skal kunne erstatte metalliske materialer, uten at en kommer i konflikt med krav til sikkerhet.

Automatisering av boreoperasjoner

Mekanisering av boreoperasjoner har hittil ikke ledet til de ønskede effekter med hensyn til skadereduksjon. En virkelig nedgang i borerelaterte ulykker kan bare oppnås ved at metoder og utstyr i boreaktiviteter bringes i samsvar med moderne teknologi og ved at arbeidet blir organisert på en god måte. Prosjektet tar sikte på utvikling av en automatisk boreinnretning som kan danne modell for fremtidens boremaskiner.

Opplevd risiko og sikkerhet

Prosjektet kartlegger risikoen knyttet til den opplevde risiko ved å undersøke om det er sammenheng mellom risiko og skader etter feilhandlinger. Resultatene forventes å sette igang en prosess hos operatørselskapene for å få tiltak innen de problemområder som avdekkes. Videre vil Oljedirektoratet styrke egen kompetanse på området.

Oversikt over orkaner på kontinentalsokkelen

Oljedirektoratet har gjennomgått stormobservasjonene fra Utsira, Ingøy og Fruholmen. Fra Utsira er det en sammenhengende observasjonsserie fra 1863 til idag. En sammenlikning mellom observerte bølgehøyder for perioden 1888 til 1902 og 1974 til

1987 utenfor Utsira, gir samme nivå for hundreårsbølgen i de to periodene. Det tyder på at det bare har vært mindre endringer av bølgeførholdene over de siste hundre år.

Designkriterier for kollisjonsrisiko

Designkriterier for kollisjonsrisiko er ikke tilfredsstillende ivaretatt gjennom eksisterende forskrifter. Målet er å komme frem til en modell som vil gi en akseptabel sannsynlighet av riktighet for kollisjonsrisiko på norsk sokkel.

Designkurve for utmatting av katodisk beskyttede strukturer

Oljedirektoratet deltar i et prosjekt i regi av SINTEF med støtte fra oljeindustrien. Målet er å bestemme effekt av katodisk beskyttelse på utmatningslevetiden til sveisede rørknutepunkter. Designkurven for katodisk beskyttede konstruksjoner i Forskrift for bærende konstruksjoner mv, vil bli vurdert revidert på bakgrunn av resultatene fra prosjektet.

Drivende gjenstander

Havarister, bemannede og ubemannede fartøyer og andre konstruksjoner har gjennom årene flere ganger utsatt petroleumsinnretninger på sokkelen for stor ulykkesrisiko. Prosjektet søker å bringe klarhet i eksisterende prosedyrer, ansvarsforhold og midler for eventuell intervensjon mot drivende gjenstander, samt å vurdere mulige tiltak som kan redusere risikoen.

Tidsplanlegging i Divisjon for sikkerhet og arbeidsmiljø

Det er utviklet et planleggingsverktøy som kan gi ledelsen den nødvendige oversikt over planlagte aktiviteter og deres innbyrdes avhengigheter. Hjelpemiddelet skal også effektivisere allokering og forbruk av personalressurser i tilsynsvirksomheten og divisjonens øvrige aktiviteter.

Kartlegging av høytrykksbrønner

Prosjektet skal på bakgrunn av de operasjonelle problemene ved boring av brønner med høyt trykk og temperatur, foreta en systematisk gjennomgang av tidligere borede dype brønner.

Tilstandskontroll av undervannsproduksjonssystem

Det er behov for kriterier for vurdering av krav til tilstandsovervåking av undervannsproduksjonssystemer med tilhørende brønnstrømrør og stigerør. Prosjektet skal fremskaffe grunnlag for det videre arbeid med å fastsette slike kriterier.

Ergonomiske krav og kriterier

Prosjektet skal fremskaffe oversikt over nasjonale og internasjonale standarder og retningslinjer innen fagområdet ergonomi. Disse skal vurderes med tanke på hvordan de kan innarbeides i operatørsel-

skapenes kvalitetssikring av ergonomiske forhold. Prosjektet kan ses som et forprosjekt for utarbeidelse av et egnet regelverk innenfor ergonomi og arbeidsplassutforming. Det endelige målet vil være en form for sjekkliste som kan brukes både av næringen og av tilsynsmyndighet.

Arbeidsmiljøfaktorer – akseptkriterier

Prosjektet skal vurdere anvendeligheten av «graf-Risk», et analyseprogram som kan illustrere sammenhenger innen arbeidsmiljøområdet. Videre skal det vurderes hvilke tilpasninger som må gjøres med modellen som praktisk beslutningsstøtte i Oljedirektoratets virksomhet innenfor området.

Sammenhenger bemanningsendringer – ulykker

Spørsmål om bemanning vil stå sentralt i operatørselskapenes arbeid for å redusere kostnadene, både for eksisterende og planlagte utbygginger. Arbeidstid og skiftordninger vil likeledes være et aktuelt tema i tilsynssammenheng. Prosjektet skal søke å komme frem til bedre ordninger som blir respektert av partene, i samarbeid med arbeidstakere og arbeidsgivere. Videre skal prosjektet vurdere egnet tilsynsmetodikk for Oljedirektoratets tilsyn innenfor området.

Arbeidsmiljø – samarbeidsstrategier

Prosjektet omfattet gjennomføring av en konferanse med deltakere fra arbeidstaker- og arbeidsgiversiden, forskere og Oljedirektoratet, for å bedre dialogen mellom involverte parter i arbeidsmiljøspørsmål på sokkelen. Konferansen var en videreføring av en møteaktivitet mellom Oljedirektoratet, Oljearbeidernes Fellessammenslutning og Landsorganisasjonen, initiert høsten 1988. Konferansen har bidratt med viktige impulser for forskningsaktiviteter, regelverksarbeid og tilsynsvirksomhet.

Brønntekniske problemstillinger ved eldre anlegg

Prosjektet belyser de spesielle problemer knyttet til barrierer, pålitelighet, vedlikehold, inspeksjon og redundans innen bore- og brønnteknologi som har betydning for sikkerheten i eldre anlegg. Prosjektet vil gjennomføres i nær kontakt med Phillips og Elf, samt engineeringsselskaper. Oljedirektoratet tar sikte på å redusere eget engasjement i senere faser av prosjektet.

Utsettingssystem for MOB-båt

Standarden på MOB (mann-over-bord)-båttjenesten på faste innretninger ligger ofte på et lavere nivå enn det som er vanlig på beredskapsfartøy og flyttbare innretninger. Prosjektet skal innhente status på MOB-båtstandard på alle felt i operasjon, og deretter klarlegge et beslutningsgrunnlag for Oljedirektoratets regelverksarbeid og tilsynsvirksomhet på området.

Statistisk analyseverktøy for skadedata

Prosjektet skal sette i system bruken av det statistiske analyseverktøyet SAS mot Oljedirektoratets database for skaderegistrering. Prosjektet vil gi betydelig kompetanseoppbygging rundt et analyseverktøy som har bred anvendelse innenfor hele Oljedirektoratets ansvarsområde.

Vedlikeholdssystemer for evakuerings- og redningsmidler

Prosjektet foretar en datainnsamling fra de forskjellige systemene som er i bruk. Dataene skal bearbejdes og evalueres slik at de danner et sammenligningsgrunnlag. Målet med prosjektet er en forbedring, eventuelt standardisering av systemer og utstyr for evakuering og redning.

Prosedyrer for vurdering av oppjekkable innretninger

Det er avdekket store forskjeller mellom de beregningsmetoder og den filosofi som blir brukt av de forskjellige instanser for analyse av oppjekkable innretninger. En arbeidsgruppe med deltakere fra operatørselskaper, redere, konstruktører, klassifikasjonsselskap og assurandører skal foreslå en ensartet metode for vurderingene. En standardisering vil kunne medføre at sikkerhetsnivået blir tilnærmet uavhengig av nasjonalitet, klasse eller operatørselskap.

Problemer ved dykking til større dyp

Prosjektet omfatter vurdering av helseundersøkelser i forbindelse med dyddykking og langtidseffekter, samt kriterier for utvelgning av dykkere. Prosjektet følger også opp utvikling av ny teknologi på området, i første rekke bruk av hydrogen som inertgass i pustegass.

Effekt av klorering på biologisk aktivitet og korrosjon av høylegerte stål i sjøvann

Oljedirektoratet deltar i et prosjekt i regi av SINTEF. Prosjektet støttes av oljeindustrien og stålprodusentene i tillegg til NTNf. Målsettingen er å klarlegge hvilket kloreringsnivå som er nødvendig for å hindre eller begrense biologisk aktivitet i sjøvannsførende system. En ønsker samtidig å undersøke virkningen av nødvendig klorbehandling på korrosjonshastigheten for høylegerte stål i sjøvann.

Korrosjonshastighet i spalter hos høylegerte stål i sjøvann

Oljedirektoratet deltar i dette SINTEF-prosjektet sammen med representanter for oljeindustrien og stålverkene. Målsettingen for prosjektet er å klarlegge hvordan spaltkorrosjonshastigheten for de beste høylegerte rustfrie stål i sjøvann utvikles med tiden, og hvordan den påvirkes av materialsammensetning, fremstillingsmetode og sveising. Samtidig vil en finne ut hvorvidt en kan beskytte rustfrie stål effektivt mot spaltkorrosjon med katodisk vern under alle forhold.

6.3 ADMINISTRASJONSAVDELINGEN

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Opprydding av havbunnen i Nordsjøen	Oljedirektoratet

Opprydding av havbunnen

Oljedirektoratets opprydding av havbunnen foregikk i 1989 i området Vestrebakken vest for Norskerenna på 59° nordlig bredde. Området var valgt på grunnlag av anbefalinger fra 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 effektivt fiske i området.

Fem vrak ble nøyaktig posisjonert, men ikke hevet. Diverse kjettinger, vaier i forskjellige dimen-

sjoner, jernbenk, anker, fiskebruk og en slepevaier på 1 300 meter med en totalvekt alene på 30 tonn, ble fjernet fra havbunnen. Likeledes ble 14 mineankre tatt opp.

En har ytterligere styrket samarbeidet med Norges Sjøkartverk ved at en også i 1989 har benyttet Sjøkartverkets fartøy M/S «Lance» ved sonarkartlegging av havbunnen. Ryddeoppdraget ble gitt til Bergen Underwater Services A/S, Bergen.

Styringskomiteen for oppryddingsaksjonen har bestått av representanter fra Oljedirektoratet, Fiskeridirektoratet, Norges Sjøkartverk, Norges Fiskarlag og Oljeindustriens Landsforening.

7 Internasjonalt samarbeid

7.1 BISTAND TIL FREMMEDE STATER

I 1989 var Oljedirektoratets engasjement gjennom NORAD i Tanzania, Bangladesh, Mosambik, Sør Yemen og Nicaragua.

I disse landene har Oljedirektoratet vært beskjeftiget med 1) generell databehandling, 2) behandling og lagring av seismiske databånd, 3) datatolkning, 4) oppfølging av konsulenter i forbindelse med seismisk prosessering, 5) hjelp til oppbygning av biostratigrafisk laboratorium (Tanzania), 6) støtte til NORAD-finansierte rådgivere i Tanzania og Mosambik, 7) rådgiving i forbindelse med planlegging av seismisk innsamling (regionalt i Mellom-Amerika).

Hovedinnsatsen til Oljedirektoratet har i 1989 vært i følgende land:

a) Tanzania

Hjelp til TPDC til planlegging og oppfølging av prosessering av seismiske data. Oppbygning av biostratigrafisk laboratorium, samt styrking av leteavdelingen i TPDC ved aktiv deltakelse i evaluering av de ulike sedimentasjonsbassengene i landet. En har fortsatt oppfølgingen av arkivsystemene for geofysiske og geologiske data.

b) Bangladesh

Som et ledd i oppbygningen av Bangladesh Petroleum Institute (BPI), har tre geologer/geofysikere fått opplæring i Oljedirektoratet i kortere perioder. Arbeidet i Oljedirektoratet har foregått ved at personalet fra BPI har jobbet med aktuelle problemstillinger i Bangladesh, dette for at treningsoppholdet også skulle gi verdifullt bidrag til evalueringen av petroleumspotensialet i landet.

c) Nicaragua

Oljedirektoratet har i 1989 vært engasjert i evaluering av petroleumspotensialet på Stillehavskysten av Nicaragua ved en gjennomgang av alle eksisterende data fra området. Siden en del data manglet, har Oljedirektoratet vært engasjert i et forsøk på å få tak i disse dataene. Det er igangsatt reprosessering av en del eldre seismiske data. Oljedirektoratet følger opp kontraktøren i dette arbeidet. Videre har Oljedirektoratet vært engasjert som støtte til Statoil ved planlegging av en regionale seismisk undersøkelse på Stillehavssiden av Costa Rica og Nicaragua. Denne undersøkelsen ble påbegynt mot slutten av året.

7.2 SIKKERHET OG ARBEIDSMILJØ

7.2.1 Innledning

Oljedirektoratet har et omfattende samarbeid med internasjonale faglige institusjoner og politisk-fag-

lige organer, enten direkte eller indirekte gjennom andre norske myndigheter.

Formålet med dette samarbeidet er å:

- bidra til å sikre at sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten minst tilfredsstillende anerkjent internasjonal standard
- sikre tilgang av relevant informasjon til kompetanseoppbygging og regelverksutvikling
- bidra med vår innsikt og erfaring i internasjonal sammenheng og kunne påvirke sikkerhet og arbeidsmiljøforhold i positiv retning.

I hovedsak har samarbeidet bestått i deltakelse i internasjonal 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 Kommunaldepartementet, om sikkerhet og arbeidsmiljø
- FN-organisasjonene IMO og ILO om henholdsvis sikkerhet til sjøs og arbeidsmiljø; fra 1979/80
- European Diving Technology Committee (EDTC) og Association of Offshore Diving Contractors (AODC) om sikkerhet ved dykking; fra 1983
- Marine Technology Directorate – MTD (omfatter det tidligere CIRIA/UEG) om inspeksjon og vedlikehold av innretninger; fra 1980
- Welding Institute (UK) om forskning og utvikling av materialer og sveising; fra 1981
- American Petroleum Institute (API), deltakelse i årlige konferanser om petroleumsfaglige emner samt standardisering; fra 1979
- National Association of Corrosion Engineers, (NACE, USA), deltakelse i årlige konferanser om korrosjon og overflatebehandling; fra 1984
- CENELEC, samarbeid om elektroteknisk standardisering i Europa gjennom Norsk Elektroteknisk Komité (NEK)
- CCOP/ASCOPE/NECOR, deltakelse i FN-samarbeid om sikkerhetsspørsmål for en gruppe østasiatiske land; fra 1985.

7.2.2 EF – Det Europeiske fellesskap

Fra 1982 har Norge med Oljedirektoratets deltakelse hatt observatørstatus innen EFs arbeid med sikkerhet og arbeidsmiljø innen petroleumsvirksomheten til havs. Dette arbeidet er underlagt EFs kommisjon «Safety and Health Commission for the Mining and other Extractive Industries» og gjennom-

føres ved en arbeidsgruppe kalt «Working Party on Oil, Gas and Other Minerals Extracted by Borehole».

Arbeidsgruppen har behandlet forslag til harmonisering av sikkerhetskrav, spesielt relatert til retningslinjer for opplæring og yrkesskadestatistikk. Det har i hovedsak vært lagt vekt på utveksling av erfaring og informasjon. Denne virksomheten i EF-regi omfatter saker som tidligere ble behandlet innenfor det nordvest-europeiske samarbeidet.

Arbeidet i arbeidsgruppen er i 1989 blitt prioritert og intensivert, som en følge av at det i EF er politisk besluttet at det skal utarbeides direktiver som også skal omfatte arbeidsmiljø og sikkerhet for petroleumsvirksomhet til havs. Det er også planlagt å utarbeide tilhørende tekniske tillegg.

Foreløpige tidsplaner indikerer at arbeidet vil kunne forelegges kommisjonen medio 1990.

7.2.3 IMO – International Maritime Organization

Oljedirektoratet har sammen med Olje- og energidepartementet stått for norsk deltakelse i arbeidet med utforming av internasjonale regler for fjerning av innretninger på kontinentalsokkelen. «The Assembly» vedtok reglene høsten 1989.

IMO er en særorganisasjon i FN-systemet og har som primær oppgave å arbeide for bedre sikkerhet og tiltak mot forurensning til sjøs. Hovedtyngden av IMOs aktiviteter er rettet mot fartøyer og skipsfart, men en del av aktivitetene har også betydning for petroleumsvirksomheten til havs.

Den petroleumserttede del av IMOs virksomhet foregår for det meste i Sjø sikkerhetskomiteen og underliggende fagkomiteer. Oljedirektoratet har som medlem av de norske delegasjonene, deltatt i komitéarbeidet til tre av fagkomiteene innenfor områdene opplæring av personale, dykking, konstruksjon av flyttbare innretninger, sikkerhetssoner, og fjerning av faste innretninger.

IMOs generalforsamling vedtok høsten 1989 en resolusjon om sikkerhetssoner rundt innretninger for petroleumsvirksomhet til havs. Dette vil få betydning for standardisering av reglene for blant annet reaksjon på overtredelse av sikkerhetssoner. Oljedirektoratet ser det som fordelaktig at internasjonale retningslinjer nå er etablert på dette området.

En resolusjon om kriterier for fjerning av faste innretninger er også vedtatt høsten 1989. Denne vil få betydning for aktiviteter i forbindelse med sluttproduksjon og fjerning på norsk sokkel, samt beslutninger vedrørende nye feltutbyggingskonsepter.

Arbeidet med utvikling av en IMO-standard for opplæring av maritimt nøkkelpersonell på flyttbare innretninger er noe forsinket, og vil ikke bli ferdigstilt før i 1990.

7.2.4 CCOP/NECOR

Oljedirektoratet deltar i et program for utvikling av sikkerhetsrutiner og metodikk i ressursforvaltning

innen petroleumsvirksomheten, i regi av FNs særorganisasjonssystem. Programmet er rettet mot land i Øst-Asia.

CCOP står for «Committee for Coordination of Joint Prospecting for Mineral Resources in Asian Offshore Areas». Necor er den norske avdelingen av ECOR (Engineering Committee on Oceanic Resources), som er en rådgivende underkomité i FN når det gjelder utnyttelse av ressurser under havbunnen.

7.2.5 European Diving Technology Committee – EDTC

Oljedirektoratet er medlem i den europeiske komité for dykketeknologi (EDTC), som har som formål å utveksle erfaringer på området dykking og å arbeide for felles anbefalinger om tekniske og operasjonelle forhold. Det er i 1989 avholdt to møter i komiteen.

På det siste møtet ble EDTC forelagt en henvedelse fra EF-kommisjonen om samarbeid for å utvikle en overordnet strategi for regulering av dykking innen EF. EDTC sa seg villig til å påta seg arbeidet. Kommisjonen har forutsatt at arbeidstakerrepresentanter skal delta i arbeidet. Som en følge av dette vil hver nasjon som deltar i komiteen heretter, være representert ved én representant fra myndighetssiden, en fra medisinsk fagmiljø, en representant fra industrien og en arbeidstakerrepresentant. Arbeidet vil ta til i løpet av 1990 og vil kreve en viss økning i engasjementet fremover.

7.2.6 Elektrotekniske normer og forskrifter

I tidsrommet 3.–5.10.1989 ble det holdt et møte i Oljedirektoratet i regi av Comité Européen de Normalisation Electrotechnique (CENELEC). En behandlet her nytt regelverk for installasjon av elektrisk utstyr i eksplosjonsfarlige områder. Etter planene skal regelverket være ferdig innen utgangen av 1992.

7.3 ISO – DEN INTERNASJONALE STANDARDISERINGSORGANISASJONEN

Internasjonale standarder legges til grunn ved måling og analyse av olje og gass. Oljedirektoratet deltar i det internasjonale samarbeidet med revisjon av eksisterende standarder og etablering av nye standarder innen disse fagområder.

I 1989 etablerte ISO en ny teknisk komité med tittel «Natural Gas». Denne komiteen har ansvaret for all standardisering i tilknytning til naturgass, egenskaper og bruk, og har således stor betydning for Norge som gassleverandør til Europa.

Det er etablert nasjonale arbeidsgrupper innen analyse og måleteknikk som følger opp arbeidet innen ISO-standardisering. Oljedirektoratet er engasjert i dette arbeidet.

I forbindelse med etableringen av EFs indre marked fra 1.1.1993 vil EF kreve at internasjonale standarder legges til grunn. Arbeidet med standardisering innen ISO er derfor av stor betydning.

8 Statistikk og oversikter

8.1 MÅLENHETER

Oljedirektoratet vil normalt benytte enhetene fra det internasjonale enhetssystem, SI. Dette systemet anbefales også brukt 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» mv ikke er entydige dersom ikke trykk- og temperaturreferanser er definert.

Referansebetingelse b) anbefales brukt av den internasjonale standardiseringsorganisasjon, ISO. Videre ble denne referansebetingelse innført som Norsk Standard i 1979, NS 5024. Oljedirektoratet arbeider med å innarbeide denne referansebetingelse i petroleumsindustrien.

Nøyaktig omregning av et oljevolum fra en betingelse til en annen innebærer bruk av spesielle tabeller. For overslagsberegninger kan en imidlertid regne at et volum ved 60°F, 0 psig tilnærmet tilsvare volumet ved 15°C, 1.01325 bar.

Vanlige forkortelser:

Sm³ = standard kubikkmeter. Temperatur- og trykkreferanser må oppgis for å gi enheten en entydig mening.

Barrels at standard conditions = Fat ved referansebetingelser, vanligvis 60°F og 0 psig. (Tradisjonell amerikansk enhet).

Omregning:

1 Sm³ tilsvare ca 6.29 barrels at standard conditions.

Mengdeangivelse – gass

I enda sterkere grad enn for oljevolum vil den tallmessige verdi av et gassvolum være bundet til det

trykk og den temperatur volumet refererer seg til. Fire referansebetingelser er vanlige å benytte: a) 60°F, 14.73 psia, b) 60°F, 14.696 psia, c) 15°C, 1.01325 bar, d) 0°C, 1.01325 bar. Referansetilstandene a), b) og c) omtales vanligvis som «standardtilstander», 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 lik 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°F
Relativ densitet av olje i forhold til vann. Olje og vann har temperatur 60°F og trykk tilsvarende atmosfæretrykk på målested. Tallet er ubenevnt.
- (b) «API-Gravity» ved 60°F:
Specific Gravity 60/60°F uttrykt ved forstørret skala. Enhet er °API. Omregning ved følgende formel:

$$\text{API-Gravity ved } 60^\circ = \frac{141.5}{\text{Specific Gravity } 60/60^\circ\text{F}} - 131.5$$

- (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 trykkreferanse for Specific Gravity. For overslagsberegninger spiller dette ikke så stor rolle, da forskjellen for de vanligst brukte referansebetingelser er liten.

Angivelse av olje og gass i oljeenheter

Olje og gass omtales ofte i form av tonn oljeekvivalenter i sammenhenger der nøyaktige mengde- eller kvalitetsangivelser ikke er påkrevd. Omregningen har sitt utgangspunkt i energimengden som frigjøres ved forbrenning av olje og gass. For mange oljer og gassers vedkommende vil energimengden i et tonn olje være nær energimengden i 1 000 Sm³ gass. Denne omregningsfaktoren er svært enkel å bruke, samtidig som kvalitetsforskjellen mellom olje og gass er såvidt stor både ved behandling, lagring, distribusjon og anvendelse at det ikke er riktig å angi omregningen med flere siffer. Vanlig praksis er derfor:

1 tonn oljeenheter (t.o.e.) tilsvarer 1 tonn olje eller 1 000 Sm³ gass.

8.2 STATISTIKK OVER LETEBORINGSAKTIVITETEN

Det er per 31.12.1989 påbegynt i alt 626 letehull på norsk kontinentalsokkel siden boringen startet i 1966. 618 letehull var avsluttet ved samme tid. Av de påbegynte letehullene er 449 undersøkeshull og 177 avgrensningshull. 29 hull er suspendert av forskjellige grunner. Noen er suspendert med henblikk på senere testing, mulig komplettering som produksjonsbrønner, samt videre boring eller senere plugging.

Det nordligste hullet på norsk sokkel er 7321/7-1 som ble boret i 1988 med Mobil som operatør, det østligste er 7228/2-1 S, boret av Mobil i 1989 og det vestligste er 6201/11-1, boret av Statoil i 1987.

Letehullene er boret av 18 forskjellige operatørselskaper. Fordelingen av antall letehull per operatør er vist i figur 8.2.a og tabell 8.2.b. Figur 8.2.b viser norske operatørselskapers andel av borevirksomheten. Sesongsvingninger i boreaktiviteten er vist i figur 8.2.c.

Per 31.12.1989 er det boret 1 989 670 meter i 626 borehull. Av dette er 85 105 meter boret i 1989. Gjennomsnitt totaldyp på de 24 letehull som er avsluttet i 1989 er 3 316 meter.

Letehull 30/4-1, som ble avsluttet i 1979, er det dypeste hullet som hittil er boret på norsk sokkel. BP var operatør, og totaldypet for dette hullet var 5 455 meter.

En oversikt over gjennomsnittlig totaldyp for letehull boret i tidsrommet 1966-1989 er vist i figur 8.2.d. Gjennomsnittlig vandyp for letehull boret i 1989 var 173 meter. Det største vandyp det er boret på hittil, i norsk sektor, er 475 meter. Letehullet var 7321/7-1, og ble boret i 1988 med Norsk Hydro

Fig. 8.2.a
Operatører på den norske kontinentalsokkel. 626 borehull påbegynt per 31.12.89

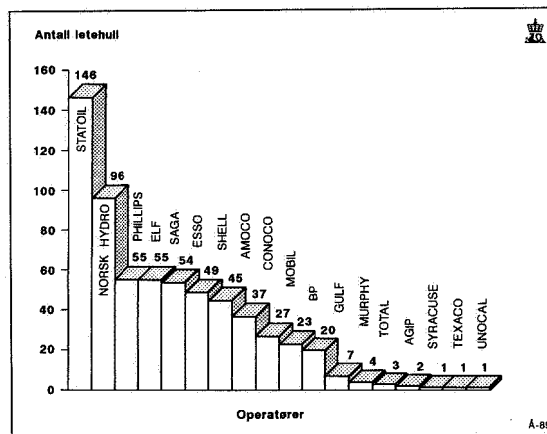


Fig. 8.2.b
Norske operatørselskapers andel av leteboring. Prosent av operasjonsdager per år 1975-89

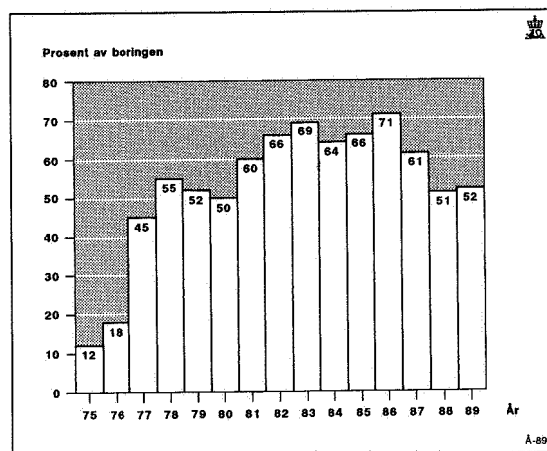


Fig. 8.2.c
Sesongsvingninger i boreaktiviteten. Letehull påbegynt 1966-1989

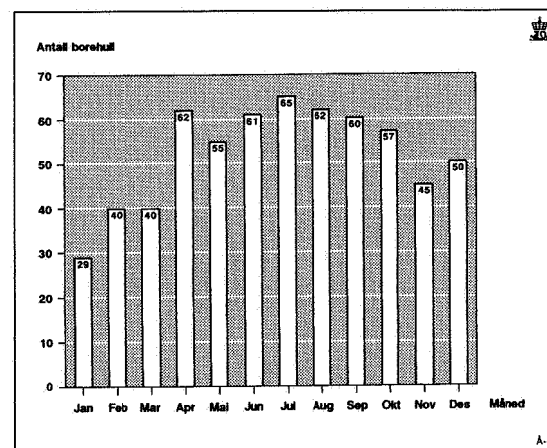


Fig. 8.2.d
Gjennomsnitt totaldyp per år. Leteboring 1966–1989

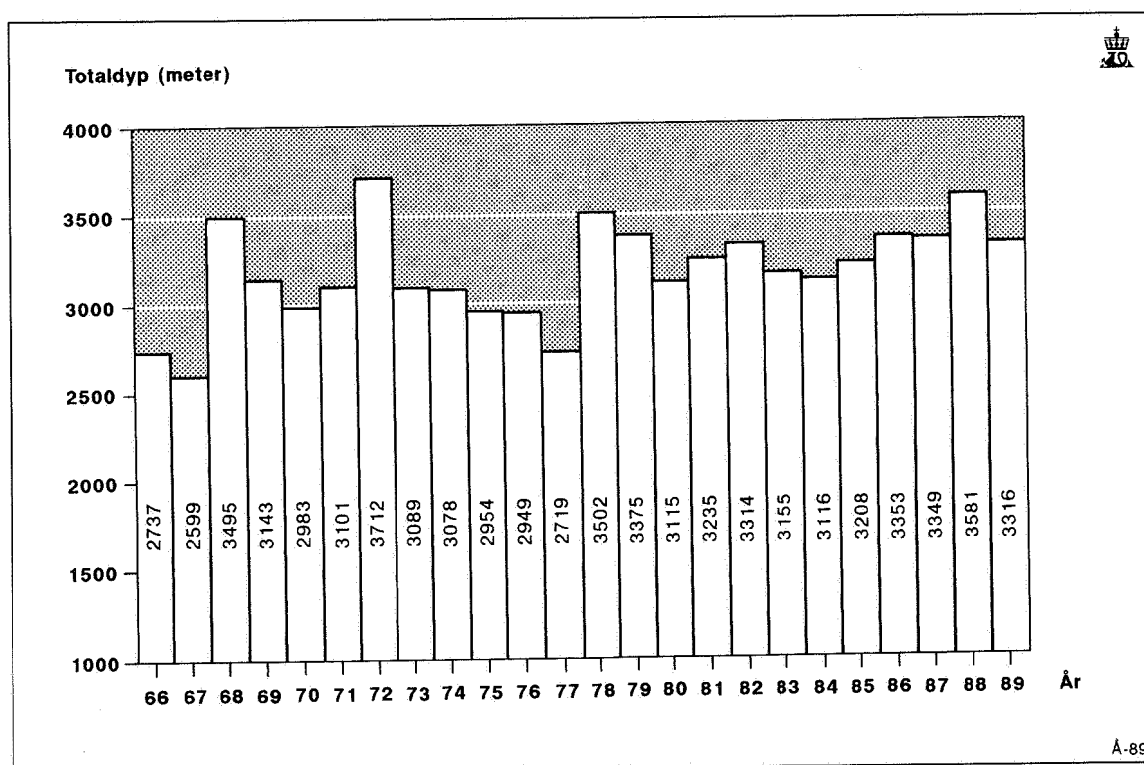
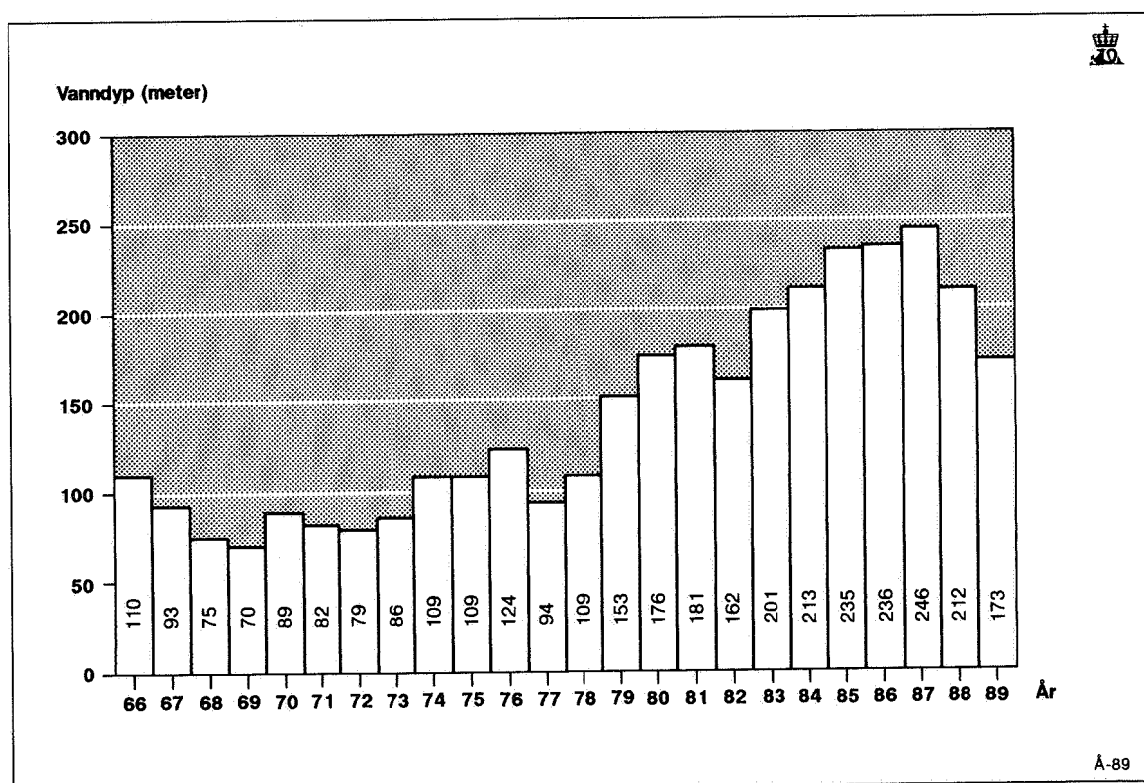


Fig. 8.2.e
Gjennomsnitt vanddyp per år. Leteboring 1966–1989



Tabell 8.2.a
Borehull påbegynt per 31.12.1989

År påbegynt	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	Sum	
Undersøkelse	2	6	10	12	11	11	11	17	13	17	20	12	14	18	26	26	36	33	35	30	26	25	18	20	449	
Avgrensning				2	1	6	5	3	5	5	9	3	8	5	10	10	13	13	7	12	20	10	11	11	8	177
Sum	2	6	12	13	17	16	14	22	18	26	23	20	19	28	36	39	49	40	47	50	36	36	29	28	626	
Produksjon									1	18	24	7	34	50	36	27	16	22	23	33	47	47	48	55	66	554
Total	2	6	12	13	17	16	14	23	36	50	30	54	69	64	62	55	71	63	80	97	83	84	84	80	1180	

Tabell 8.2.b
Lete hull fordelt på operatørselskaper (regional fordeling) per 31.12.1989

Operatør	Nordsjøen			Midt-Norge			Barentshavet			Totalt		
	U	A	L	U	A	L	U	A	L	U	A	L
Statoil	50	46	96	27	4	31	18	1	19	95	51	146
Norsk Hydro	58	15	73	7	1	8	15		15	80	16	96
Phillips	39	15	54	1		1				40	15	55
Elf	37	15	52	2		2	1		1	40	15	55
Saga	34	6	40	12		12	2		2	48	6	54
Eso	28	18	46	1		1	2		2	31	18	49
Shell	24	11	35	3	5	8	2		2	29	16	45
Amoco	23	14	37							23	14	37
Conoco	16		16	3	8	11				19	8	27
Mobil	12	8	20	1		1	2		2	15	8	23
BP	10	9	19	1		1				11	9	20
Gulf	7		7							7		7
Murphy	3	1	4							3	1	4
Total	2		2				1		1	3		3
Agip	2		2							2		2
Syracuse	1		1							1		1
Texaco	1		1							1		1
Unocal	1		1							1		1
Undersøkelse	348			58			43			449		
Avgrensning		158			18			1			177	
Lete hull			506			76			44			626

U = undersøkelseshull

A = avgrensningshull

L = lete hull

Tabell 8.2.c
Lete hull påbegynt per 31.12.1989 (Regionalt fordelt)

Operatør	Nordsjøen			Midt-Norge			Barentshavet			Totalt		
	U	A	L	U	A	L	U	A	L	U	A	L
Statoil	3	2	5	1		1	1		1	5	2	7
Norsk Hydro	3	1	4	1	1	2	1		1	5	2	7
Phillips	1	1	2							1	1	2
Elf	1	2	3							1	2	3
Saga	1	1	2							1	1	2
Eso	1		1							1		1
Shell	1		1				1		1	2		2
Amoco	2		2							2		2
Mobil	1		1				1		1	2		2
Undersøkelse	14			2			4			20		
Avgrensning		7			1						8	
Lete hull			21			3			4			28

U = undersøkelseshull

A = avgrensningshull

L = lete hull

Tabell 8.2.d
Gjennomsnitt vannndyp og boredyp

År	Gjennomsnitt vannndyp (m)	Gjennomsnitt totaldyp (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
1988	212	3 581
1989	173	3 316

som operatør. Figur 8.2.e viser det gjennomsnittlige vannndypet for letehull boret i tidsrommet 1966–1989.

For boring på norsk sokkel er det benyttet 65 forskjellige boreinnretninger, syv under to forskjellige navn. Av disse er 47 av typen halvt nedsenkbare, 11 oppjekkbar, fem boreskip og to faste innretninger.

Tabell 8.2.a til 8.2.e viser statistikker over leteboring på norsk kontinentalsokkel.

Tabell 8.2.e
Boreinnretninger som har vært i aktivitet på norsk kontinentalsokkel per 31.12.1989

Boreinnretning	Antall borehull	Antall gjenåpninger	Type boreinnretning
Aladdin	1		Halvt nedsenkbar
Borgny Dolphin (før Fernstar)	24	8	«
Borgsten Dolphin (før Haakon Magnus)	7		«
Bucentaur		1	Boreskip
Byford Dolphin (før Deepsea Driller)	15		Halvt nedsenkbar
Chris Chenery	2		«
Deepsea Bergen	20	2	«
Deepsea Driller (nå Byford Dolphin)	8		«
Deepsea Saga	16	3	«
Drillmaster	5	1	«
Drillship	1		Boreskip
Dyvi Alpha	17	2	Halvt nedsenkbar
Dyvi Beta	6	1	Oppjekkbar
Dyvi Gamma	1		«
Dyvi Delta (nå West Delta)	21	1	Halvt nedsenkbar
Dyvi Stena	12		«
Endeavour	2		Oppjekkbar
Fernstar (nå Borgny Dolphin)	3		Halvt nedsenkbar
Gulftide	3		Oppjekkbar
Glomar Biscay II (før Norskald)	13	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		«
Hunter (før Treasure Hunter)	1		«
Maersk Explorer	7		Oppjekkbar
Maersk Jutlander	1		Halvt nedsenkbar
Neddrill Trigon	3	1	Oppjekkbar
Neptune 7 (før Pentagone 81)	12		Halvt nedsenkbar
Nordraug	12		«
Norjarl	3		«
Norskald (nå Glomar Biscay II)	26		«
Nortrym	32	3	«
Ocean Tide	5		Oppjekkbar
Ocean Traveler	9		Halvt nedsenkbar
Ocean Victory	1		«

Boreinnretning	Antall borehull	Antall gjenåpninger	Type boreinnretning
Ocean Viking	28	1	«
Ocean Voyager	2		«
Odin Drill	3		«
Orion	7		Oppjekkbar
Le Pelerin	1		Boreskip
Pentagone 81 (nå Neptune 7)	1		Halvt nedsenkbar
Pentagone 84	2	1	«
Polar Pioneer	20	2	«
Polyglomar Driller	11		«
Ross Isle	18	5	«
Ross Rig	32		«
Ross Rig (ny)	8		
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	8		Halvt nedsenkbar
Sedneth I	3		«
Transworld Rig 61	2		«
Treasure Hunter (nå Hunter)	5	3	«
Treasure Saga	30	1	«
Treasure Scout	23		«
Treasure Seeker	24	5	«
Vildkat	10	1	«
Vinni	5		«
Waage Drill I	2		«
West Delta (før Dyvi Delta)	5		«
West Vanguard	20	4	«
West Venture	12	2	«
West Vision	1		«
Zapata Explorer	13		Oppjekkbar
Zapata Nordic	5		«
Zapata Ugland	5	1	Halvt nedsenkbar
I tillegg er 2 borehull boret fra faste innretninger:	624	54	
Cod	1	1	
Ekofisk B	1		
	626	55	

8.3 STATISTIKK OVER PRODUKSJONS- BORING

Det er siden 1973 påbegynt i alt 554 produksjonshull i norsk sektor av Nordsjøen. 318 er produksjonsbrønner (olje, gass og kondensat), 82 er vann- eller gassinjeksjonshull, fire er observasjons-/produksjonshull og ett er observasjons-/injeksjonshull. 142 er ute av drift; nedstengt, suspendert for senere komplettering eller av andre grunner, og 23 har aldri produsert. 12 produksjonshull var under boring per 31.12.1989. En oversikt over produksjonshullene er satt opp i tabell 8.3.a. Figur 8.3.a viser produksjonshull påbegynt per år i tidsrommet 1973–1989.

Det produseres/injiseres per 31.12.1989 fra 19 felt med 27 innretninger; tre av disse er undervannsinretninger (Nordøst-Frigg, Øst-Frigg og Tommeliten). Produksjonshullene fordelt på de forskjellige felt er vist i figur 8.3.b. Figur 8.3.c viser produksjonshull fordelt på operatørselskaper.

Per 31.12.1989 er det påbegynt 66 produksjonshull i 1989, av disse er syv boret fra flyttbare boreinnretninger. Produksjonshull fordelt på innretninger er vist i figur 8.3.d Opplysninger om produksjonshullene er satt opp i tabellene 8.3.b og 8.3.c.

Fig. 8.3.a
Produksjonsboring på norsk kontinentalsokkel. Antall produksjonshull påbegynt per år 1973–1989

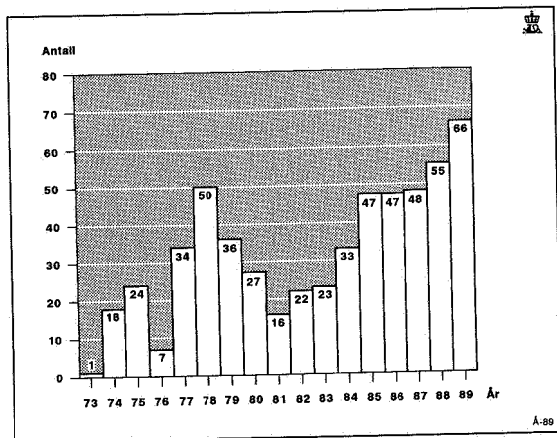


Fig. 8.3.c
Produksjonshull fordelt på operatørselskaper. Totalt 554 hull

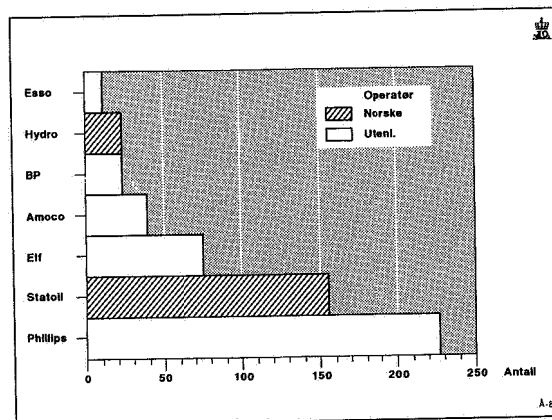


Fig. 8.3.b
Produksjonshull pr felt. Totalt 554 hull

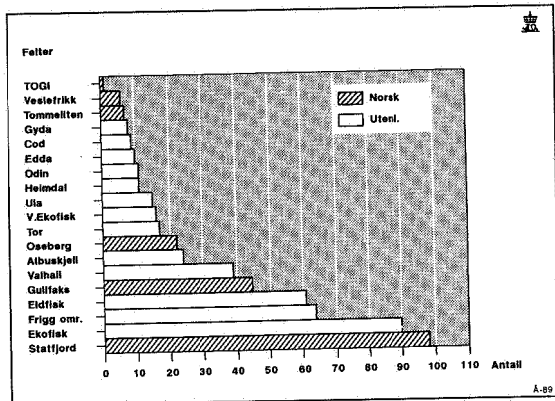
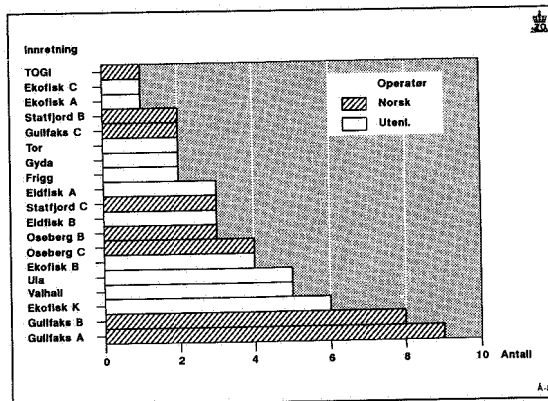


Fig. 8.3.d
Produksjonshull boret 1989 fordelt på innretninger. Totalt 66 hull



Tabell 8.3.a
Produksjonsboring per 31.12.1989

FELT	HC	TOTALT BORET	PÅB. 1989	PRODU- SERER	INJEK- SJON/ (OBSERV.)	BORER	SUSPEND/ PLUGGET/ KOMPL.
Albuskjell A +	kond	11		7			4
Albuskjell F +	kond	13		3			10
COD +	kond	9		5			4
Edda +	olje	10		7			3
Ekofisk A +	olje	19	1	15			4
Ekofisk B +	olje	30	4	19	1(1)*		8
Ekofisk C +	olje	18	1	9	5**	1	3
Ekofisk K +	v.inj.	23	6		18	1	4
Eldfisk A +	olje	34	3	19		1	14
Eldfisk B +	olje	27	3	20		1	7
Frigg (UK) +	gass	24		21			3
Frigg +	gass	28	2	19	(2)*		7
Gullfaks A +	olje	30	9	15	8	1	6
Gullfaks B +	olje	13	8	7	3	1	2
Gullfaks C	olje	2	2			2	
Gyda	olje	8	2				8
Heimdal +	kond	11		8	(1)***		2
N.Ø.Frigg +	gass	7		4			3
Odin +	gass	11		11			
Oseberg B +	olje	16	3	8	2	1	5
Oseberg C	olje	6	4			1	5
Statfjord A +	olje	38		22	14		2
Statfjord B +	olje	32	2	20	10	1	1
Statfjord C +	olje	28	3	17	10	1	
TOGI		1	1				1
Tommeliten +	kond	7		6			1
Tor +	olje	17	2	11			6
Ula +	olje	15	5	6	6(1)*		2
Valhall +	olje	39	5	24			15
V. Ekofisk +	kond	16		9			7
Veslefrikk +	olje	6		1			5
Øst Frigg +	gass	5		5			
		554	66	318	82	12	142

+ feltet produserer/injiserer

* observasjons/produksjons brønn(er)

** prod./inj. brønner, avh. av gass salg

*** observasjons/injeksjons brønn(er)

318 hull produserer (220 olje, 38 kondensat og 60 gass)

86 hull er nedstengt/plugget

82 hull er injeksjonsbrønner (hvorav 5 inj./prod.)

4 hull er observasjons-/produksjonshull

1 hull er observasjons-/injeksjonshull

12 hull borer

26 hull er susp. på TD

1 hull er susp. etter 9 5/8" foringsrør

3 hull er susp. etter 13 3/8" foringsrør

1 hull er susp. etter 18 5/8" foringsrør

1 hull er susp. etter 20" foringsrør

1 hull er susp. med fisk i 36" åpent hull

23 hull har aldri produsert

Tabell 8.3.b
Produksjonshull avsluttet eller påbegynt 1989. Per 31.12.1989

X= komplettert på havbunnen A, B= avviksboret fra annet hull

Till nr	Produksjonshull	Påbegynt	Avsluttet	Operatør	Felt
454	7/12-A-05	88.05.15	89.02.03	BP	ULA
459	34/10-A-16	88.06.08	89.11.03	STATOIL	GULLFAKS A
461	2/07-A-13	88.06.27	89.01.31	PHILLIPS	ELDFISK A
472	2/04-K-01	89.06.18	89.08.08	PHILLIPS	EKOFISK K
478	2/08-A-07 A	88.11.07	89.01.08	AMOCO	VALHALL
484	34/10-B-05	88.10.25	89.02.15	STATOIL	GULLFAKS B
487	30/03-A-06 H	88.11.27	89.01.30	STATOIL	VESLEFRIKK
489	2/04-C-06 A	88.12.28	89.02.11	PHILLIPS	EKOFISK C
490	2/07-A-02 A	89.04.04	89.06.01	PHILLIPS	ELDFISK A
491	7/12-A-08	89.02.09	89.04.02	BP	ULA
492	2/04-K-10	88.12.11	89.01.18	PHILLIPS	EKOFISK K
493	30/06-C-10	88.12.27	89.02.22	HYDRO	OSEBERG C
494	34/10-A-20	88.12.09	89.03.09	STATOIL	GULLFAKS A
495	34/10-B-06	89.02.05	89.03.17	STATOIL	GULLFAKS B
496	34/10-A-21	89.01.15	89.03.13	STATOIL	GULLFAKS A
497	2/08-A-14 A	89.01.15	89.02.15	AMOCO	VALHALL
498	2/04-K-29	89.01.19	89.08.31	PHILLIPS	EKOFISK K
499	2/04-B-06 A	89.01.29	89.03.12	PHILLIPS	EKOFISK B
500	2/01-A-02 H	89.02.21	89.05.07	BP	GYDA
501	2/08-A-18 B	89.02.15	89.03.24	AMOCO	VALHALL
502	2/04-A-04 A	89.02.11	89.04.04	PHILLIPS	EKOFISK A
503	2/04-K-19	89.02.15	89.07.11	PHILLIPS	EKOFISK K
504	30/06-C-12	89.02.22	89.08.14	HYDRO	OSEBERG C
505	2/07-B-01 A	89.02.28	89.03.29	PHILLIPS	ELDFISK B
506	34/10-A-22	89.02.27	89.04.06	STATOIL	GULLFAKS A
507	34/10-B-07	89.03.19	89.04.26	STATOIL	GULLFAKS B
508	30/09-B-03	89.05.23	89.07.09	HYDRO	OSEBERG B
509	2/04-K-17	89.03.22	89.08.09	PHILLIPS	EKOFISK K
510	34/10-A-23	89.03.31	89.06.16	STATOIL	GULLFAKS A
511	7/12-A-13	89.04.08	89.07.02	BP	ULA
512	2/01-A-01 H	89.05.08	89.07.22	BP	GYDA
513	2/08-A-22	89.04.09	89.05.17	AMOCO	VALHALL
514	33/09-C-36	89.04.20	89.07.07	STATOIL	STATFJORD C
515	2/04-E-14 A	89.04.29	89.06.06	PHILLIPS	TOR
516	34/10-B-08	89.04.17	89.05.17	STATOIL	GULLFAKS B
517	34/10-A-24	89.06.06	89.07.24	STATOIL	GULLFAKS A
518	2/04-B-04	89.06.17	89.08.06	PHILLIPS	EKOFISK B
519	2/08-A-20 A	89.05.26	89.07.04	AMOCO	VALHALL
520	34/10-B-09	89.05.19	89.07.03	STATOIL	GULLFAKS B
521	2/07-A-07 A	89.07.10	89.09.18	PHILLIPS	ELDFISK A
522	2/04-E-11	89.06.27	89.08.27	PHILLIPS	TOR
523	2/07-B-15	89.07.04	89.10.17	PHILLIPS	ELDFISK B
524	34/10-B-10	89.06.29	89.08.21	STATOIL	GULLFAKS B
525	33/09-C-40	89.06.29	89.10.23	STATOIL	STATFJORD C
526	25/01-A-17 A	89.08.05	89.10.01	ELF	FRIGG
527	7/12-A-15	89.07.02	89.08.29	BP	ULA
528	34/10-A-25	89.07.22	89.08.26	STATOIL	GULLFAKS A
529	2/04-B-15 A	89.09.06	89.10.22	PHILLIPS	EKOFISK B
530	34/10-B-11	89.09.24	89.11.06	STATOIL	GULLFAKS B
531	30/06-C-08	89.08.15	89.10.12	HYDRO	OSEBERG C
532	2/08-A-04 A	89.09.12	89.11.07	AMOCO	VALHALL
533	34/10-B-10 A	89.08.21	89.09.24	STATOIL	GULLFAKS B
534	7/12-A-09	89.08.30	89.10.15	BP	ULA
535	30/09-B-31	89.08.15	00.00.00	HYDRO	OSEBERG B
537	34/10-A-25 A	89.08.26	89.09.24	STATOIL	GULLFAKS A
538	30/09-B-13	89.08.28	89.10.31	HYDRO	OSEBERG B
539	33/12-B-28	89.09.18	89.11.08	STATOIL	STATFJORD B
540	2/07-B-08	89.10.23	89.12.20	PHILLIPS	ELDFISK B
541	25/01-A-04 A	89.10.23	89.12.17	ELF	FRIGG
542	34/10-A-26	89.10.05	89.10.15	STATOIL	GULLFAKS A
543	33/09-C-10	89.10.18	00.00.00	STATOIL	STATFJORD C
544	34/10-C-01	89.10.01	00.00.00	STATOIL	GULLFAKS C
545	30/06-C-05	89.10.14	89.12.09	HYDRO	OSEBERG C
546	2/04-K-08	89.10.22	89.12.25	PHILLIPS	EKOFISK K
547	7/12-A-13 A	89.11.04	89.12.19	BP	ULA
548	34/10-A-16 A	89.10.19	89.11.13	STATOIL	GULLFAKS A
549	2/04-B-23 A	89.11.28	00.00.00	PHILLIPS	EKOFISK B
550	33/12-B-19	89.12.28	00.00.00	STATOIL	STATFJORD B

Till nr	Produksjonshull	Påbegynt	Avsluttet	Operatør	Felt
551	34/10-B-12	89.11.07	00.00.00	STATOIL	GULLFAKS B
552	31/05-B-06 H	89.11.19	89.12.22	HYDRO	TOGI
553	2/07-A-08 A	89.11.22	00.00.00	PHILLIPS	ELDFISK A
554	2/04-C-19	89.11.18	00.00.00	PHILLIPS	EKOFISK C
555	34/10-A-27	89.12.04	00.00.00	STATOIL	GULLFAKS A
556	30/06-C-09	89.12.11	00.00.00	HYDRO	OSEBERG C
557	34/10-C-02	89.12.31	00.00.00	STATOIL	GULLFAKS C
559	2/04-K-26	89.12.28	00.00.00	PHILLIPS	EKOFISK K

Tabell 8.3.c

Produksjonshull boret med flyttbare boreinnretninger

H= hullet er komplettert på havbunnen

Till nr	Produksjonshull	Påbegynt	Avsluttet	Operatør	Boreinnretning
500	2/01-A-02 H	89.02.21	89.05.07	BP	VILDKAT
504	30/06-C-12	89.02.22	89.08.14	HYDRO	TRANSOCEAN 8
512	2/01-A-01 H	89.05.08	89.07.22	BP	VILDKAT
531	30/06-C-08	89.08.15	89.10.12	HYDRO	TRANSOCEAN 8
545	30/06-C-05	89.10.14	89.12.09	HYDRO	TRANSOCEAN 8
552	31/05-B-06 H	89.11.19	89.12.22	HYDRO	POLAR PIONEER
556	30/06-C-09	89.12.11	00.00.00	HYDRO	TRANSOCEAN 8

8.4 PRODUKSJON AV OLJE OG GASS

Produksjonen av olje og gass på norsk sokkel var i 1989 103.6×10^6 t.o.e. Produksjonen i 1988 var 85×10^6 t.o.e. I tabellene 8.4.a-8.4.k og i figurene 8.4.a og 8.4.b er produksjonen nærmere fremstilt.

Tallene i tabell 8.4.a viser norsk andel av Statfjord, Frigg og Murchison. I tabellene for olje er NGL inkludert for Ekofisk-området. Statfjord, Valhall, Murchison, Ula, Gullfaks og Tommeliten.

Tallene for gass i tabell 8.4.a angir solgte mengder for alle felt. I tallene for Statfjord, Frigg-området, Heimdal og Gullfaks er kondensat inkludert.

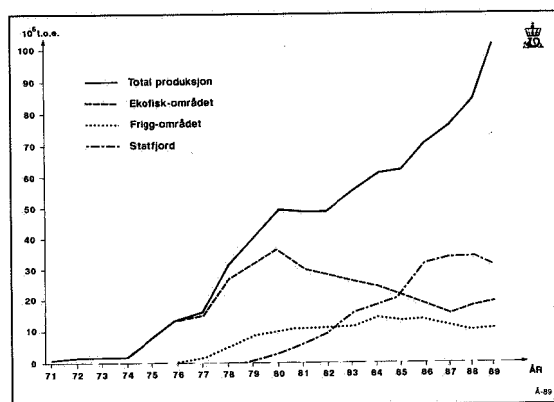
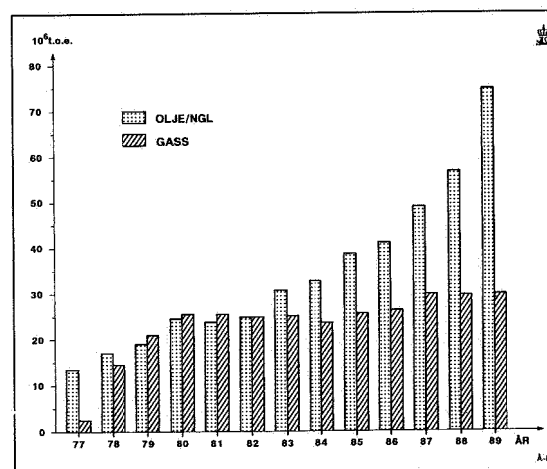
Fig. 8.4.a
Olje- og gassproduksjon på norsk sokkel fra 1971-1989

Fig. 8.4.b

Olje- og gassproduksjon på norsk kontinentalsokkel fra 1977-1989



Tabell 8.4.a

Produksjon i millioner tonn oljeequivalenter

1989	Olje	Gass	Sum
Ekofisk-området	10.860	8.425	19.285
Statfjord	29.070	3.186	32.246
Frigg-området	0.000	10.658	10.658
Valhall	3.686	0.842	4.528
Murchison	0.410	0.017	0.427
Heimdal	0.000	3.724	3.724
Ula	4.415	0.348	4.763
Oseberg	11.505	0.000	11.505
Gullfaks	13.672	1.088	14.760
Tommeliten	0.729	1.086	1.815
Sum 1989	74.280	29.364	103.644
Sum 1988	55.953	29.088	85.041

Tabell 8.4.b
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Valhall

1989	Olje prod ustabil	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 Sm ³	Mill Sm ³
JAN	370.	76.	1.5	8.	348.	26.	69.
FEB	335.	64.	1.2	8.	313.	25.	63.
MAR	370.	66.	.7	8.	343.	30.	67.
APR	370.	75.	1.1	9.	339.	31.	66.
MAI	382.	77.	.4	9.	352.	33.	70.
JUN	301.	60.	1.1	7.	278.	25.	54.
JUL	405.	78.	.7	9.	378.	32.	70.
AUG	419.	87.	.6	8.	388.	33.	80.
SEP	400.	82.	.6	10.	369.	36.	74.
OKT	415.	85.	.6	9.	380.	37.	77.
NOV	385.	79.	.6	9.	355.	34.	71.
DES	422.	88.	.6	8.	396.	34.	81.
ÅRSSUM	4574.	917.	9.7	102.	4239.	376.	842.

Tabell 8.4.c
Månedlig gass- og kondensatproduksjon fra Frigg-området

1989	Gass prod	Kondensat prod	Gass brent	Gass brensel	Gass St Fergus	Kondensat St Fergus
	Mill Sm ³	1000 Sm ³	Mill Sm ³	Mill Sm ³	Mill Sm ³	1000 Sm ³
JAN	1142.	3.	.2	1.	1118.	5.
FEB	1053.	2.	.1	1.	1061.	5.
MAR	1100.	3.	.1	1.	1090.	4.
APR	1074.	3.	.1	1.	1065.	4.
MAI	862.	2.	.2	1.	861.	6.
JUN	653.	2.	.2	1.	655.	5.
JUL	528.	1.	.1	2.	529.	.2
AUG	664.	2.	4.6	1.	644.	3.
SEP	685.	2.	.1	1.	667.	4.
OKT	965.	3.	.1	1.	959.	3.
NOV	970.	3.	.1	1.	964.	5.
DES	1007.	3.	.1	1.	1002.	8.
ÅRSSUM	10703.	29.	6.0	13.	10615.	52.2

Tallene er norsk andel av Frigg 60.82 %, Nordøst-Frigg, Odin og Øst-Frigg 100 %

Tabell 8.4.d
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Gullfaks

1989	Olje prod stabilisert	Gass prod	Gass brent	Gass brensel	Gass Emden	NGL/kond Kårstø
	1000 Sm ³	Mill Sm ³	Mill Sm ³	Mill Sm ³	Mill Sm ³	1000 Sm ³
JAN	1214.	125.	3.	14.	92.	10.
FEB	1070.	111.	5.	13.	73.	12.
MAR	1397.	139.	3.	14.	104.	17.
APR	1399.	139.	5.	14.	98.	14.
MAI	1372.	134.	3.	14.	89.	14.
JUN	1055.	102.	9.	10.	72.	6.
JUL	1354.	131.	6.	13.	93.	20.
AUG	1371.	132.	3.	13.	98.	14.
SEP	1338.	129.	5.	13.	83.	10.
OKT	1359.	131.	4.	13.	90.	12.
NOV	1374.	134.	9.	13.	97.	10.
DES	1186.	114.	11.	15.	70.	10.
ÅRSSUM	15490.	1521.	66.	159.	1059.	149.

Tabell 8.4.e
Månedlig gass- og kondensatproduksjon fra Heimdal

1989	Gass prod	Kondensat prod	Gass brent	Gass brensel	Gass solgt Emden	Kondensat Kinneil
	Mill Sm ³	1000 Sm ³	1000 Sm ³	Mill Sm ³	Mill Sm ³	1000 Sm ³
JAN	341.	55.	57.	5.	327.	50.
FEB	317.	51.	26.	5.	302.	48.
MAR	307.	49.	0.	5.	292.	47.
APR	263.	42.	15.	5.	252.	41.
MAI	270.	43.	33.	5.	258.	41.
JUN	253.	39.	360.	4.	241.	13.
JUL	249.	39.	193.	4.	236.	29.
AUG	257.	41.	0.	5.	243.	39.
SEP	309.	50.	73.	5.	294.	43.
OKT	297.	48.	43.	5.	284.	42.
NOV	301.	49.	75.	5.	289.	40.
DES	330.	53.	83.	5.	314.	39
ÅRSSUM	3494.	559.	958.	58.	3332.	472.

Tabell 8.4.f
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Murchison

1989	Olje prod ustabilisert	Gass prod	Gass brent	Gass brensel	Stabil olje Sullom Voe	Gass St Ferg	NGL S Voe/ St Ferg
	1000 Sm ³	Mill Sm ³	Mill Sm ³	Mill Sm ³	1000 Sm ³	Mill Sm ³	1000 Sm ³
JAN	62.	7.2	.5	1.3	56.	2.4	2.
FEB	53.	6.3	.4	1.2	48.	2.0	2.
MAR	52.	6.4	.4	1.2	48.	2.2	2.
APR	28.	4.0	.8	.7	26.	.8	1.
MAI	2.	.3	.2	0.	2.	0.	0.
JUN	53.	7.0	1.5	.9	47.	1.2	1.
JUL	50.	6.0	.6	1.1	45.	1.8	2.
AUG	46.	6.2	1.1	1.1	42.	1.0	1.
SEP	48.	6.0	.5	1.2	44.	1.0	1.
OKT	52.	6.3	.5	1.3	47.	1.9	1.
NOV	45.	5.6	.5	1.2	41.	1.5	1.
DES	42.	5.9	1.2	.9	38.	.9	1.
ÅRSSUM	533.	67.2	8.2	12.1	484.	16.7	15.

Tallene er norsk andel av Murchison.

Tabell 8.4.g
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Statfjord

1989	Olje prod stabilisert	Gass prod	Gass brent	Gass brensel	Gass Emden	NGL/kond Kårstø
	1000 Sm ³	Mill Sm ³	Mill Sm ³	Mill Sm ³	Mill Sm ³	1000 Sm ³
JAN	2930.	656.	11.	35.	305.	109.
FEB	2029.	459.	6.	27.	219.	125.
MAR	3130.	711.	7.	38.	290.	162.
APR	3040.	661.	6.	38.	201.	112.
MAI	2976.	649.	9.	37.	247.	140.
JUN	2578.	601.	5.	33.	282.	99.
JUL	2918.	664.	8.	35.	246.	198.
AUG	2965.	685.	7.	37.	233.	134.
SEP	2427.	527.	6.	30.	129.	72.
OKT	3100.	715.	8.	38.	253.	138.
NOV	2964.	695.	7.	38.	298.	150.
DES	2935.	695.	7.	40.	310.	178.
ÅRSSUM	33993.	7717.	87.	426.	3014.	1617.

Tabell 8.4.h
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Ula

1989	Olje prod ustabilisert	Gass prod	Gass brent	Gass brensel	Stabil olje Teesside	NGL Teesside	Gass solgt Emden
	1000 Sm ³	Mill Sm ³	Mill Sm ³	Mill Sm ³	1000 Sm ³	1000 Sm ³	Mill Sm ³
JAN	492.	41.	.1	4.	469.	26.	32.
FEB	394.	33.	.2	4.	369.	25.	25.
MAR	481.	40.	1.5	4.	453.	30.	30.
APR	440.	36.	.3	4.	409.	31.	29.
MAI	489.	40.	.4	4.	455.	33.	32.
JUN	373.	31.	2.2	3.	350.	25.	23.
JUL	475.	39.	1.0	4.	447.	32.	30.
AUG	469.	39.	.3	4.	439.	33.	31.
SEP	477.	39.	.2	4.	443.	36.	32.
OKT	473.	39.	.5	4.	439.	37.	30.
NOV	434.	36.	.3	4.	405.	34.	27.
DES	399.	33.	.2	3.	377.	34.	26.
ÅRSSUM	5398.	446.	7.2	46.	5056.	376.	348.

Tabell 8.4.i
Månedlig olje- og gassproduksjon allokert til Ekofisk-feltene

1989	Olje prod ustabilisert	Gass prod	Gass brent	Gass brensel	Stabil olje Teesside	NGL Teesside	Gass solgt Emden
	1000 Sm ³	Mill Sm ³	Mill Sm ³	Mill Sm ³	1000 Sm ³	1000 Sm ³	Mill Sm ³
JAN	1183.	999.	.4	79.	1101.	70.	750.
FEB	1065.	896.	.5	78.	903.	70.	719.
MAR	1128.	927.	.5	76.	960.	69.	626.
APR	1136.	924.	.6	69.	962.	72.	747.
MAI	1183.	975.	1.1	78.	1013.	76.	640.
JUN	1189.	988.	1.7	74.	994.	75.	693.
JUL	1241.	1026.	.9	80.	1123.	81.	661.
AUG	1213.	1015.	.7	81.	1038.	79.	667.
SEP	982.	813.	1.0	63.	837.	53.	742.
OKT	1059.	872.	1.1	70.	902.	63.	701.
NOV	1190.	986.	1.6	78.	1012.	75.	714.
DES	1241.	1031.	.6	78.	1105.	75.	765.
ÅRSSUM	13811.	11453.	10.7	904.	11950.	2058.	8425.

Tabell 8.4.j
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Tommeliten

1989	Olje prod ustabilisert	Gass prod	Stabil olje Teesside	NGL Teesside	Gass solgt Emden
	1000 Sm ³	Mill Sm ³	1000 Sm ³	1000 Sm ³	Mill Sm ³
JAN	90.	99.	76.	14.	92.
FEB	93.	101.	78.	16.	95.
MAR	92.	108.	76.	16.	100.
APR	53.	63.	43.	9.	59.
MAI	33.	38.	28.	5.	36.
JUN	52.	66.	43.	9.	62.
JUL	96.	116.	80.	16.	109.
AUG	96.	120.	79.	17.	112.
SEP	91.	115.	74.	18.	108.
OKT	94.	121.	76.	19.	113.
NOV	80.	103.	66.	15.	96.
DES	83.	114.	67.	16.	105.
ÅRSSUM	953.	1166.	785.	170.	1086.

Tabell 8.4.k
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Oseberg

1989	Olje prod ustabilisert	Gass prod	Gass brent	Gass brensel	Stabil olje Sture
	1000 Sm ³	Mill Sm ³	Mill Sm ³	Mill Sm ³	1000 Sm ³
JAN	727.	99.	99.	.1	727.
FEB	942.	124.	69.	2.2	942.
MAR	936.	129.	34.	4.0	936.
APR	1202.	165.	22.	6.5	1202.
MAI	1172.	160.	11.	7.8	1172.
JUN	1231.	169.	9.	8.2	1231.
JUL	1282.	176.	9.	8.0	1282.
AUG	1289.	177.	7.	8.1	1289.
SEP	1196.	163.	6.	7.8	1196.
OKT	1294.	171.	4.	9.2	1294.
NOV	1361.	186.	3.	8.2	1361.
DES	883.	118.	3.	6.6	883.
ÅRSSUM	13515.	1837.	277.	76.7	13515.

8.5 PUBLIKASJONER UTGITT AV OLJEDIREKTORATET I 1989

FORSKRIFTER

- Regelverksamling for petroleumsvirksomheten 1989. En ajourført samling med de lover, forskrifter og retningslinjer som gjelder på sokkelen. Ajour 1.1.1989.
- Veiledning for korrosjonsbeskyttelse av innretninger.
- Veiledning om materialvalg fabrikasjon av stålkonstruksjoner i petroleumsvirksomheten.

STUDIER-RAPPORTER

- 3 rapporter om «Environmental data collection in the Barents Sea.
- HIV-smitte i hyperbart arbeidsmiljø.
- Kvalitetsikring og akseptkriterier ved dokumentasjon av kjemisk helsefare.
- Quality Assurance and Acceptance Criteria when Documenting Chemical Health Hazards.
- Marine geophysical studies in the Northern Atlantic with emphasis on sedimentation, crustal structure and subsidence.

ANDRE PUBLIKASJONER

- Well Data Summary Sheets, vol 14. Borehull fullført 1983
- NPD-Bulletins No 5.
A revised Cretaceous and Tertiary lithostratigraphic nomenclature for the Norwegian North Sea.
- NPD-Contribution No 27.
Nye dateringer av de tre vestligste borehullene i Barentshavet. Resultater og konsekvenser for den tertiære hevingen.
- Oljedirektoratets årsberetning 1988.
- NPD Annual report 1988.
- Kontinentalsokkelkart pr. 1.9.1989.
- Licenses , Areas, Area-coordinates, Exploration Wells.
- Borehole Lists.
- Erfaringer med amerikanske informasjonssystemer for risikostyring.
- Kunsten i OD-huset.

8.6 ORGANISASJONSTABLA

