

Oljedirektoratet
ÅRSBERETNING 1986

Oljedirektoratet

ÅRSBERETNING 1986

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

Innhold

1	STYRETS BERETNING	5	2.3.6 Heimdal	48
	DIREKTORATETS OPPGAVER,		2.3.7 Frigg-området	49
	STYRE OG ADMINISTRASJON	9	2.3.7.1 Frigg	49
1.1	Instruks for Oljedirektoratet	9	2.3.7.2 Ø-Frigg	51
1.2	Oljedirektoratets målsetting	9	2.3.7.3 NØ-Frigg	51
1.3	Styret og administrasjonen	10	2.3.7.4 Odin	53
1.3.1	Styret	10	2.3.8 Oseberg	54
1.3.2	Organisasjon	10	2.3.9 Troll-feltet	56
1.3.3	Personell	11	2.3.10 Gullfaks	57
1.3.4	Budsjett/økonomi	13	2.3.11 Statfjord	59
1.3.5	Informasjon	13	2.3.12 Murchison	62
1.3.6	Avdelingskontor Harstad	14	2.4 Sluttproduksjon/fjerning	64
1.3.7	Biblioteket	14		
1.3.8	INFOIL-sekretariatet	14		
2	VIRKSOMHETEN PÅ NORSK KON-		3 PETROLEUMSRESSURSER	66
	TINENTALSOKKEL	16	3.1 Ressursregnskapet	66
2.1	Undersøkelses- og utvinningstillatelser	16	3.2 Reservegrunnlaget for besluttede felt .	68
2.1.1	Nye undersøkelsestillatelser	16	3.3 Øvrige påviste ressurser sør for Stad .	68
2.1.2	Nye utvinningstillatelser	16	3.4 Påviste ressurser nord for Stad	69
2.1.3	Andelsoverdragelser	17	3.5 Endringer av ressursanslag fra forrige	69
2.1.4	Tilbakeleveringer	18	årsberetning	69
2.1.5	Tildelingsrunder	18	3.6 Ressurspotensialet sør for Stad	70
2.2	Kartlegging og leteboring	18		
2.2.1	Geofysiske og geologiske undersøkel-	18	4 SIKKERHET OG ARBEIDSMILJØ I	
	ser	18	PETROLEUMSVIRKSOMHETEN ..	72
2.2.1.1	Oljedirektoratets geofysiske undersø-	18	4.1 Innledning	72
	kelser 1986	18	4.2 Metodisk regelverksutvikling innen-	
2.2.1.2	Åpning av nye leteområder	23	for sikkerhet og arbeidsmiljø	72
2.2.1.3	Planer for 1987	23	4.2.1 Det formelle grunnlag for regelverks-	72
2.2.1.4	Geofysiske undersøkelser i selskapenes	23	arbeid	
	regi	23	4.2.2 Status for Oljedirektoratets regel-	73
2.2.1.5	Salg av seismiske data	23	verksmetodiske arbeid/karakteris-	
2.2.1.6	Materiale fra sokkelen	24	stikk av gjeldende detaljregelverk ...	73
2.2.1.7	Vitenskapelige undersøkelser	26	4.2.3 Aktiviteten fremover	73
2.2.2	Leteboring	27	4.2.4 Regelverksarbeid	73
2.2.2.1	Fordeling på prospekttyper	32	4.3 Tilsynsaktiviteter	73
2.2.2.2	Svalbard	32	4.4 Arbeidsmiljø	74
2.2.3	Funn og felt under vurdering	34	4.4.1 Systemrevisjoner	74
2.2.3.1	Funn i 1986	34	4.4.2 Det organiserte verne og miljøarbei-	74
2.2.3.2	Felt under vurdering	36	det	74
2.2.3.3	Felt erklært drivverdige	40	4.4.3 Boligkvarter	74
2.3	Felt under planlegging, utbygging og i		4.4.4 Flotell	74
	produksjon	40	4.4.5 Melding om yrkesrelatert sykdom ...	75
2.3.1	Valhall	40	4.4.6 Kvikksølveksponering	75
2.3.2	Tommeliten	42	4.4.7 Radioaktiv avleiring i produksjonsut-	75
2.3.3	Ekofisk-området	42	styr	75
2.3.4	Ula	46	4.4.8 Kuldestress	75
2.3.5	Sleipner Øst	47	4.5 Beredskap	75
			4.5.1 Regelverk	75
			4.5.2 Enhetlig beredskapskonsept	75

4.5.3	Operasjoner i nordlige farvann	76		ningstillatelser	96
4.5.4	Alternative evakueringsystemer	76	5.5	Petroleumsmarkedet	96
4.5.5	Sikkerhet og beredskapsopplæring	76	5.5.1	Råoljemarkedet	96
4.6	Boring	76	5.5.1.1	Utviklingen på markedet	96
4.6.1	«West Vanguard»-ulykken	76	5.5.1.2	Salg av råolje fra norsk kontinental-	
4.6.2	Grunn gass-problemer	76		sokkel	98
4.6.3	Grunne boringer	78	5.5.2	Gassmarkedet	98
4.6.4	Samtidig boring og produksjon (SBP)	78	5.5.2.1	Utviklingen på markedet	98
4.6.5	Brønnbarrierer/stigerørsmargin ved boring med flyttbare innretninger	79	5.5.2.2	Salg av gass fra norsk kontinentalsokkel	99
4.7	Bærende konstruksjoner og rørledninger	80	6	SPESELLE UTREDNINGER OG PROSJEKTER	100
4.7.1	Regelverksarbeid	80	6.1	Divisjon for ressursforvaltning	
4.7.2	Retningslinjer for inspeksjon av primær- og sekundærstrukturer for flyttbare innretninger	80	6.1.1	Leteavdelingen	
4.7.3	Bruk av flyttbare innretninger for utvinning av petroleumforekomster	80	6.1.2	Driftsavdelingen	
4.7.4	Innsamling av naturdata	80	6.1.3	Utbyggingsavdelingen	
4.7.5	Fullskalamålinger	81	6.1.4	Planavdelingen	
4.7.6	Innsamling av miljødata i Barentshavet – forskningsfartøyet M/S «Endre Dyrøy»	81	6.2	Divisjon for sikkerhet og arbeidsmiljø	
4.7.7	Konstruksjonsstål	81	6.3	Administrasjonsavdelingen	
4.7.8	Korrosjon og korrosjonskontroll	82	7	INTERNASJONALT SAMARBEID	105
4.7.9	Instrumentert overvåking av innretninger på norsk sokkel	82	7.1	Bistand til fremmede stater	105
4.7.10	Internkontroll	82	7.2	EDTC – European Diving Technology Committee	105
4.8	Dykking og produksjonssystemer	82	7.3	AODC – Association of Offshore Diving Contractors	105
4.9	Sikringssystemer og elektrisk utstyr	83	7.4	Samøvelser «Bright Eye»	105
4.9.1	Elektrisk utstyr	83	7.5	CIRIA/UEG	105
4.9.2	Fiberoptikk	83	7.6	Welding Institute	105
4.9.3	Brannskader 1986	83	7.7	CCOP/ASCOPE/NECOR	106
4.10	Boredatabanken (DDRS)	83	7.8	Det Europeiske Fellesskap (EF)	106
4.11	Arbeidsulykker	84	7.9	ILO – International Labour Organization	106
4.11.1	Bakgrunnsinformasjon	84	7.10	Nordvest – europeisk samarbeid	106
4.11.2	Skadestatistikk for dykkeaktiviteter	84	7.11	IMO – International Maritime Organization	106
4.11.3	Skadestatistikk utenom dykking	84	7.12	ISO – Den internasjonale standardiseringsorganisasjon	106
5	PETROLEUMSØKONOMI	92	8	STATISTIKKER OG OVERSIKTER	107
5.1	Leteboring, vare- og tjenesteleveranser	92	8.1	Målenheter	107
5.2	Kostnader forbundet med aktiviteten på norsk sokkel	93	8.2	Standard referansebetingelser	108
5.3	Produksjonsavgift	93	8.3	Leteboring på norsk kontinentalsokkel	108
5.3.1	Total produksjonsavgift	94	8.4	Produksjonsboring på norsk kontinentalsokkel	111
5.3.2	Produksjonsavgift olje	94	8.5	Produksjon av olje og gass	114
5.3.3	Produksjonsavgift gass	95	8.6	Publikasjoner utgitt av Oljedirektoratet i 1986	117
5.3.4	Produksjonsavgift NGL	95	8.7	Organisasjonstablå	118
5.3.5	Kontroll av produksjonsavgift	95			
5.4	Arealavgift på områder med utvin-				

Styrets beretning

1986 har først og fremst vært preget av sterkt fall i oljeprisen, og derpå følgende nedgang i leteboring på norsk kontinentalsokkel. Totalt ble det boret 36 hull mot 50 året før. Man må tilbake til 1980 for å finne tilsvarende lav leteaktivitet i Norge. I positiv retning markerer sluttforhandlingene om salg av gass fra feltene Troll og Sleipner Øst et høydepunkt i 1986.

På tross av redusert letevirksomhet er det gjort flere interessante funn i løpet av året. Igjen er det Haltenbanken som viser seg å være det mest interessante leteområdet på norsk sokkel. De mest lovende funn er gjort av Norsk Hydro i blokk 6407/7 og Statoil i blokk 6406/3.

Også i Nordsjøen er det gjort nye interessante funn bl a i nærheten av Oseberg- og Statfjord-feltene og i Stord-bassenget. Det er ennå for tidlig å si om forekomstene er store nok til å rettferdiggjøre utbygging.

De nye funn i 1986 og oppdatering av tidligere ressursanslag har gitt grunnlag for en oppskrivning av Oljedirektoratets ressursanslag for norsk kontinentalsokkel. For olje, inklusive NGL, er anslagene øket med 256 millioner Sm³, mens gassressursene er høynet med 142 milliarder Sm³. Oljedirektoratets totalanslag for teknisk utvinnbare ressurser står således i 4,99 milliarder tonn oljeekvivalenter (t.o.e.), hvorav 0,5 milliarder er produsert.

De påviste petroleumsressursene i Norge tilsvarer ca 120 års produksjon av gass og ca 35 års produksjon av olje ved dagens produksjonsnivå. Utnyttelse av gassen vil derfor danne ryggraden i vår petroleumsvirksomhet fremover. Avtalen som ble inngått i 1986 om salg av gass fra Sleipner Øst og Troll er i denne sammenheng meget positiv. De kvanta som er solgt, vil gjøre det mulig å opprettholde det eksisterende produksjonsnivå for gass.

Den fleksibilitet som er innebygget i gassavtalen,

og den infrastruktur Troll- og Sleipner Øst-utbyggingen etablerer, vil i betydelig grad øke muligheten for ytterligere salg av norsk gass. I tillegg vil substitusjonsmulighetene for assosiert gass fra oljefelt gi grunnlag for en riktig utnyttelse av de totale gassressursene på norsk sokkel.

Oljedirektoratet har i 1986 lagt ned et betydelig arbeid i å utrede problemstillinger omkring alternativ bruk av gass. En rapport der aktuelle løsninger er listet opp, blir nå bearbeidet videre i samarbeid med industrien og med norske forskningsinstitusjoner.

Når det gjelder den fremtidige aktivitet på norsk kontinentalsokkel, vil oljeprisen fremover være avgjørende. Utviklingen av oljeprisen det siste året viser en ustabil markedssituasjon. Prisenivået kan på kort sikt variere betydelig. Selv om forventningene til den langsiktige pristendens er positiv, er sannsynligheten for at prisene over lengre perioder vil kunne ligge lavt, til stede.

Med grunnlag i våre kjente petroleumsressurser er det stor sannsynlighet for at utbyggingsaktiviteten fremover vil bli lavere enn den har vært de siste årene. Årsaken er først og fremst at antallet mulig utbyggbare oljefelt er begrenset, og at det ikke vil være mulig å opprettholde det høye aktivitetsnivå gjennom utbygging av gassfelt. På grunn av markedsbegrensninger for gass vil det også være riktig å holde en viss balanse i forholdet mellom olje- og gassproduksjon på sokkelen.

Utbyggingen av oljefelt bør finne sted i perioder der den gassbaserte virksomhet er lav. På den måten vil utbygging av oljefunn gjøre det mulig å opprettholde et visst aktivitetsnivå i Norge. Usikkerheten i oljeprisene fremover tilsier også at oljeproduksjonen ikke bør økes betydelig på kort sikt.

Flere av feltene på Haltenbanken er blant dem som står nærmest en utbygging. Utviklingen her er inne i en interessant fase. Planer for utbygging og

drift av feltene Draugen og Heidrun med henholdsvis Shell og Conoco som operatør, forventes i 1987. Oljedirektoratet ser i denne forbindelse på om felles transportsystemer for olje og gass fra Haltenbanken kan være samfunnsøkonomisk forsvarlig.

Utbyggingen på Haltenbanken vil etter alt å dømme også gi eksempler på ny teknologi som den lavere oljepris fremtvinger, og som stiller nye krav til lønnsomhet i næringen.

Et virkemiddel for å holde aktiviteten oppe, er å redusere kostnadsnivået. Oljedirektoratet startet derfor et prosjekt i 1986 for å kartlegge potensielle kostnadsreduksjoner ved fremtidige feltutbygginger. Under dette er det også forsøkt å kartlegge om regelverket er kostnadsdrivende. Resultatene viser at det finnes et betydelig potensiale for kostnadsreduksjon ved fremtidige feltutbygginger i forhold til de senest realisererte prosjektene. Dette kan oppnås både ved optimalisering av kjent teknologi og ved bruk av ny teknologi og nye konseptløsninger. Dette er også godt eksemplifisert ved foreliggende planer for Tommeliten- og Veslefrikk-feltene.

Oljedirektoratet har drøftet de foreløpige resultatene fra studiene med representanter for oljeselskap, ingeniørselskap, byggeverksteder, redere og forskningsinstitusjoner på et seminar i Oljedirektoratet i november. Prosjektet vil bli videreført i 1987.

Den nye pris- og markedssituasjonen har gjort det nødvendig for Oljedirektoratet å utrede hvilke letestrategier en bør legge opp til for de forskjellige områdene på sokkelen, både når det gjelder aktivitetsnivå og hvilke områder en bør prioritere.

Utredningene viser at det i Nordsjøen ikke gjenstår åpenbart store prospekter med høy sannsynlighet for olje, men at det vil være økonomisk forsvarlig å opprettholde en viss leteaktivitet for å kunne påvise satellitt-felt til felt i produksjon eller felt som vil komme i produksjon. Utenfor Midt-Norge kan det være økonomisk interessant å foreta utforskning for å gjøre funn som kan ha betydning for områdeløsning på Haltenbanken. Også utenfor Møre finnes det økonomisk interessante prospekter. I nordområdene viser Oljedirektoratets beregninger at større oljefunn kan være økonomisk interessante. Strategien må derfor legges opp til – med så lave kostnader som mulig – å finne frem til geologiske provinser med høyt oljepotensial.

Tildeling av blokker i 10. tildelingsrunde, fase B, ble foretatt 28.2.1986, og av de 24 blokkene søknadene fra 20 selskaper fordelte seg på, ble 9 blokker tildelt.

I tillegg ble den tilbakeleverte delen av blokk 25/1 tildelt Norsk Hydro sommeren 1986 utenfor tildelingsrunde. 11. runde ble utlyst med søknadsfrist

10.10. 1986, og omfattet 39 blokker innenfor Møre Sør, Møre I, Haltenbanken, Troms Nordvest, Bjørnøya Sør og Finnmark Vest.

Inkludert Statoil søkte 21 selskaper om utvinningstillatelser, og det ble i alt søkt på 22 blokker. 20 av disse lå i det åpnete området, og 2 innenfor tidligere åpnete områder. Det var klart størst interesse for Haltenbanken, Bjørnøya Sør og Finnmark Vest.

Leteboringen i nordområdene har hittil ført til en rekke gassfunn med bare mindre mengder olje. Med dagens pris- og markedsforhold er en avhengig av større oljefunn for å kunne foreta utbygging i nord. Det er derfor gjennomført åpning av større områder i og med utlysningen av 11. rundeblokkene. I tillegg er det tatt i bruk et nytt virkemiddel ved å utlyse såkalte strategiske blokker.

I samråd med Oljedirektoratet, og etter en høringsrunde med selskapene, valgte Olje- og energidepartementet ut 3 områder i Barentshavet der det var aktuelt å lyse ut strategiske blokker. Disse områdene ble valgt ut for så raskt som mulig å gjøre drivverdige oljefunn i Barentshavet. Det vil derfor bli boret i de antatt mest lovende strukturene i områdene.

5 blokker i to ulike områder ble utlyst i desember 1986 med søknadsfrist i januar 1987.

Den markerte økningen i interessen for Svalbard i 1985 har blitt opprettholdt i 1986. Det synes å være en klar sammenheng mellom dette og utvidelsen av utforskningsaktiviteten nordover. Det er av stor verdi for selskaper som vil delta i utforskningen av Barentshavet å kjenne til Svalbards geologi, og dette har resultert i et øket engasjement på Svalbard. Flere selskaper har utført seismiske undersøkelser på Svalbard i 1986, både på sokkelen og på land. Det har også vært noe interesse blant selskapene for å skaffe seg utmål for olje- og gassleting, men bare ett selskap, det russiske Trust Arktikogul, har boret etter olje og gass på Svalbard dette året.

Oljedirektoratets seismiske undersøkelser på den norske kontinentalsokkel i 1986 ble utført under gunstige værforhold. Totalt ble det samlet inn 21 979 km seismikk.

Oljedirektoratet har også i år hatt et betydelig salg av seismikk. I 1986 ble det solgt for 313 mill. kroner. Det er en nedgang fra 1985 (377 mill. kr.).

Innsamling av miljødata i Barentshavet, som Oljedirektoratet startet i 1985, har i 1986 foregått med tilfredsstillende resultat. Man har også kommet i gang med datainnsamling i forbindelse med de konsekvensanalyser som petroleumsloven krever utført. Prosjektet ansees som et svært viktig grunnlag

for planlegging av virksomheten i dette området, og bør derfor sikres videreføring.

Innsynkningsproblemet på Ekofisk har vært en sentral sak i 1986. I november 1984 ble det fastslått at havbunnen ved Ekofisk Senter hadde sunket. Målinger som er utført siden, anslår en total innsynkning pr 1.12.1986 til ca 3,8 meter. Innsynkningsraten er beregnet til ca 40 cm pr år. På grunn av innsynkningen vil dekkene på de sentrale plattformene på Ekofisk-feltet bli hevet med 6 meter. Arbeidet vil bli utført sommeren 1987, og operatøren har i 1986 utført planlegging og forarbeider for denne operasjonen. Både operatøren og Oljedirektoratet har i 1986 arbeidet med planlegging av fremtidige tiltak for å ivareta sikkerheten på lengre sikt, dersom innsynkningen fortsetter i årene fremover.

I brev av 24.11.1986 ble Oljedirektoratet orientert om at en lignende innsynkning foregår på Valhall-feltet.

Oljedirektoratet har bedt alle operatørselskaper på norsk sokkel om å utrede synkepotensialet på felt som er i produksjon, eller som skal bygges ut, og eventuelt etablere referansepunkt som gjør det mulig å konstatere eventuell innsynkning dersom den inntreffer.

I forbindelse med sluttproduksjon og fjerning av innretninger på norsk sokkel har Oljedirektoratet nedsatt en tverrfaglig prosjektgruppe som skal se nærmere på de problemstillinger dette reiser. Arbeidet er igangsatt av flere grunner:

- Om få år vil spørsmålet om tidspunkt for produksjonsslutt på flere felt melde seg. Innen århundreskiftet vil flere av enkeltfeltene i Ekofisk-området og Friggfeltet med satellitter ha sluttet å produsere.
- Flere av innretningene på felt som nærmer seg tidspunktet for sluttproduksjon, kan tenkes brukt for andre felt på sokkelen, enten ved at nye og gamle felt anvender innretningene sammen, eller ved at nye felt helt overtar eksisterende innretninger.
- Spørsmålet om hva som skal skje med innretninger som ikke lenger er i bruk, vil bli tatt opp i flere internasjonale fora de neste par årene. Dette tvinger frem en diskusjon om hvilken holdning Norge skal innta i slike fora.

Gjennom Lov om petroleumsvirksomhet som trådte i kraft 1.7.1985, fikk Oljedirektoratet utvidet ansvar og flere arbeidsoppgaver i tilsynet med sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten.

Oljedirektoratet har inngått avtaler om bistand i tilsynsvirksomheten med Teledirektoratet, Kystdirektoratet, Meteorologisk Institutt, Direktoratet for brann- og eksplosjonsvern og Luftfartsverket.

Arbeidet med å komme frem til en bistandsavtale med Sjøfartsdirektoratet pågår.

Oljedirektoratet ivaretar visse koordinerende oppgaver overfor Statens forurensningstilsyn og Helsedirektoratet når det gjelder deres kontrollansvar innenfor virksomheten. Det er utarbeidet koordineringsinstruks fra de respektive departementer for disse oppgavene.

Oljedirektoratet prioriterer gjennomgang av det regelverk som direktoratet forvalter og utvikling av ny regelverkstruktur under den overordnede lovgivning innenfor sikkerhet og arbeidsmiljø.

Direktoratet har i 1986 gjennom arbeidet med sin organisasjonsstruktur lagt til rette for gjennomføring av dette prioriterte arbeidet.

Sikkerhetsforskriften og Arbeidsmiljøloven stiller klare forpliktelser overfor næringen til å utvikle og innføre en teknologisk standard som er i samsvar med den teknologiske og sosiale utviklingen i samfunnet. Grunnlaget for å sikre at dette blir ivarett må skje både ved planlegging og fabrikasjon. Oljedirektoratet har derfor i inneværende år prioritert arbeidet med å få næringen til å stille aktuelle design-krav. Videre har organisering og tilrettelegging av arbeidsmiljø-messige forhold i driftsfasen stått sentralt i direktoratets tilsynsaktivitet.

Dette har bl a medført at samtlige operatørselskaper på norsk sokkel har etterkommet Oljedirektoratets anmodning om å etablere koordinerende arbeidsmiljøutvalg for samordning av verne- og miljøarbeidet.

Arbeidsmiljøspørsmål står sentralt også i internasjonal sammenheng. I april 1986 ble det f eks i regi av Kommunal- og arbeidsdepartementet avholdt et forberedende møte i Oljedirektoratet mellom norske myndigheter og representanter for EF-kommisjonen der et formalisert samarbeid mellom EF og Norge på arbeidsmiljø- og sikkerhetsområdet ble drøftet.

ILO's Petroleumskomite avholdt sin 10. sesjon i Geneve fra 9-17 april 1986. 23 land deltok med treparts delegasjoner. Oljedirektoratet var representert i den norske delegasjonen sammen med representanter for regjering og partene i arbeidslivet. En rekke problemstillinger relatert til verne- og miljøarbeid i petroleumsindustrien ble grundig drøftet. Spesielt ble forhold knyttet til dykking og undervannsoperasjoner fokusert.

Det organisasjonsarbeid som ble startet i 1985, har medført omfattende endringer i direktoratets organisasjonsstruktur og arbeidsmåter.

Styret vil uttrykke tilfredshet med det engasjement som har vært utvist av direktoratets ledere og medarbeidere for å finne frem til en organisasjons-

modell som er mer tilpasset de oppgaver direktoratet står overfor i de kommende år.

Direktoratet fikk i 1986 totalt 16 nye stillinger. 5 av dem ble tillagt avdelingskontoret i Harstad som med dette kom opp i 13,5 stillinger. Arbeidsmarkedssituasjonen har medført at det er flere søkere til stillinger i Oljedirektoratet enn tidligere. Avgangen har i 1986 vært 11 %. Det er om lag på samme nivå som de siste fem forutgående år.

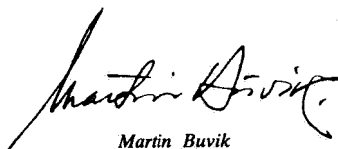
Oljedirektoratets avdelingskontor i Harstad ble etablert i 1980. En oppbygging av kontoret ble god-

kjent påbegynt i budsjettåret 1985. I 1986 ble delegasjon av ressurs- og sikkerhetsansvar for tildelte utvinningstillatelser på Tromsøflaket gjennomført. En ytterligere delegasjon av ansvarsområder er planlagt gjennomført i 1987.

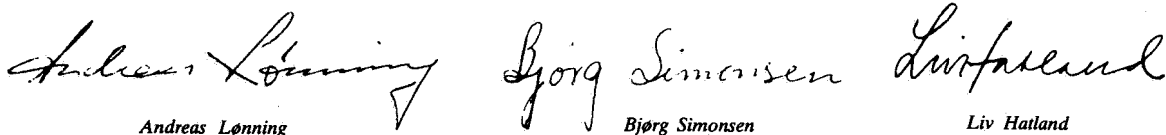
Oljedirektoratet flyttet inn i nybygget på Ullandhaug, OD-Huset, i januar 1986. 20.5.1986 ble den offisielle åpning av OD-Huset markert med et stort antall gjester fra sentrale og lokale myndigheter. OD-Huset har vist seg funksjonelt og trivelig, og de ansatte har funnet seg vel til rette i de nye lokaler.

Stavanger, 19.1.1987

I styret for Oljedirektoratet



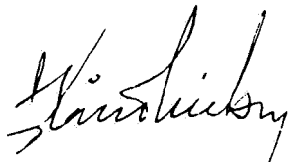
Martin Buvik



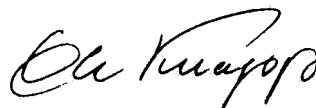
Andreas Lønning

Bjørg Simonsen

Liv Hatland



Kåre D. Nielsen




Ole Knapp



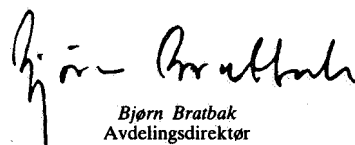
Odd Raustein



Bjørn Kvant



Fredrik Hagemann
Direktør



Bjørn Bratbak
Avdelingsdirektør
Styrets sekretær

1 Direktoratets oppgaver, styre og administrasjon

1.1 Instruks for Oljedirektoratet

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

§ 1 Formål

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

§ 2 Oppgaver

Oljedirektoratet har til oppgave innenfor sitt myndighetsområde:

- a) å føre den forvaltningsmessige og økonomiske kontroll med at undersøkelse etter og utnyttelse av petroleum utøves overensstemmende med gjeldende lovgivning, forskrifter, vedtak, konsesjonsvilkår, avtaler mv, jf § 1
- b) å føre kontroll med at gjeldende sikkerhetsforskrifter følges
- c) å føre kontroll med at undersøkelse etter og utnyttelse av petroleumsforekomster ikke unødlig skader eller volder ulempe for annen virksomhet
- d) å føre kontroll med at undersøkelse etter og utnyttelse av petroleumsforekomster til enhver tid er i overensstemmelse med de retningslinjer vedkommende departement fastsetter
- e) å samle inn og bearbeide geologisk, geofysisk og teknisk materiale vedrørende undersjøiske naturforekomster, herunder vurdere dette og

de muligheter dette gir til hjelp for utformingen av den statlige oljepolitikk og forhandlingsopplegg, samt planlegge og besørge utført petroleumsgeologiske og geofysiske undersøkelser

- f) å føre løpende økonomisk kontroll med undersøkelser etter og utnyttelse av petroleumsforekomster
- g) å meddele undersøkelsestillatelser, samt etter anmodning bistå vedkommende departement ved behandlingen av søknader om andre tillatelser, utforming av forskrifter mv
- h) å holde kontakt med vitenskapelige institusjoner og sørge for at materiale blir gjort tilgjengelig for interesserte selskaper, vitenskapelige institusjoner etc i den utstrekning dette er mulig i hht de regler som gjelder for fortrolig behandling av materiale innsendt av rettighetshavere og forøvrig i henhold til vedkommende departements bestemmelse
- i) å holde departementene løpende orientert om virksomheten som nevnt i § 1, samt forelegge de saker direktoratet måtte få befatning med som ikke faller inn under § 2, a-h, for vedkommende departement
- j) å forberede og forelegge til avgjørelse i vedkommende departement saker av betydning for plante- og dyreliv eller som på annen måte berører viktige naturverninteresser i de områder som er nevnt i § 1, siste setning
- k) å forelegge for vedkommende departement forskrifter og enkeltvedtak vedrørende forsvarlig utnyttelse av petroleumsforekomster (conservation)
- l) å være rådgivende organ for departementene i spørsmål vedrørende undersøkelse etter og utnyttelse av undersjøiske naturforekomster.

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

1.2 Oljedirektoratets målsetting

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

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

1.3 Styret og administrasjonen

1.3.1 Styret

Styrets sammensetning har i beretningsperioden vært:

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

Vararepresentanter:

For 1-4:

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

Førstesekretær Astrid Nistad ble 15.5.86 utnevnt til statssekretær i Olje- og energidepartementet. Hun er fra dette tidspunkt fritatt fra vervet som vararepresentant til styret.

For 5:

Adm direktør Halvor Ø Vaage, Stavanger

For 6:

Oljesekretær Jan B M Strømme, Oslo

For 7-8:

Spesialrådgiver Kjell G Dørum, Stavanger
Spesialrådgiver Anna Aabø, Stavanger

Styret har i beretningsperioden avholdt 9 møter.

I oktober 86 var styret på studietur til Exxon, USA, hvor det bl a besøkte:

- Exxon Production Research i Houston
- Exxons treningssenter i Friedenswood
- Exxon USA Offshore District Administration i New Orleans
- Lena Guyed Tower i Mexico-gulven

1.3.2 Organisasjon

I løpet av 1986 har Oljedirektoratet gjennomgått en omorganisering for å tilpasse organisasjonen bedre til oppgaver i forbindelse med den nye petroleumsloven som ble gjort gjeldende fra 01.07.85 og for å få en produktrettet og effektiv virksomhet. Direktoratets hovedstruktur med to divisjoner, en juridisk avdeling og en administrasjonsavdeling, samt informasjonssjef, er ikke endret.

DIVISJON FOR SIKKERHETS- OG ARBEIDSMILJØ

Divisjonen har nå 3 avdelinger:

Tilsynsavdelingen har ansvar for de tilsynsopp-

gaver divisjonen er tillagt i henhold til sokkelovgivningen.

Fagavdelingen har ansvar for faglige vurderinger, faglig utvikling og kompetanseoppbygging samt regelverksutvikling. Antall seksjoner er redusert fra 9 til 6.

Strategiavdelingen får et todelt ansvar. Avdelingen skal ivareta divisjonenes interne fellesfunksjoner samt bistå divisjonsledelsen med strategisk rådgivning og utredning.

DIVISJON FOR RESSURSFORVALTNING

Et hovedtrekk med endringene i Divisjon for ressursforvaltning er overgang fra fagorienterte avdelinger til faseorienterte avdelinger, samt opprettelse av en ny planavdeling og en seksjon i Utbyggingsavdelingen.

Leteavdelingen tilsvarende dagens avdeling for ressurskartlegging.

Utbyggingsavdelingen vil ivareta ressursforvaltningsoppgaver i forbindelse med utbygging.

Driftsavdelingen ivaretar divisjonens oppgaver i forbindelse med felt i drift.

Planavdelingen som skal ivareta divisjonens overordnede arbeid med plan og utredning samt administrative fellesfunksjoner.

JURIDISK AVDELING

Måleteknisk seksjon er overført til Divisjon for ressursforvaltning. Juridisk avdeling har opprettet en ny stilling i stab under avdelingsdirektør med generelt ansvar for avdelingens arbeid med strategi- og regelverksutvikling.

ADMINISTRASJONSAVDELINGEN

Ivaretar i hovedsak de samme funksjoner som tidligere.

Det er foreslått opprettet 2 nye seksjoner:

- Seksjon for informatikk og dokumentbehandling
- Seksjon for EDB-drift

INFORMASJONSKONTORET

Ingen endring i forhold til tidligere.

OLJEDIREKTØREN

Med virkning fra 01.09.86 er det etablert et sekretariat direkte underlagt oljedirektøren.

Det er opprettet 3 møtefora til støtte for oljedirektøren:

- Driftsforum for behandling av saker av mer generell karakter. Erstatte i hovedsak tidligere postmøte.
- Samordningsforum for behandling av saker som krever samordning mellom de organisatoriske enhetene.
- Planforum for behandling av direktoratets overordnede planer/mål og strategispørsmål.

1.3.3 Personell

Det ble på budsjettet for 1986 opprettet 16 nye stillinger, hvorav 6 til avdelingskontoret i Harstad. Ved utgangen av beretningsperioden har direktoratet 335 stillingshjemler. I tillegg er det i forbindelse med et statlig forskningsprogram for økt utvinning, direkte underlagt OED (SPOR-prosjektet) opprettet en midlertidig stilling for 4 år som leder for prosjektet. Videre er 3 stillinger lønnet av direktoratet for utviklingshjelp (NORAD). 331 tilsatte er i tjeneste ved utgangen av 1986, jf fig 1.3.3.a. Av medarbeiderne er 36,3 % kvinner. Figur 1.3.3.b viser andel menn/kvinner i de forskjellige stillingsgrupperinger i Oljedirektoratet. En av NORADs spesialrådgivere for oljespørsmål i utviklingsland har arbeidet i direktoratet hele beretningsperioden.

I 1986 har direktoratet behandlet 96 ansettelsesaker (Tab. 1.3.3.c) og det er tilsatt 57 nye medarbeidere. Av de nytilsatte er 19 tilflyttere. 12 av de nye medarbeiderne kommer fra oljerelatert virksomhet og 11 er nyutdannet.

37 medarbeidere har fratrådt sine stillinger, jf tab 1.3.3.a. og b. Dette utgjør ca 11 % av det totale antall stillingshjemler.

Størsteparten av avgangen har også dette året skjedd blant medarbeidere med høyere utdanning.

Avgangen i Divisjon for sikkerhetskontroll har vist en økende tendens, mens avgangen i Divisjon for ressursforvaltning har dette året vært vesentlig lavere enn i 1985.

FIG 1.3.3.a
Stillingsoversikt 1973–1986
Faste + overgangsstillinger

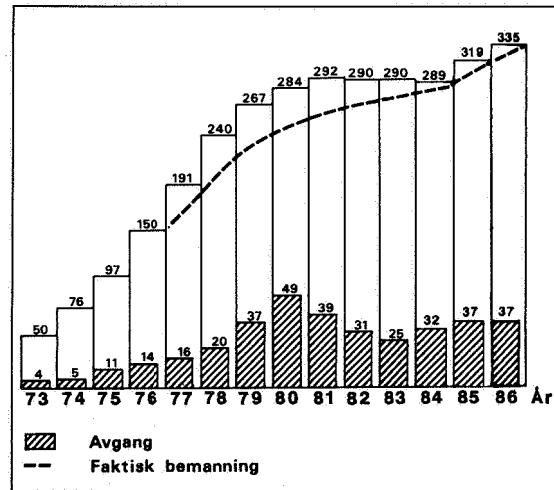
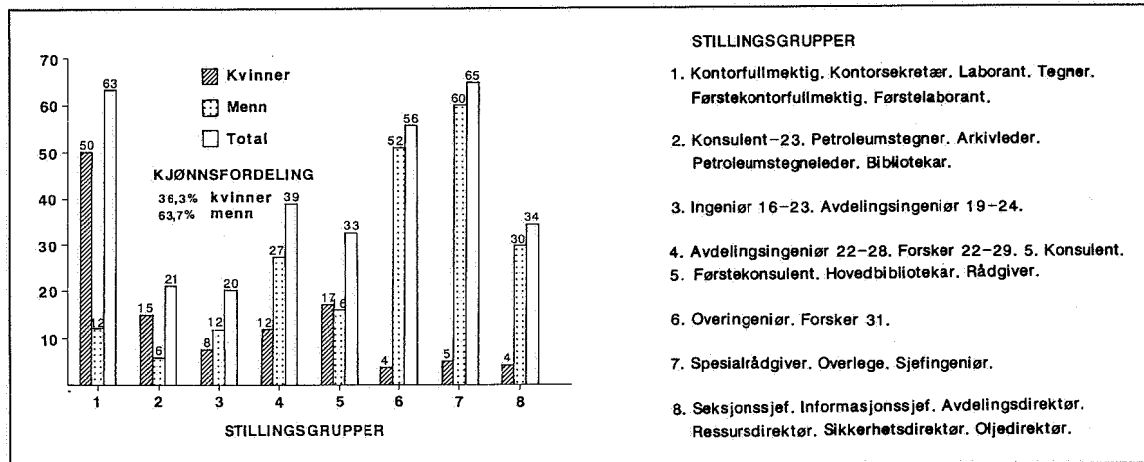


FIG 1.3.3.b
Stillingsgrupper fordelt på kjønn pr. 31.12.86

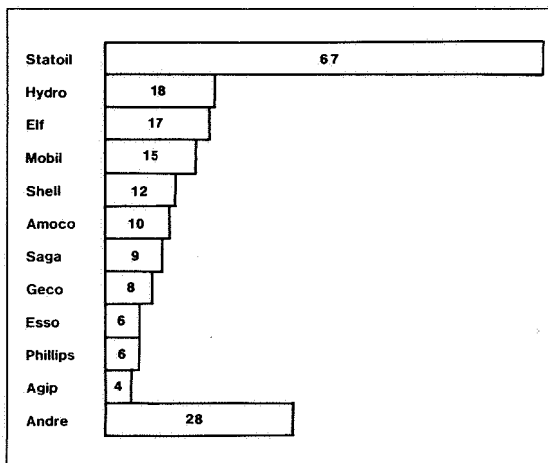


Tab 1.3.3.a
Personell sluttet i 1986 med angivelse av stillingskategori

Divisjon/ Avdeling	Ledere	Spes råd- givere	Sjef- ing	Over- ing	Første geolog/ Geolog	Avd- ing/ Ing	F.sekr/ Kons/ F.kons	Kontor- pers	Sum	Avgang i %
Ressursforvaltning	2	2	1	3	2	0	1	1	12	9,9
Sikkerhetskontroll	0	0	1	7	0	0	2	4	14	13,5
Juridisk	0	1	1	0	0	0	0	0	2	9,1
Administrasjon	0	0	0	0	0	0	3	6	9	12,5
Totalt	2	3	3	10	2	0	6	11	37	11,0

Figur 1.3.3.c viser personellovergang til ulike oljeselskaper i perioden 1973–1986.

FIG. 1.3.3.c
Personellovergang fra Oljedirektoratet til oljeselskaperne i perioden 1973–1986



Likestilling

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

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

Utvalget har arbeidet med handlingsplan for like-

stillingsarbeidet i direktoratet og utforming av internt informasjonsmateriell. Informasjonsarbeid for å skape aksept og en positiv holdning til likestilling, har utvalget vurdert som sitt viktigste arbeid.

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

Medbestemmelse

Samarbeidet med tjenestemannsorganisasjonene har skjedd etter samme mønster som tidligere med månedlige møter mellom de tillitsvalgte og hovedledelsen. Det er avholdt 15 møter hvor det er behandlet tilsammen 84 saker. Av aktuelle saker nevnes følgende:

- Budsjettforslag
- Servicefunksjoner i Administrasjonsavdelingen
- Internkontroll – arbeidsmiljø
- Jobbrotasjon
- Oljedirektoratets organisasjonsstruktur og arbeidsform
- Sikkerhetsrutinene i OD-huset
- Barnehage for de ansatte

I samsvar med tidligere års praksis har styret avvirket et gjensidig orienteringsmøte med tjenestemannsorganisasjonenes representanter.

Opplæring

Opplæringsbudsjettet i 1986 var på kr 2 950 000,-. Midlene er blitt brukt i tråd med tidligere praksis og store deler har som før gått med til reise- og oppholdsutgifter. Som i forrige beretningsperiode er det flere medarbeidere som har deltatt i «on-the-job

TAB 1.3.3.b
Personell sluttet i 1986 med angivelse av nytt arbeid

Divisjon Avdeling	Olje- relatert industri	Annen privat virksomhet	Annen off virksomhet	Diverse	Utdanning	Total
Ressursforvaltning	7	3	1	0	1	12
Sikkerhetskontroll	9	2	1	2	0	14
Juridisk	2	0	0	0	0	2
Administrasjon	6	0	2	4	0	9
Totalt	24 (203)	5 (35)	4 (50)	6 (51)	1 (20)	37 (356)

Tallene i parentes gjelder tidsrommet 1973–1986

TAB 1.3.3.c
Fordeling av søkermassen til ledige stillinger

Stillingskategori	Antall kunngjorte stillinger	Antall søkere totalt		Interne søkere		Eksterne søkere		Tilsatt	
		M	K	M	K	M	K	M	K
Lederstillinger	8	46	8	10	4	36	1	7	3
Tekniske saksbeh	47	496	163	74	27	422	136	36	22
Ikke tekn saksbeh	17	141	105	9	10	132	95	8	9
Kontorstillinger	24	36	255	5	21	31	234	3	21

training» i oljeselskapene. Selskapene legger vanligvis forholdene godt til rette, og opplæringsperioden har gitt godt utbytte for alle medarbeiderne. I 1986 har det vært avviklet en rekke interne kurs i bruk av EDB med egne medarbeidere som instruktører. Direktoratet har innredet et eget opplæringsrom til dette formålet, noe som har effektivisert opplæringen betraktelig.

1.3.4 Budsjett/økonomi

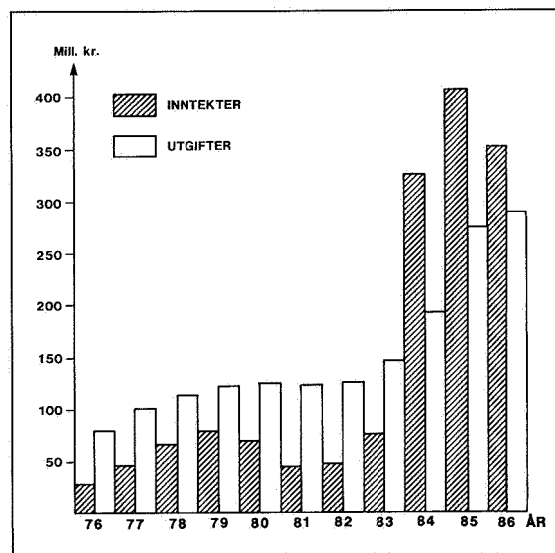
Til direktoratets forskjellige oppgaver er det i 1986 totalt benyttet kr 285 504 000,-. Beløpet fordeler seg slik:

– Driftsbudsjett	kr 148 929 000,-
– Kontrollutgifter	kr 9 700 000,-
– Nybygg	kr 10 400 000,-
– Geologiske og geofysiske undersøkelser	kr 109 750 000,-
– Sikkerhets- og beredskapsforskning	kr 2 000 000,-
– Opprydding av havbunnen	kr 4 725 000,-
	<hr/>
	kr 285 504 000,-

Av driftsbudsjettet utgjør lønnsutgifter kr 79 124 000,- og bygningers drift og lokalleie kr 6 250 000,-. Den resterende del, kr 63 555 000,- dekker utgifter til ekstern bistand, drift av værskipet, til FoU-prosjekter, reiser, opplæring, EDB-drift, nyinvesteringer i utstyr mv.

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

FIG. 1.3.4
Oljedirektoratets driftsbudsjett 1976–1986



Inntekter

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

For 1986 fordeler inntektene seg slik:

Salg av publikasjoner	kr 3 242 010,-
Salg av frigitt prøvemateriale	kr 14 547,-
Undersøkellesgebyr	kr 760 000,-
Refusjon av kontrollutgifter	kr 26 686 285,-
Refusjon fra innsaml av miljødata	kr 4 500 000,-
Salg av seismisk undersøkelsesmateriale	kr 313 609 825,-
Renter av bankinnskudd	kr 2 813 640,-
Diverse inntekter	kr 64 860,-
	<hr/>
	kr 351 691 167,-

Oljedirektoratets driftsbudsjett og inntektsutvikling i perioden 1976–86 er vist i fig 1.3.4.

1.3.5 Informasjon

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

Overfor media har informasjonssjefens funksjon som pressetalsmann innebåret at direktoratet har kunnet betjene massemedia på en mer effektiv måte samtidig som direktoratets ledelse har blitt avlastet for slike oppgaver.

Oljedirektoratets årsberetning har en sentral plass i direktoratets informasjonsvirksomhet. Årsberetningen for 1985 og ajourført kontinentalsokkelkart forelå i mai. Perspektivanalysen 1986 ble offentliggjort samtidig med årsberetningen. Ved denne anledning ble det avholdt en pressekonferanse. Det ble også gitt orienteringer til pressen ved avslutningen av årets oppryddingsaksjon i forbindelse med prosjektet opprydding av havbunnen i Nordsjøen. I november ble det arrangert en pressekonferanse i forbindelse med offentliggjørelsen av rapporten «Aktivitetsnivået framover».

I løpet av 1986 er det sendt ut 74 pressemeldinger, bl a i forbindelse med avslutningen av letehull, der Oljedirektoratet søker å gi maksimal informasjon.

I beretningsperioden er det gjort forberedelser til et internt kvartalsblad.

Oljedirektoratet deltok med egen stand på ONS 86, som ble arrangert i Stavanger i august.

Et strateginotat for en videre utbygging av Oljedirektoratets informasjonsvirksomhet er behandlet av direktoratets styre.

1.3.6 Avdelingskontor Harstad

I 1986 ble det ansatt 7 personer ved OD-H hvorav tilsetning av en fast avdelingsdirektør samt overført en 1/2 stilling fra Oljedirektoratet i Stavanger. Pr 31.12.86 var der 13 personer ansatt, i tillegg er der en ubesatt stillingshjemmel innen seksjon for sikkerhetsforvaltning.

Avdelingskontoret ble i 1986 delegert tilsynsansvar innen ressurs- og sikkerhetsforvaltning for tildelte utvinningstillatelser på Tromsøflaket. Videre delegeringer av ansvar vil skje i 1987. OD-H ivaretar Oljedirektoratets interesser i Nord-Norge m.h.t. kontakt med regionale og lokale myndigheter og næringsliv.

OD-H har tilpasset seg reorganiseringen i Oljedirektoratet som ble gjennomført i 1986, og vil i 1987 utarbeide rutiner og prosedyrer for den nye organisasjonen. Midlertidig instruks av 1985 for OD-H vil bli revidert og tilpasset den nye organisasjonen samt de delegasjoner som er og vil bli gjennomført i h.h.t. kompetanse og aktivitetsnivå.

1.3.7 Biblioteket

Biblioteket har også i 1986 hatt stor pågang etter litteratur og informasjon fra interne og eksterne brukere. Det er registrert en jevn økning i antall henvendelser etter lån, kopier og referansespørsmål i forhold til tidligere år. For første gang oversteg henvendelsene fra eksterne brukere de interne henvendelser. De eksterne brukerne sto for 51 % av forespørslene etter litteratur. Disse omfatter norske og utenlandske bibliotek, studenter, privatpersoner, oljeselskaper og andre firma innen petroleumsnæringen.

Årets viktigste begivenhet var nok innflyttingen i de nye biblioteklokalene i nybygget på Ullandhaug hvor biblioteket har fått lyse, fine lokaler og god plass. Det nye biblioteket ligger i første etasje i byggets åpne sone og har inngang fra resepsjonen. Dette er meget praktisk for eksterne brukere.

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

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

Etterspørselen etter litteratur fra Olje-indeks og OIL er fortsatt stigende. Antall litteratursøkinger fra nasjonale og internasjonale databaser har ikke steget vesentlig sammenlignet med året før. Det er ikke etablert fast kontakt med nye databaseleverandører i løpet av beretningsåret.

1.3.8 INFOIL-sekretariatet

Eksterne brukere har benyttet databasen OIL i over 50 timer i 1986, en økning på over 18% fra året før. Det er lagt ned et betydelig arbeid på forbedring av litteraturdekningen, bl a i samarbeid med biblioteket – og på presentasjonsformen på de trykte utgavene.

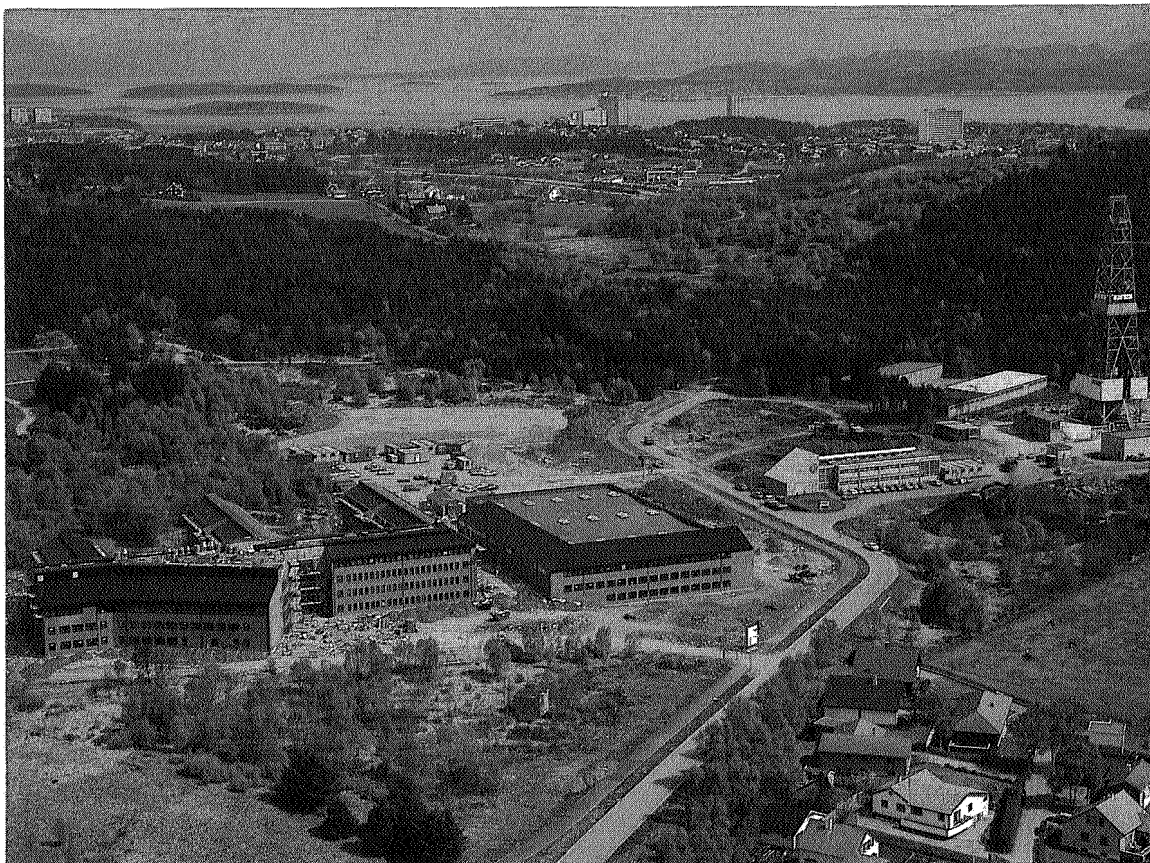
Bruken av databasen Infoil 2 er konstant, mens en har fått innmating av prosjektdata fra flere hold, bl a fra USA.

En ny og oppdatert versjon av katalogen «Oljedirektoratets prosjekter» er produsert fra en egen database.

Sekretariatstjenesten for den planlagte stiftelsen «Forum for petroleumsdokumentasjon» har omfattet arbeid med vedtekter og deltagelse i arrangementet av «Offshore Information Conference – 86» i Edinburgh i samarbeid med Institute of Offshore Engineering ved Heriot-Watt University.

Infoilsekretariatet har deltatt i arbeidsgruppen for et prosjekt som Statoil har finansiert ved Norsk Termbank ved Universitetet i Bergen. Prosjektet går ut på å legge inn en hierarkisk strukturering av det norske vokabularet i Petroleumstesaurus.

Den økte aktiviteten har vært mulig fordi sekretariatet har fått en fast ny medarbeider.



Det nye OD-huset i Ullandhaug-området ble offisielt åpnet 20.5.86.



Brynhild Meltveit som var den første ansatte i Oljedirektoratet, foretok avdukingen av minneplaketten ved åpningen den 20.5.86.



Oljedirektoratets avdelingskontor i Harstad har fått nye lokaler i Verkstedveien 1.

2 Virksomheten på norsk kontinentalsokkel

2.1 Undersøkelles- og utvinningstillatelser

2.1.1 Nye undersøkelsestillatelser

Det er pr 31.12.86 tildelt 147 kommersielle undersøkelsestillatelser. Hver tillatelse har en varighet på 3 år. Følgende tillatelser ble gitt i 1986:

BP Petroleum Development (Norway) Ltd	Tillatelse nr 137
Elf Aquitaine Norge A/S	138
Esso Norge a.s.	139
Amoco Exploration of Norway A/S	140
Phillips Petroleum Company Norway	141
Institutt for kontinentalsokkelundersøkelser	142
Fina Exploration Norway	143
Maersk Olje og Gas A/S	144

Britoil	145
Geophysical Company of Norway A/S	146
Mobil Exploration Norway Inc	147
Tillatelse nr 135 og 136 ble gitt i 1985, men gjaldt først fra 1.1.86.	
Tillatelse nr 146 og 147 er gitt i 1986, men gjelder først fra 1.1.87.	

2.1.2 Nye utvinningstillatelser

Det ble i 1986 tildelt 9 nye utvinningstillatelser. Utvinningstillatelse nr 121 til 128 utgjør tildelingsrunde 10B og utvinningstillatelse 129 er utenfor tildelingsrunde (tab 2.1.2.a).

Tab 2.1.2.a

Tidelinger: Tidelingsrunde 10B og utvinningstillatelse 129

Utv.nr	Felt/Blokk	% Andel	Rettighetshavere (O=operator)
121	6407/5	20.000	O Mobil Development Norway A/S
		10.000	
		20.000	
		50.000	
122	6507/2	20.000	O Norsk Hydro Produksjon a.s
		10.000	
		10.000	
		10.000	
123	6507/6	15.000	O Amerada Hess Norw. Expl. A/S
		15.000	
		10.000	
		10.000	
124	6507/8	50.000	O Esso Norge a.s
		10.000	
		10.000	
		10.000	
125	6508/5	35.000	O Mobil Development Norway A/S
		15.000	
		50.000	
		50.000	
126	6607/5	35.000	O Den norske stats oljeselskap a.s
		15.000	
		50.000	
		50.000	
127	6607/12	35.000	O Arco Norge A/S
		15.000	
		50.000	
		50.000	
128	6608/10 OG 6608/11	50.000	O Norske Conoco A/S
		10.000	
		15.000	
		15.000	
129	25/1	10.000	O Det norske oljeselskap a.s
		17.300	
		21.800	
		50.000	
		10.900	Norsk Hydro Produksjon a.s
			Saga Petroleum a.s
			Texas Eastern Norway A/S
			Norsk Hydro Produksjon a.s
			Elf Aquitaine Norge A/S
			Den norske stats oljeselskap a.s
			Total Marine Norsk A.S

Tab 2.1.2.b
Utvinningsstillatelser og arealer pr 31.12.86

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	tilb. levert					
1.	01.sept.1965	001-021	74	52	39842.476	35072.925	4769.551	
	07.des. 1965	022	4	3	2263.565	1984.116	279.449	
	12.sept.1977	019 (2)	2	0	617.890	0.0	617.890	
2.	23.mai 1969	023-031	9	1	4107.833	2072.282	2035.551	
	30.mai 1969	032-033	2	0	746.285	376.906	369.379	
	14.nov. 1969	034-035	2	0	1024.529	564.837	459.692	
	11.juni 1971	036	1	0	523.937	262.047	261.890	
ut.	10.aug. 1973	037	2	0	586.834	295.157	291.677	
3.	01.apr. 1975	038-040 og 042	7	4	1840.547	1389.779	450.768	
	01.juni 1975	041	1	0	488.659	244.048	244.611	
	06.aug. 1976	043	2	0	604.558	303.215	301.343	
	27.aug. 1976	044	1	0	193.076	90.418	102.658	
	03.des. 1976	045-046	4	2	1270.682	531.190	739.492	
	07.jan. 1977	047	2	1	368.363	304.160	64.203	
	18.febr.1977	048	2	1	321.500	107.019	214.481	
	23.des. 1977	049	1	1	485.802	485.802	0.0	
	ut.	16.jun. 1978	050	1	0	500.509	151.962	348.547
	4.	06.apr. 1979	051-058	8	1	4007.887	1713.364	2294.523
ut.	20.aug. 1982	079	1	0	102.167		102.167	
5.	18.jan. 1980	059-061	3	2	1108.078	998.675	109.403	
	27.mars 1981	062-064	3	0	1099.522		1099.522	
	23.apr. 1982	073-078	6	0	2311.912		2311.912	
6.	21.aug. 1981	065-072	9	0	3218.945		3218.945	
7.	10.des. 1982	080-084	5	0	2082.966		2082.966	
ut.	08.juli 1983	085	3	0	1521.160		1521.160	
8.	09.mars 1984	086-100	17	0	6346.603		6346.603	
9.	14.mars 1985	101-111	13	0	5293.053		5293.053	
ut.	26.juli 1985	112	1		260.215		260.215	
10a	23.aug. 1985	113-120	9		3075.435		3075.435	
10b	28.febr.1986	121-128	9		3828.257		3828.257	
ut.	11.juli 1986	129	1		224.329		224.329	
			205	68	90267.574	46947.902	43319.672	

* hele eller deler av blokker

** antall funn pr. 31.12.86

ut. tildelt utenfor tildelingsrunder

2.1.3 Andelsoverdragelser

I løpet av 1986 er følgende andelsoverdragelser godkjent i henhold til § 48 i kgl res av 8.12.72:

Utvinningsstillatelse 052

Norske Deminex A/S og Petroswede Norge A/S har hver overtatt 2.5% fra Petro Canada Exploration A/S og Deminex (Norge) A/S og Svenska Petroleum Exploration A/S har overtatt henholdsvis 7.5 % og 2.5 % fra Unocal Norge A/S.

Fordelingen i utvinningsstillatelser 052 er etter dette:

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

Utvinningsstillatelse 054

Mobil Development Norway A/S har overtatt 5 % fra Superior Oil (Norge) A/S.

Fordelingen i utvinningsstillatelse 054 er etter dette:

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

2.1.5 Tildelingsrunder

Tildeling av blokker i 10. tildelingsrunde, fase b ble foretatt 28. februar 1986. 20 selskaper søkte på ialt 24 blokker hvorav 9 blokker ble tildelt.

I tillegg ble den tilbakeleverte delen av blokk 25/1 tildelt Norsk Hydro 11. juli utenfor tildelingsrunde.

11. tildelingsrunde ble utlyst med søknadsfrist 10. oktober 1986 og omfattet 39 blokker innenfor Møre Sør, Møre I, Haltenbanken, Troms Nordvest, Bjørnøya Sør og Finnmark Vest.

21 selskaper søkte på 22 blokker.

Det var klart størst interesse for Haltenbanken, Bjørnøya Sør og Finnmark Vest.

Tab 2.1.2.c**Tildelingsrunder. Norske og utenlandske andeler**

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

2.1.4 Tilbakeleveringer

Det har i 1986 funnet sted tilbakeleveringer i 4 utvinningsstillatelser. I 3 utvinningsstillatelser er hele arealet tilbakelevert. Dette fremgår av tabell 2.1.4.

Tab 2.1.4**Tilbakeleveringer**

Utvinningsstillatelse	Operatør	Blokk	Opprinnelig areal km ²	Tilbakelevert areal km ²	Areal i utvinningsstill. km ²
050	Statoil	34/10	500.509	151.962	348.547
056	Amoco	34/2	488.659	488.659	.000
059	Saga	6407/12	436.310	436.310	.000
060	Statoil	7119/12	335.884	335.884	.000
061	N.Hydro	7120/12	335.884	225.481	109.403

2.2 Kartlegging og leteboring**2.2.1 Geofysiske og geologiske undersøkelser**

Totalt er det samlet inn 137 022 km seismikk på norsk sokkel i 1986. Dette er ny rekord (se fig 2.2.1.a).

2.2.1.1 Oljedirektoratets geofysiske undersøkelser 1986.

Oljedirektoratet samlet inn 21 979 km seismikk i løpet av 1986. Det ble samlet inn data i følgende områder (se fig 2.2.1.b, c, d og e)

FIG. 2.2.1.a
Seismiske undersøkelser på norsk kontinentalsokkel
1962–1986 pr. 1.1.1987

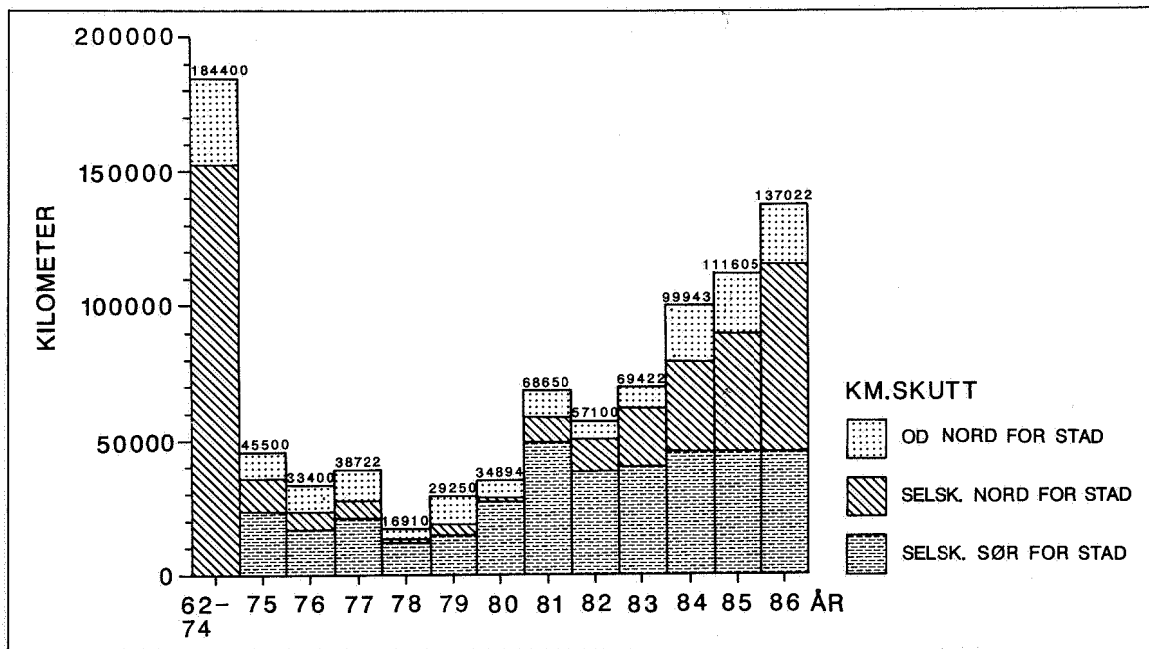
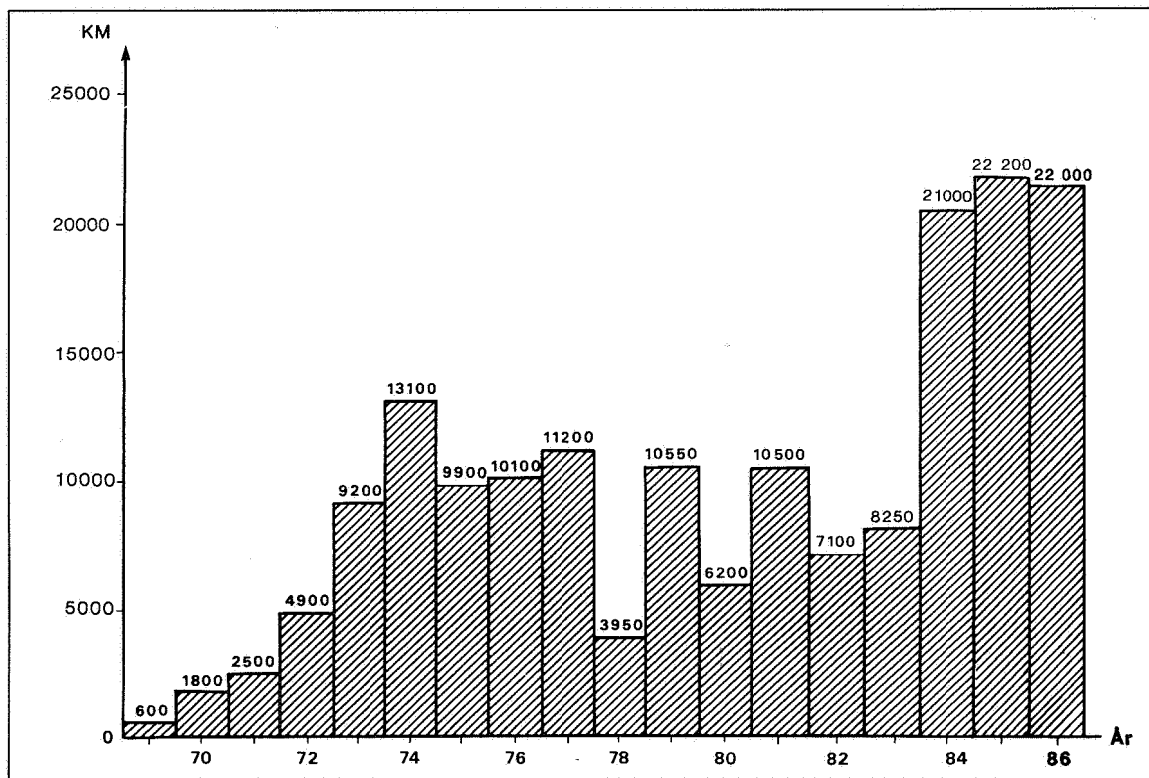


FIG. 2.2.1.b
Geofysiske undersøkelser nord for Stad i
Oljedirektoratets regi



Finnmark Øst:

Det ble samlet inn 3421 km med Geco's fartøy «Geco Echo» og 2676 km med GSI's fartøy «Polar Prince». SSL prosesserer 2656 km av «Geco Echo» dataene i London, mens Geco Stavanger prosesserer de resterende 765 km. Dataene fra «Polar Prince» prosesseres hos GSI i Bedford.

Nordkappbassenget.

Det ble samlet inn 3045 km med «Geco Echo», 340 km med Geco's fartøy «Geco Gamma» og 1607 km med SSL's fartøy «Seismariner». GSI Stavanger prosesserer 2438 km av «Geco Echo» dataene, mens Geco Stavanger prosesserer 607 km. CGG London prosesserer dataene fra «Geco Gamma» og «Seismariner».

De to ovennevnte områdene åpnes for sel-skapene for innsamling av seismikk 1.1.1987.

Bjørnøya Vest.

Det ble samlet inn 3790 km med «Geco Echo» og

1881 km med CGG's fartøy «Rig Master». I tillegg ble det samlet inn en testlinje på 101 km med «Geco Gamma».

Testlinjen ble skutt med to parallelle kilder (flip/flop) og det ble benyttet to parallelle kabler 100 meter fra hverandre slik at det ble samlet inn fire parallelle linjer med avstand 25 meter.

«Rig Master» dataene og 1218 km av «Geco Echo» dataene prosesseres hos Merlin i London, mens de resterende 2572 km av «Geco Echo» dataene prosesseres hos Petty-Ray i London.

Nordlige Barentshavet.

Det ble samlet inn 1039 km med «Geco Gamma» og 778 km med «Sea Searcher» (Geco). En del av «Sea Searcher» dataene ble samlet inn med to vertikale kabler. Ved å bruke denne teknikken kan man legge kablene dypere enn vanlig og dermed samle inn data under dårligere værforhold enn det som hittil har vært mulig. En av linjene ble skutt i sterk kuling.

FIG 2.2.1.c
Geofysiske undersøkelser på Midt-norsk sokkel 1986

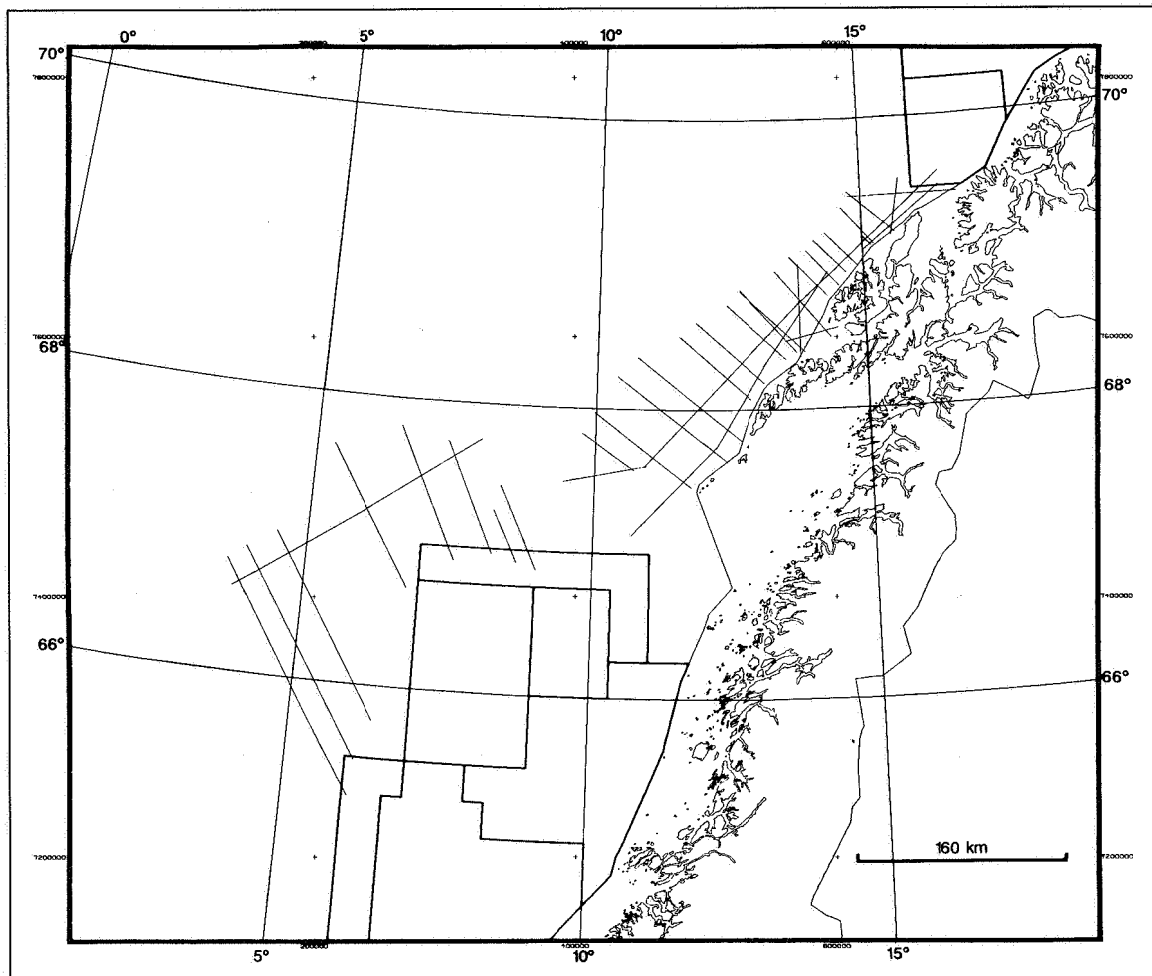
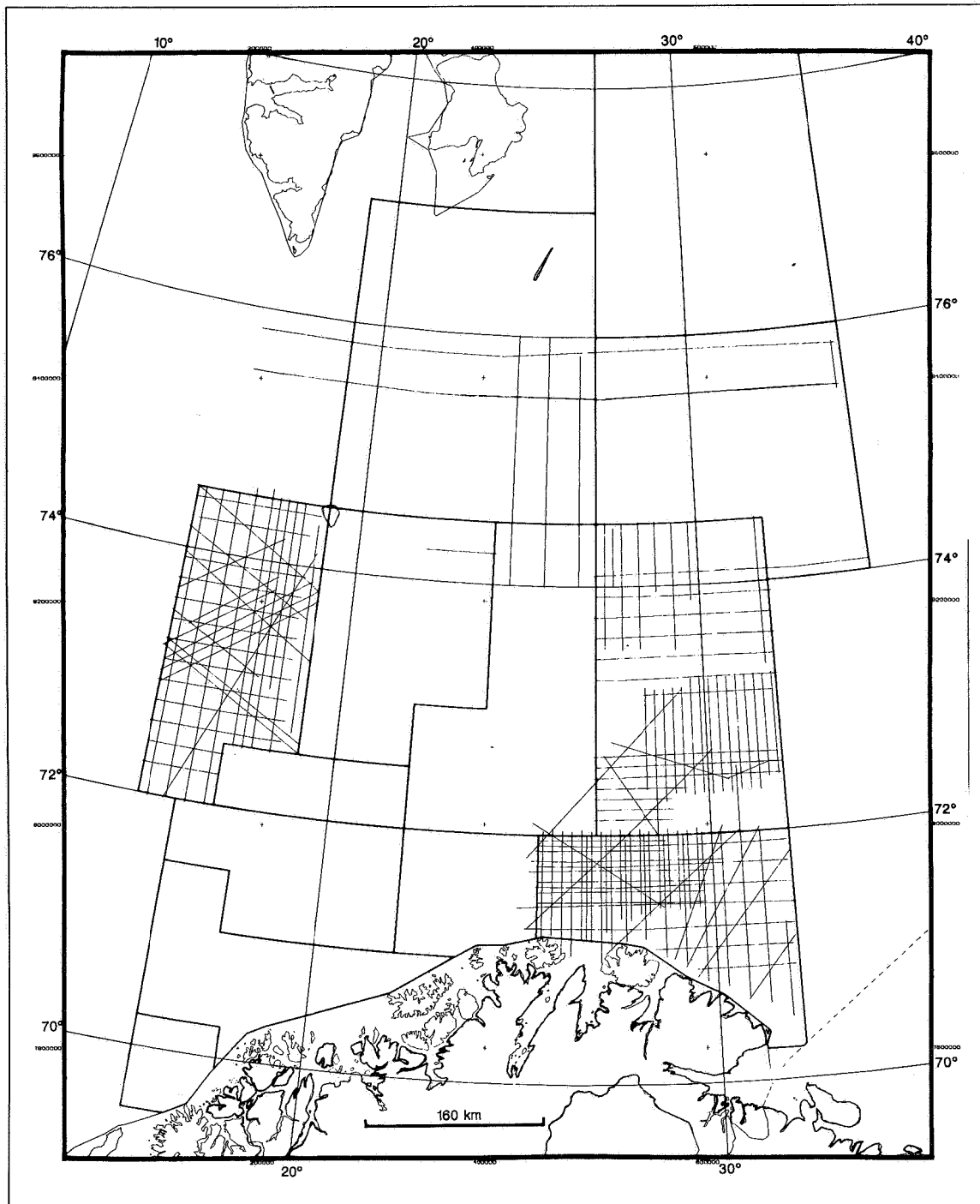


FIG 2.2.1.d
Geofysiske undersøkelser utenfor Nord-Norge 1986



CGG prosesserer 539 km av «Geco Gamma» dataene, mens resten prosesseres hos GSI Stavanger.

Bjørnøya Øst – Testlinjer.

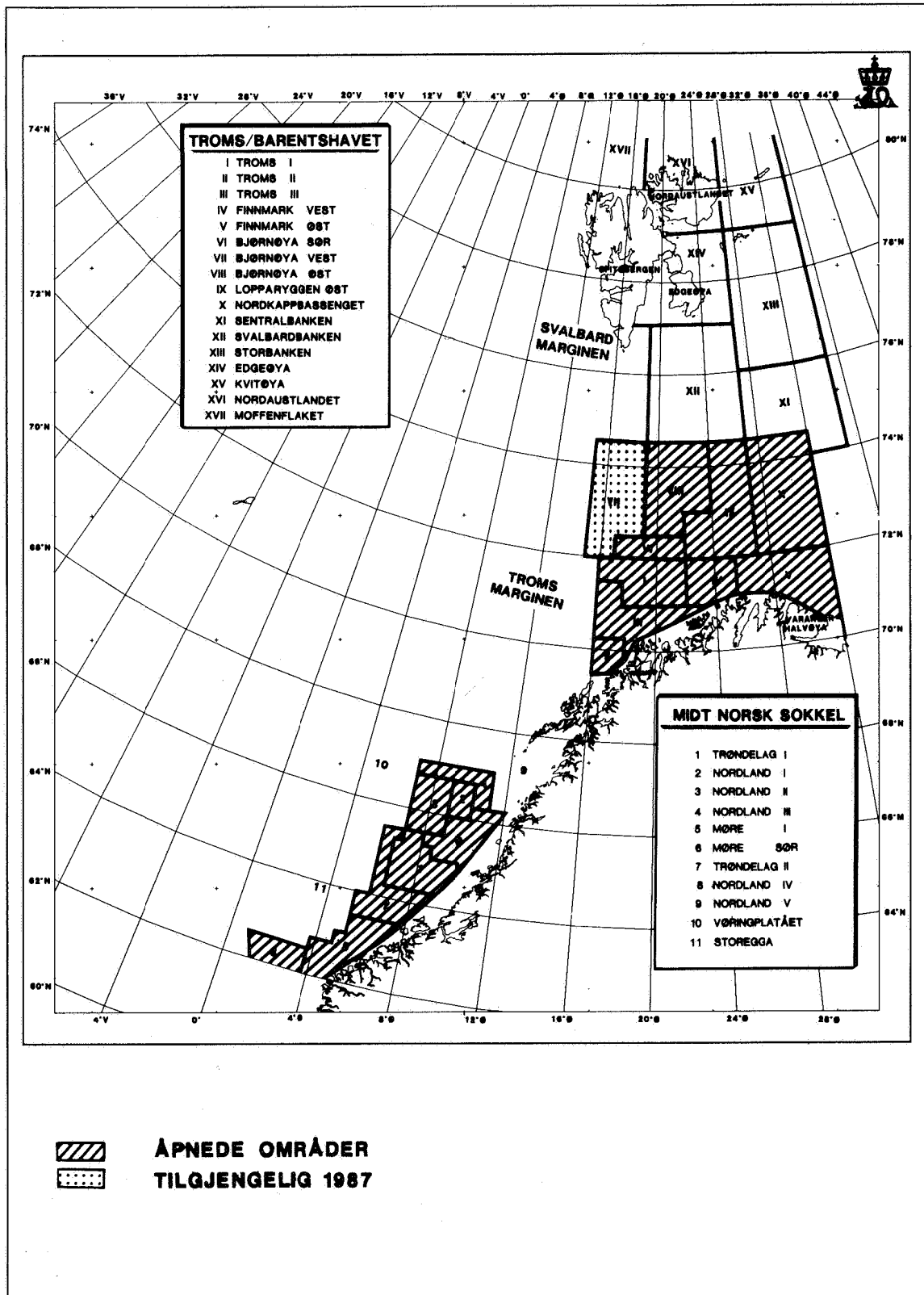
Det ble skutt en flip/flop testlinje på 55 km x 4 med

GSI's fartøy «Polar Princess» med to kabler med 150 meters avstand. Denne linjen prosesseres hos GSI i Bedford.

CGG har skutt og prosessert en 63 km lang testlinje på samme sted med fartøyet «Odys Echo». Denne linjen ble skutt med vannkanoner.

FIG. 2.2.1.e

Områder som er – eller som i de nærmeste årene vil bli tilgjengelig for seismisk datainnsamling for industrien
Områdebetegnelser nord for Stadt



Lofoten Vest.

Det ble samlet inn 1827 km med Western's fartøy «Western Reliance», og 138 km med «Geco Gamma». Disse dataene prosesseres hos CGG i London.

Vøringplataet.

Det ble samlet inn 1218 km med «Western Reliance». Disse dataene prosesseres hos Horizon i London.

Det foregår dessuten prosessering av ca. 606 km fra 1985 på Vøringplataet hos Horizon i London.

Geco Stavanger har prosessert tre testlinjer fra 1985 som ble samlet inn med vertikale kabler av «Sea Searcher».

Geco Sandvika har i hele 1986 vært opptatt med prosesseringen av 4 236 km seismikk som ble samlet inn på Jan Mayen ryggen i 1985.

2.2.1.2 Åpning av nye leteområder

Oljedirektoratet har i løpet av 1986 klargjort to nye områder for seismikk i selskapenes regi. Disse er Nordkappbasenget og Finnmark Øst. Områdene er vist på fig 2.2.1.e.

2.2.1.3 Planer for 1987

I 1987 planlegger Oljedirektoratet å samle inn nærmere 20000 km seismikk i følgende områder (fig 2.2.1.c):

- Bjørnøya Vest – ca. 3000 km. Området vil deretter være klart for åpning.
 - Nordlige Barentshavet: 6 – 8000 km.
 - Midt-Norge, Lofoten Vest: 6 – 8000 km.
- I tillegg er det planlagt å samle inn forskjellige testlinjer med tanke på å prøve ut nye innsamlings- og prosesseringsmetoder.

2.2.1.4 Geofysiske undersøkelser i selskapenes regi

I 1986 ble det skutt 115 043 km seismikk på norsk kontinentalsokkel i regi av oljeselskap eller kontraktører. Av disse ble 45 508 km skutt i Nordsjøen og 69 535 km nord for Stad. Fig. 2.2.1.a viser samlede geofysiske undersøkelser utført på norsk sokkel. Det framgår av tallene over at aktiviteten i Nordsjøen har holdt seg på samme nivå som i fjor. Økningen i nord skyldes åpning av nye områder i Barentshavet bl.a. i forbindelse med strategiske blokker, og dessuten økt innsamling av 3D – seismikk i forbindelse med kartlegging av interessante funn på Haltenbanken.

De norske selskapene samlet inn ca 39 000 km seismikk, mens de utenlandske selskapene har samlet inn ca 35 000 km. Resten er såkalte «spec surveys» samlet inn av konsultentselskapene NOPEC, GECO og GSI.

Hovedtyngden av spekulativ seismikk i nordområdene er konsentrert om de såkalte strategiske blokkene.

Totalt er det skutt 34 146 km 3D-seismikk i 1986. Dette er noe mer enn i 1985.

Innsamlingen av 3D-data er blitt betydelig effektivisert ved at man ofte benytter 2 kabler under innsamlingen.

2.2.1.5 Salg av seismiske data

Oljedirektoratet har i 1986 solgt seismiske datapakker for 313.6 millioner kroner (377 millioner kroner i 1985). Tab 2.2.1.5.

Nedgangen i salget skyldes at salget stoppet opp i tredje kvartal da myndighetene signaliserte at prisen på pakkene ville bli redusert fra 40 % av innsam-

TAB 2.2.1.5
Oversikt over antall seismiske datapakker solgt i 1986 og totalt:

Pakke- nr	Navn	1986	Totalt
001	MØRE-TRØNDELAGE-REG-PAKKE-1	2	32
002	MØRE-TRØNDELAGE-REG-PAKKE-2	1	25
003	TAMPEN SPUR		19
004	MØRE-SØR-84		19
005	TRØNDELAGE-REGIONAL	1	23
006	HALTENBANKEN-VEST-84	1	22
007	FRØYABANKEN-84		23
008	MØRE-TRØNDELAGE-PAKKE-2		21
009	MØRE-TRØNDELAGE-PAKKE-3		28
010	TRÆNABANKEN		30
011	REGIONAL-DATA-NORDLANDSRYGGEN		20
012	NORDLAND-IV-85	4	5
013	REGIONAL-DATA-MIDT-NORSK-SOKKEL		19
014	NORDLAND-II-83		21
015	NORDLAND-III-84	1	7
016	TROMS-II		7
017	REGIONAL-DATA-TROMS-ØST		16
018	FINNMARK-VEST-83		17
019	FINNMARK-VEST-84	1	18
020	NORDLAND-III-85	4	6
021	MØRE-SØR-TEST-84	3	5
022	STOREGGA-85	2	3
023	VØRINGPLATTÅET	2	3
100	TROMS-HOVEDPAKKE		34
101	REGIONEL-TROMS-BARENTSHAVET-73		19
102	TROMS-III-83/84	3	8
103	TROMS-III-85	3	3
105	TROMS-I-ØST-77		17
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		20
201	BJØRNØYA-SØR-84		20
202	BJØRNØYA-ØST-REGIONAL-84		12
203	BJØRNØYA-ØST-84		11
204	BJØRNØYA-ØST-TILLEGG-NORD	3	11
205	BJØRNØYA-VEST-REGIONAL-84	2	7
206	LOPPARYGGEN-ØST-REGIONAL-84	7	13
207	LOPPARYGGEN-ØST-85-SSL-DIAG.	13	13
208	LOPPARYGGEN-ØST-85-NORD	12	12
209	LOPPARYGGEN-ØST-85-GECO-DIAG		12
210	LOPPARYGGEN-ØST-85-GRID	14	14
300	BARENTSHAVET-SØR-ØST-HOVEDPAKKE	1	12
301	BARENTSHAVET-SØR-ØST-PAKKE-2		8
302	NORDKAPPBASSENGET-85-GECO-DIAG	7	7
303	NORDKAPPBASSENGET-85-NORD	7	7
304	NORDKAPPBASSENGET-85-GRID	7	7

lingskostnadene til 15% fra 1.1.87. Dette vil delvis bli kompensert for gjennom øket salg etter 1.1.1987.

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

TRØNDELAG I (1)

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

NORDLAND I

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

NORDLAND II

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

NORDLAND III

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

MØRE I

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

MØRE SØR

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

TRØNDELAG SØR

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

TRØNDELAG NORD

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

NORDLAND IV

Elf, Mobil, Saga, Shell og Statoil.

TROMS I

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

TROMS II

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

TROMS III

Mobil, Saga og Statoil.

FINNMARK VEST

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

BJØRNØYA SØR

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

BJØRNØYA ØST

Statoil og Total.

LOPPARYGGEN ØST

Amerada, BP, Esso, Fina, Hydro, Mobil, Phillips, Saga, Shell, Statoil, Texas Eastern og Total.

2.2.1.6 Materiale fra sokkelen

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

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

Av borekjerner mottar Oljedirektoratet et fullstendig lengdesnitt som omfatter minst en fjerdepart av kjernen i letehull og halvparten av kjernen i produksjonsbrønner.

Pr.31.12.86 har Oljedirektoratet lagret 44 256 m kjernemateriale fra 480 borehull, 291 222 prøver av vasket borkaks fra 662 hull og 296 382 våtprøver fra 743 hull på norsk kontinentalsokkel. Dette inkluderer produksjonshull.

I tillegg finnes det materiale fra 62 utenlandske borehull, det meste fra britisk sektor i Nordsjøen, men også fra Svalbard, Andøya, Hopen, Tanzania og Mozambique.

Frigivning

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

Well Data Summary Sheets (WDSS) blir publisert

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

I Oljedirektoratets kjernestudierom er det anledning til å studere kjernemateriale, borkaks og våtprøver, og i spesielle tilfeller er det mulig å få utlevert materiale fra disse til studier og analyser

utenfor direktoratet. Her gjelder også 5 års regelen for frigivning.

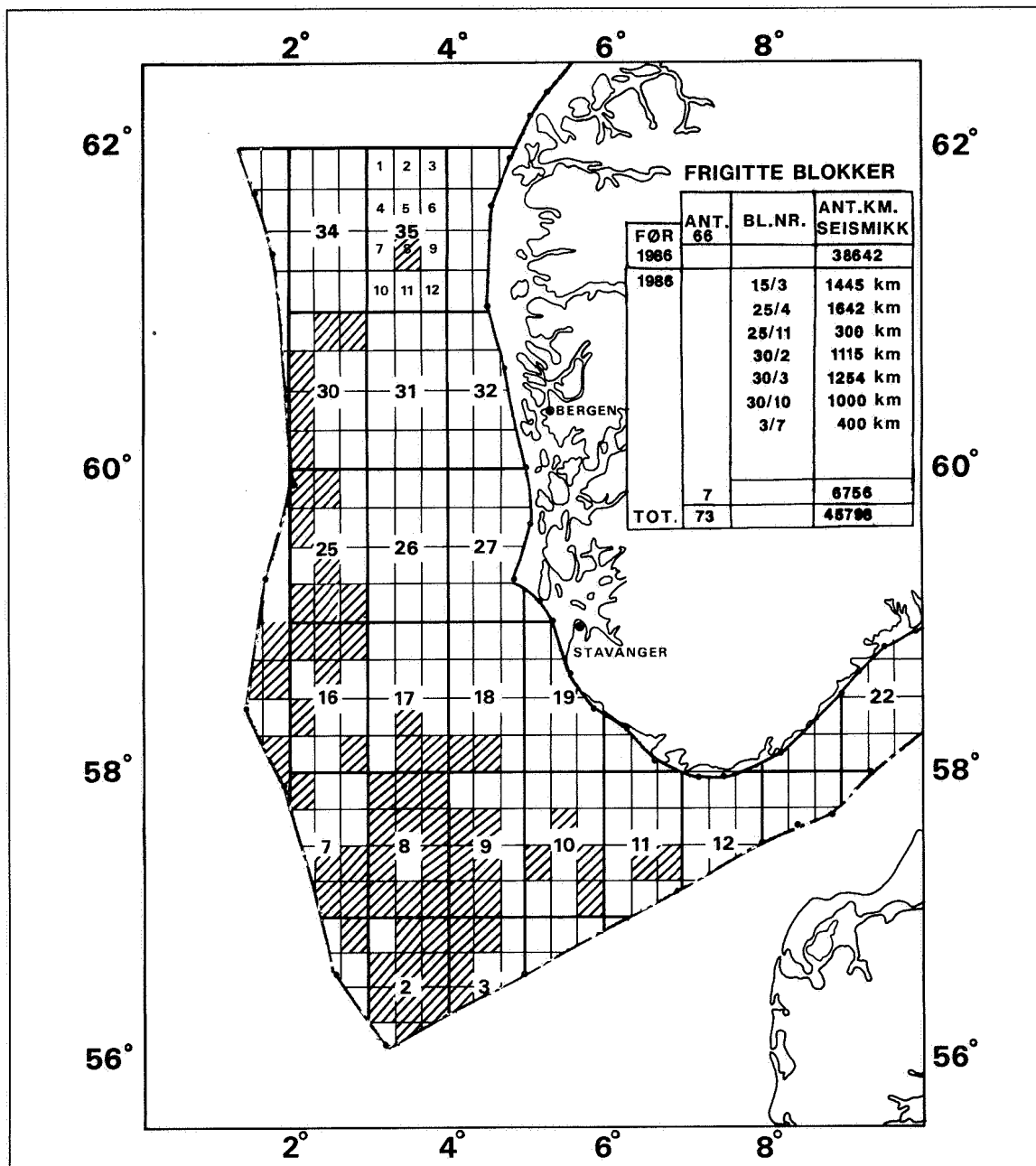
Seismikk frigis i pakker som omfatter 1 blokk, og kan bare frigis fra blokker som er eller har vært be- lagt med utvinningstillatelser, og etter at seismikken er eldre enn 5 år.

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

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

FIG 2.2.1.f

Blokker der seismiske data er frigitt



2.2.1.7 Vitenskapelige undersøkelser

Pr 31.12.86 er det gitt i alt 232 tillatelser til vitenskapelige undersøkelser på den norske kontinentalsokkelen. Som det fremgår av tab 2.2.1.a er det i 1986

gitt 18 slike tillatelser. De fleste undersøkelsene dreier seg om geofysikk, endel om geologi og noen få om biologi.

Tab 2.2.1.a Tillatelse til vitenskapelige undersøkelser etter naturforekomster

Tillatelse	Navn	Geo- fysikk	Arbeidsfelt Geo- logi	Bio- logi	Område
215	Universitetet i Bergen Geologisk institutt Avd B Bergen		x		Nordsjøen
216	Universitetet i Bergen Jordskjelvstasjonen Bergen	x			Nordsjøen
217	Universität Hamburg Hamburg Forbundsrepublikken i Tyskland		x		Nordsjøen
218	Institutt for kontinental- sokkelundersøkelser Trondheim	x			Barentshavet
219	Natural Environment Research Council South Glamorgan South Wales		x		Spitsbergen
220	Institutt für Meereskunde an der Universität Kiel Kiel Forbundsrepublikken Tyskland			x	Nordsjøen
221	Institut für Meereskunde an der Universität Kiel Kiel Forbundsrepublikken Tyskland	x		x	Vøringplatået Vest og sydvest Lofoten
222	Norges geologiske under- søkelse 7001 Trondheim	x			Nord-Trøndelag Sør-Trøndelag Møre og Romsdal
223	Institutt for kontinental- sokkelundersøkelser Trondheim		x		Nordkappbassenget
224	Institutt für Meereskunde Universität Hamburg Hamburg Forbundsrepublikken Tyskland		x	x	Norskehavet
225	Universitetet i Tromsø Institutt for biologi og Geologi, Tromsø	x	x		Finmarksysten Barentshavet
226	Institut Francais du Pétrole Rueil Malmaison, Frankrike	x			Norskehavet Barentshavet
227	Universität Hamburg Hamburg Forbundsrepublikken Tyskland	x			Norskehavet
228	Universitetet i Oslo Institutt for geologi Oslo	x			Midt-norsk konti- nental-sokkel- margin/Jan Mayen-ryggen
229	Universitetet i Bergen Jordskjelvstasjonen Bergen	x			Vest Spitsbergen
230	Universitetet i Bergen Jordskjelvstasjonen Bergen	x			Kystnære områder mellom Sogne- fjorden og Trønd- heimsfjorden
231	Universitetet i Bergen Jordskjelvstasjonen Bergen	x			Kystnære områder mellom Trøndelag og Rogaland
232	Universitetet i Oslo Institutt for geologi Oslo	x			Skagerrak Ytre Oslofjord

2.2.2 Leteboring

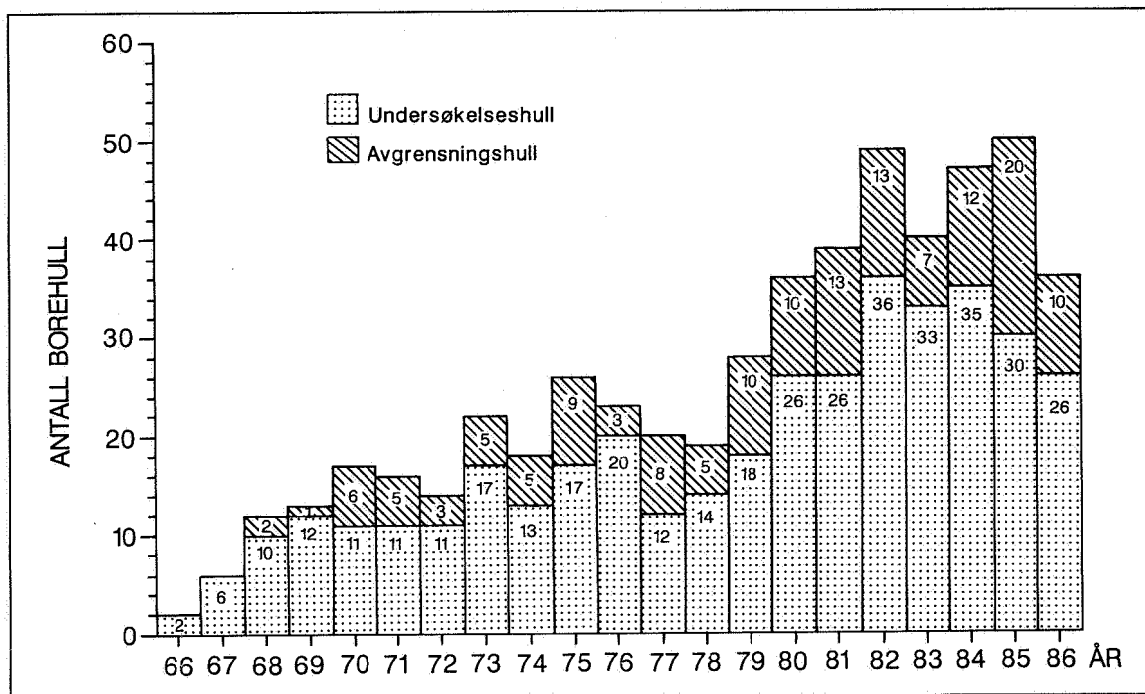
Ved årsskiftet 1985/86 var 11 letehull under boring. 9 av disse er avsluttet i 1986, 2 er suspendert.

I 1986 er det påbegynt 36 nye letehull, fordelt på 26 undersøkelseshull og 10 avgrensningshull (fig 2.2.2.a)

Dette er en betydelig nedgang fra året før da det ble boret 50 letehull. Nedgangen ble først merkbar i august 1986 (tab 2.2.2.a).

FIG. 2.2.2.a

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

**Tab 2.2.2.a**

Leteboring august–desember 1985–86

År	Boreinnretninger i aktivitet pr. første av hver måned					Boredøgn pr. måned				
	Aug	Sept	Okt	Nov	Des	Aug	Sept	Okt	Nov	Des
1985	12	12	10	10	9	407	334	321	314	349
1986	12	9	5	4	4	262	206	148	134	119

46 letehull er avsluttet i løpet av året, 4 er suspendert og 4 var under boring ved årets slutt.

Ved årsskiftet var det totalt påbegynt 533 letehull på norsk sokkel. De fordeler seg med 386 undersøkelses- og 147 avgrensningshull.

Borevirksomheten i 1986 har vært fordelt med 19 borehull sør for og 17 nord for Stad.

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

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

1/09–01	25/02–09	34/10-A-1 H
1/09–04	25/02–10	34/10-A-2AH
1/09–06	30/02–01	34/10-A-3 H

2/07–14	30/03–04	34/10-A-4 H
2/07–19	30/06–09	6407/09–03
2/11–06 S	30/06–19	6407/09–05
15/09–17	30/09-T-1	6407/09–06
25/01–07	34/10–03	
25/01–08	34/10–05	

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

I 1986 har det vært stor aktivitet utenfor Midt-Norge. Det er påbegynt 15 letehull, hvilket er om lag 42 % av den totale aktivitet. Aktiviteten utenfor Nord-Norge har vært lav, med bare 2 letehull.

FIG. 2.2.2.b
Borehull i 1986 i forhold til strukturelle hovedtrekk i Nordsjøen

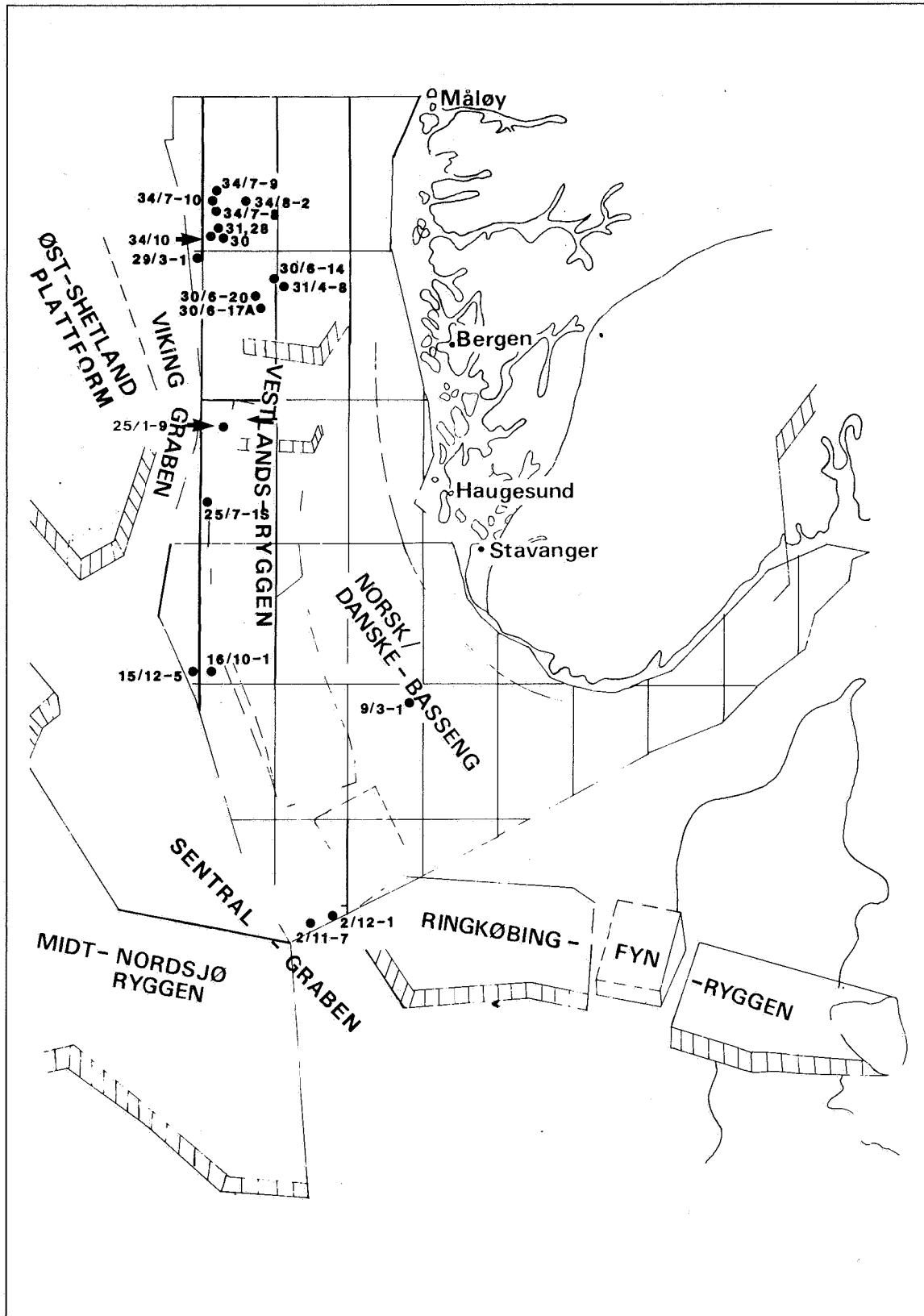


FIG. 2.2.2.c
Lokalitetskart – Midt-Norge

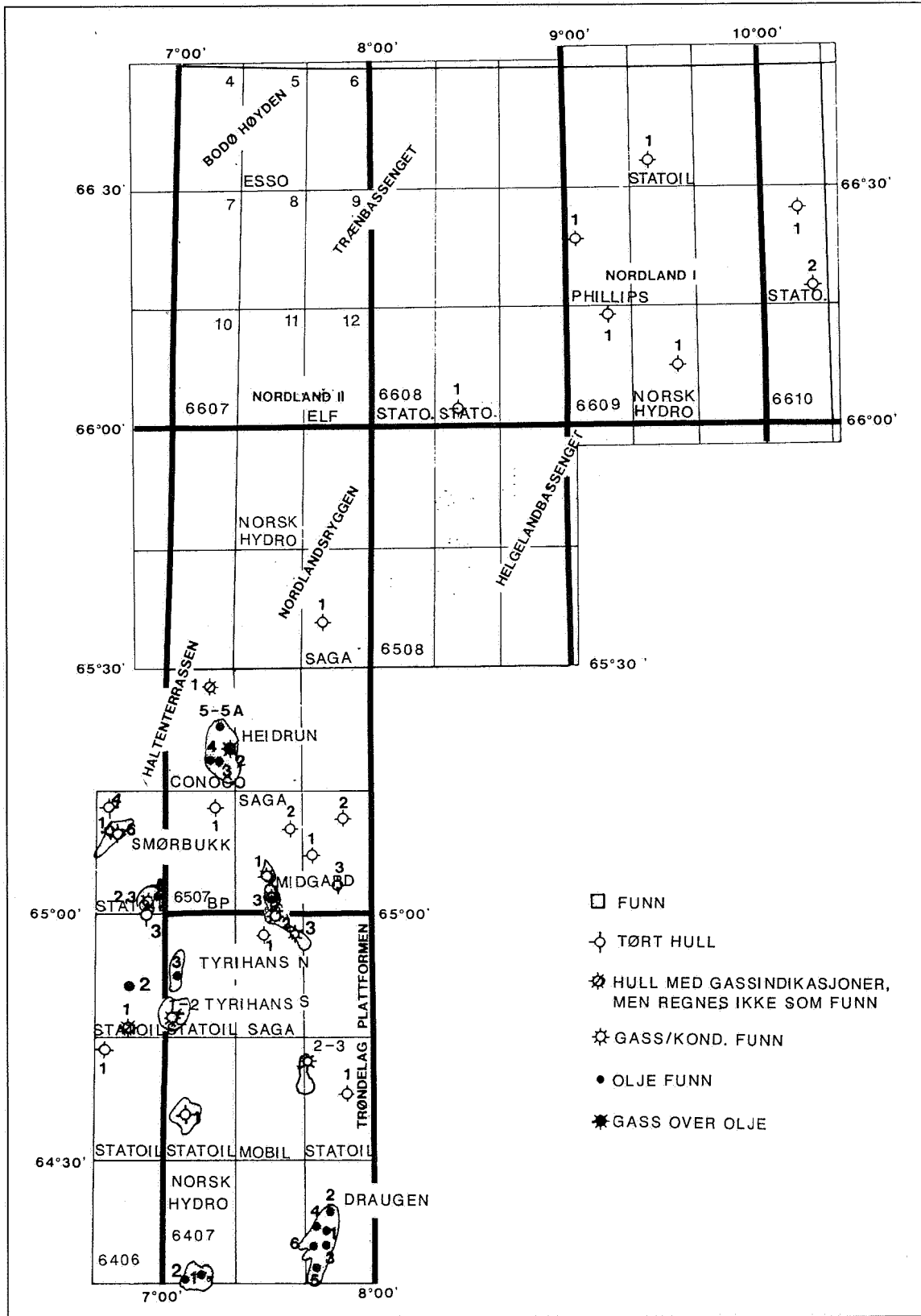
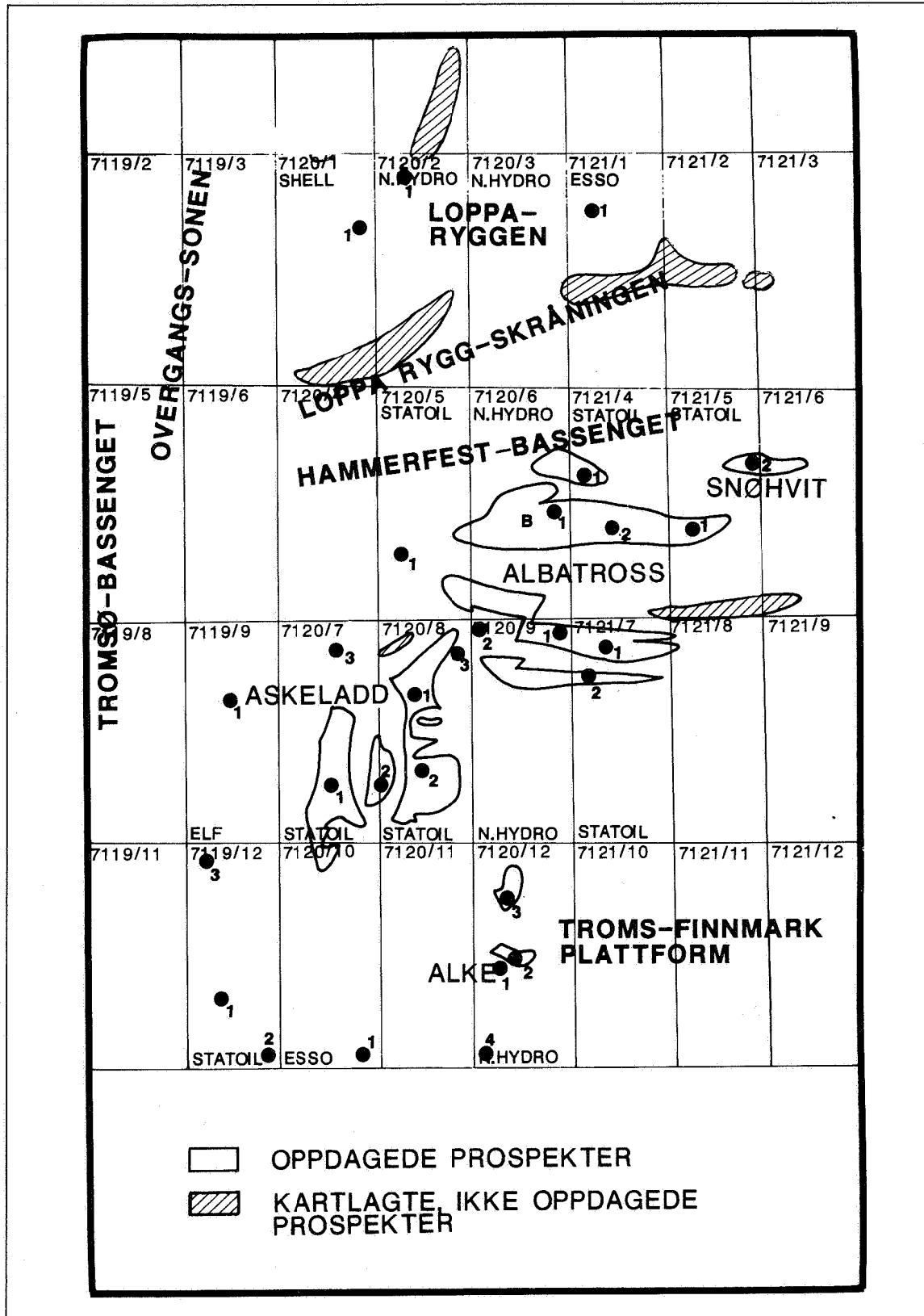


FIG. 2.2.2.d
Borehull i 1986 i forhold til strukturelle hovedtrekk på Tromsøflaket



Tab 2.2.2.b

Påbegynte og/eller avsluttede undersøkelseshull (U) og avgrensningshull (A) i 1986

R=Gjenåpning,

X=Har ikke nådd prospektive dyp,

S=Sideboret.

Borehull	Till.nr Lis.nr	Posisjon Nord Øst	Boring Påbegynt Avsluttet	Operatør Boreinnretning	Borehull type Kompletterings- klassifikasjon	Vanndyp KBE	Total dyp Alder på Total dyp
30/06-13 R	366	60 33 14.59	86.09.08	Hydro	Avgrensning	105	2725
	053	02 49 21.76	86.09.11	Treasure Hunter	Olje/gass	25	Ø.jura
30/09-02 R	370	60 27 53.00	86.06.01	Hydro	Undersøkelse	104	2830
	079	02 49 13.03	86.07.07	Treasure Hunter	Susp. for test m/PTS	25	Ø.Jura
30/06-17 R	478	60 34 15.77	85.11.14	Hydro	Undersøkelse	111	2650
	053	02 44 59.84	86.02.04	Treasure Hunter	Olje	25	Jura
7120/01-01 R2	480	71 55 00.83	86.03.18	Shell	Undersøkelse	342	4003
	108	20 18 07.13	86.07.21	Borgny Dolphin	Tørt hull	25	Perm
6407/06-02 R	484	64 42 29.56	86.05.08	Statoil	Undersøkelse	221	523
	092	07 40 32.58	86.05.20	Ross Isle	FOR.LETTER UTBLÅSNING	22	
6407/06-02 R2 X	484	64 42 29.56	86.06.13	Statoil	Undersøkelse	221	523
	092	07 40 32.59	86.06.24	Bucentaur	OPPGITT	2	
6506/12-05	485	65 02 28.60	85.10.17	Statoil	Avgrensning	301	4588
	094	06 58 21.93	86.03.27	Dyvi Delta	Olje	29	U.jura
6407/07-01 S	486	64 16 31.49	85.10.19	Hydro	Undersøkelse	330	3950
	107	07 12 21.12	86.04.07	Polar Pioneer	Olje/gass	23	Trias
7121/01-01 R	487	71 56 25.74	86.03.19	Esso	Undersøkelse	370	5000
	111	21 04 36.52	86.08.23	Zapata Ugland	Tørt hull	25	Karbon ?
34/08-01	488	61 21 53.50	85.11.08	Hydro	Undersøkelse	324	3610
	120	02 25 57.57	86.03.08	Treasure Scout	Olje/gass	23	Trias
6507/07-04	490	65 19 11.56	85.11.06	Conoco	Avgrensning	345	2850
	095	07 15 44.99	86.01.13	Nortrym	Olje/gass	25	Jura
7/11-09	491	57 12 11.79	85.11.26	Hydro	Undersøkelse	91	4272
	070	02 24 50.18	86.03.09	Byford Dolphin	Tørt hull	25	Trias
6/03-02	492	57 54 25.99	85.11.21	Statoil	Undersøkelse	89	4091
	086	01 59 14.19	86.03.10	Ross Isle	Tørt hull	22	Perm
25/06-01	493	59 31 32.04	85.12.18	Saga	Undersøkelse	120	2281
	117	02 48 02.07	86.02.03	Treasure Saga	Olje/gass	26	Grunnfjell
25/02-10 S	494	59 53 11.80	85.12.02	Elf	Undersøkelse	120	2967
	112	02 30 08.33	86.03.19	Henry Goodrich	Suspendert	21	
34/10-27 R	495	61 10 31.12	86.01.27	Statoil	Avgrensning	135	450
	050	02 11 23.96	86.01.31	West Venture	Gass	32	
34/10-29	496	61 10 33.06	85.12.27	Statoil	Avgrensning	135	405
	050	02 11 28.76	86.01.26	West Venture	Gass	32	
34/04-06	497	61 34 15.49	85.12.31	Saga	Avgrensning	374	3282
	057	02 13 19.52	86.03.26	Vinni	Olje	26	Trias
34/10-28 X	498	61 06 31.99	86.01.02	Statoil	Avgrensning	133	521
	050	02 15 23.72	86.01.16	Dyvi Stena	Oppgitt	25	
6407/09-06	499	64 19 58.07	86.01.02	Shell	Avgrensning	297	1800
	093	07 44 23.70	86.03.13	Borgny Dolphin	Susp. Olje	25	U.jura
6507/07-05	500	65 21 30.27	86.01.16	Conoco	Avgrensning	332	2660
	095	07 17 35.08	86.03.06	Nortrym	Olje/gass	25	U.jura
34/10-30	501	61 06 31.07	86.01.16	Statoil	Avgrensning	133	3785
	050	02 15 23.92	86.05.10	Dyvi Stena	Olje/gass	25	Trias
34/10-31	502	61 10 32.40	86.02.01	Statoil	Avgrensning	132	420
	050	02 11 15.46	86.04.10	West Venture	Gass	32	
34/07-08	503	61 22 25.93	86.02.05	Saga	Undersøkelse	133	2766
	089	02 08 33.37	86.04.11	Treasure Saga	Olje	26	Trias
30/06-17 A	504	60 34 15.77	86.02.04	Hydro	Undersøkelse	111	3677
	053	02 44 59.84	86.03.18	Treasure Hunter	Gass	25	U.jura
6507/07-05 A	505	65 21 30.27	86.03.06	Conoco	Avgrensning	332	2673
	095	07 17 35.08	86.04.05	Nortrym	Olje/gass	25	U.jura
30/06-20	506	60 37 20.52	86.03.10	Hydro	Undersøkelse	111	3042
	053	02 42 18.52	86.04.13	Treasure Scout	Tørt hull	23	U.jura
15/12-05	507	58 04 53.36	86.03.12	Statoil	Undersøkelse	84	3105
	038	01 54 54.24	86.05.04	Ross Isle	Olje	22	Trias
31/04-08	508	60 31 22.82	86.03.21	Hydro	Avgrensning	124	2570
	055	03 00 09.59	86.05.11	Treasure Hunter	Olje/gass	25	Trias
6506/12-06	509	65 09 57.60	86.03.31	Statoil	Avgrensning	276	4741
	094	06 46 43.19	86.08.02	Dyvi Delta	Gass/kondensat	29	U.jura
34/07-09	510	61 29 11.99	86.04.13	Saga	Avgrensning	304	3214
	089	02 11 43.60	86.06.12	Treasure Saga	Olje	26	Trias
30/06-19	511	60 42 58.03	86.04.09	Hydro	Undersøkelse	136	3304
	053	02 54 54.18	86.06.21	Polar Pioneer	Susp. olje/gass	23	U.jura
25/07-01 S	512	59 18 35.23	86.04.14	Conoco	Undersøkelse	127	3592
	103	02 16 05.37	86.07.19	Nortrym	Tørt hull	25	Grunnfjell
2/11-07	513	56 14 06.09	86.04.16	Hydro	Undersøkelse	73	5042
	068	03 37 38.84	86.09.06	Treasure Scout	Tørt hull	23	Ø.jura
29/03-01	514	60 57 50.24	86.05.20	Total	Undersøkelse	131	4427
	119	01 56 13.25	86.09.15	Byford Dolphin	Olje/gass	25	Ø.jura

Borehull	Till.nr Lis.nr	Posisjon Nord Øst	Boring Påbegynt Avsluttet	Operatør Boreinnretning	Borehull type Kompleterings- klassifikasjon	Vannndyp KBE	Total dyp Alder på Total dyp
16/10-01	515	58 03 23.68	86.05.25	Agip	Undersøkelse	84	3151
	101	02 03 14.05	86.07.14	Dyvi Stena	Tørt hull	25	Perm
7121/05-02	516	71 40 20.79	86.05.05	Statoil	Undersøkelse	328	2543
	110	21 39 24.42	86.07.06	Ross Isle	Olje/gass	22	Trias
6507/06-01	517	65 36 37.59	86.06.15	Saga	Undersøkelse	419	4040
	123	07 43 43.04	86.08.23	Treasure Saga	Tørt hull	26	Trias
6507/02-01	518	65 54 02.48	86.06.24	Hydro	Undersøkelse	390	4477
	122	07 26 16.43	86.09.29	Polar Pioneer	Tørt hull	23	Trias
6406/03-02	519	64 51 45.78	86.06.28	Statoil	Undersøkelse	300	4527
	091	06 49 51.87	86.11.22	West Vanguard	Olje/gass	22	Ø.trias
7121/07-02	520	71 26 37.91	86.07.07	Statoil	Undersøkelse	343	2156
	100	21 03 21.42	86.08.12	Ross Isle	Gass	22	Trias
6607/12-01	521	66 12 54.15	86.07.19	Elf	Undersøkelse	391	3521
	127	07 44 26.72	86.10.01	Henry Goodrich	Tørt hull	21	
34/08-02	522	61 22 10.51	86.10.04	Hydro	Undersøkelse	378	3240
	120	02 31 36.09	86.11.17	Polar Pioneer	Tørt hull	23	Trias
6608/11-01	523	66 01 04.02	86.07.19	Statoil	Undersøkelse	382	1620
	128	08 23 38.10	86.08.13	Dyvi Stena	Tørt hull	25	Trias
6507/07-06	524	65 21 30.03	86.07.23	Conoco	Avgrensning	351	2525
	095	07 19 10.35	86.09.06	Nortrym	Olje/gass	25	U.jura
9/03-01	525	57 49 45.19	86.07.29	Shell	Undersøkelse	124	1971
	115	04 45 58.38	86.09.04	Borgny Dolphin	Tørt hull	25	Trias
6406/03-03	526	64 59 49.19	86.08.04	Statoil	Undersøkelse	303	4416
	091	06 53 27.90	86.10.26	Dyvi Delta	Tørt hull	29	U.jura
34/07-10	527	61 25 02.64	86.08.26	Saga	Undersøkelse	300	3000
	089	02 07 36.23	86.10.29	Treasure Saga	Olje	26	Trias
25/01-09	528	59 50 13.34	86.09.09	Hydro	Undersøkelse	112	2807
	129	02 13 30.24	86.10.11	Treasure Scout	Tørt hull	23	U.kritt
6507/08-01	529	65 18 35.20	86.10.28	Statoil	Undersøkelse	342	2600
	124	07 20 52.80	86.12.09	Dyvi Delta	Olje/gass	29	U.jura
2/12-01	530	56 14 04.07	86.10.14	Hydro	Undersøkelse	70	
	113	03 42 27.50	00.00.00	Treasure Scout	23		
6407/02-03	531	64 56 01.39	86.11.07	Saga	Undersøkelse	250	
	074	07 39 53.04	00.00.00	Treasure Saga	26		
6407/07-02	532	00 00 00.00	86.11.20	Hydro	Undersøkelse	338	
	107	00 00 00.00	00.00.00	Polar Pioneer	23		
6407/06-03	533	00 00 00.00	86.12.15	Statoil	Undersøkelse	222	
	092	00 00 00.00	00.00.00	Dyvi Delta	29		

De norske selskapene Saga, Norsk Hydro og Statoil har i 1986 hatt operatøransvaret for 27 av de påbegynte boringene, hvilket tilsvarer 75 %. De resterende 9 fordeler seg på Conoco, Shell, Agip, Elf og Total. Dette går fram av tabell 2.2.2.a.

Siden starten i 1966 har 18 forskjellige selskaper hatt operatøransvar på norsk sokkel. Statoil har boret flest hull, 122, deretter følger Norsk Hydro med 77 og Phillips med 52. (tab 8.3.e)

61 forskjellige flyttbare boreinnretninger har til nå operert på norsk kontinentalsokkel. (tab 8.3.h)

2.2.2.1 Fordeling på prospekttyper

Leteaktiviteten i 1986 har i enda større grad enn i tidligere år vært rettet mot jurassiske sandsteinsprospekter. 33 av 36 påbegynte letehull var rettet mot disse prospekter.

De øvrige 3 letehull fordeler seg på prospekter av følgende alder: eocene/paleocene (25/1-9), kritt (6607/12-1) og kvartær (34/10-27). Flere av hullene har i tillegg hatt sekundære prospekter.

Av de 11 letehull som var under boring ved for-

rige årsskifte hadde 8 jurassiske lag som hovedmål. Ett hadde trias (34/4-6), ett hadde eocene (25/2-10) og 34/10-29 var en grunn gass boring på Gullfaks med kvartær som hovedmål.

2.2.2.2 Svalbard

Det har også i 1986 vært betydelig aktivitet knyttet til olje- og gassleting på Svalbard. Dette gjelder også kartlegging og skyting av land- og marinseismikk.

Blant de mer aktive selskapene finner vi BP, Statoil, ADC (Arctic Development Corporation) og Trust Arktikugol.

BP har utvidet sin aktivitet fra siste år og har i 1986 skutt seismikk på de fleste breene på Kapp Heer Land. Statoil gjennomførte seismiske undersøkelser ved Grimfjellet i Sør-Spitsbergen nasjonalpark. Dessuten har ADC (Arctic Development Corp.) skutt noe seismikk i Berzeliusdalen.

Det russiske selskapet Trust Arktikugol borer for tiden et hull som forventes avsluttet sommeren 1987. På grunn av tekniske problemer har boringen tatt betydelig lenger tid enn planlagt.

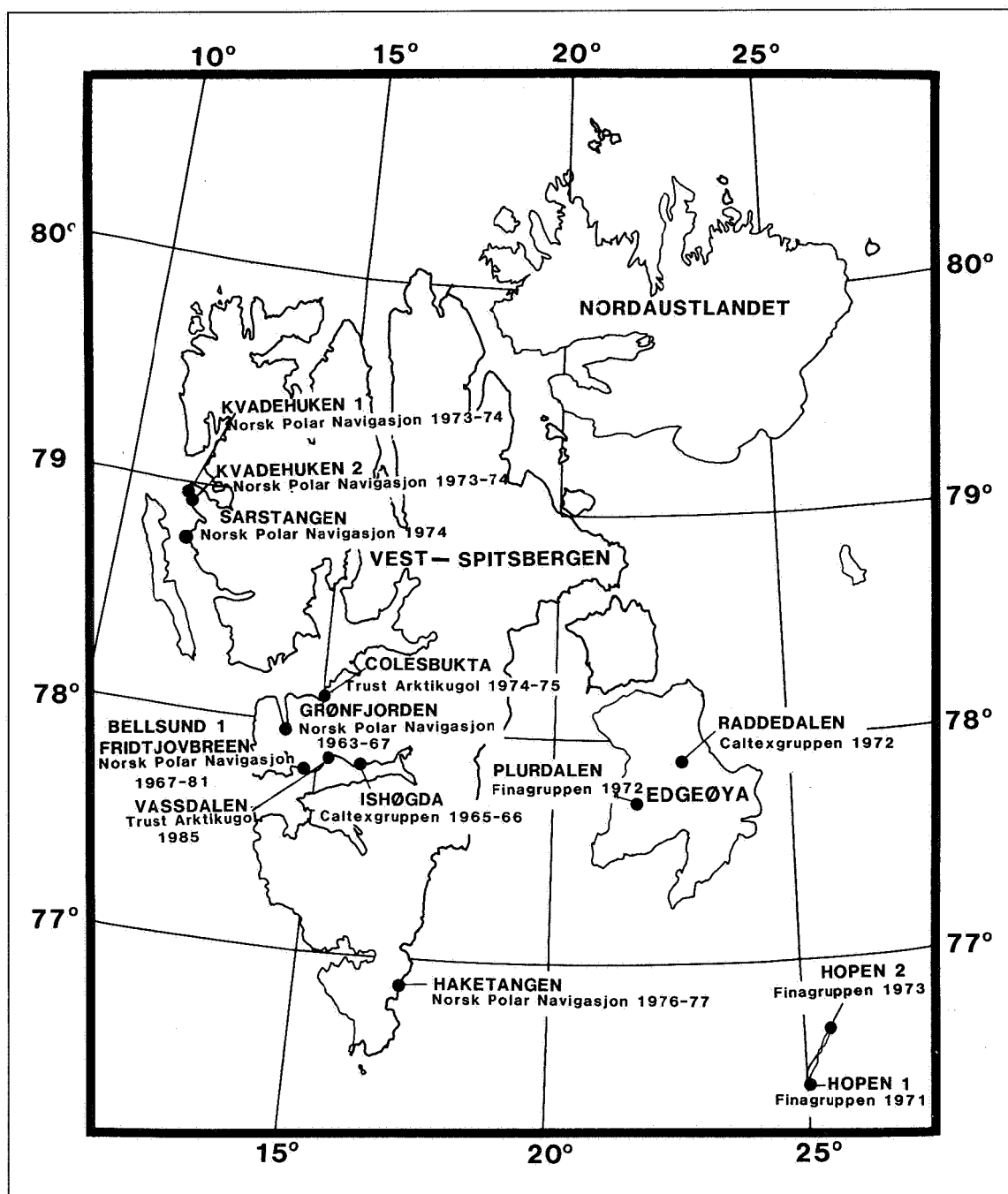
I tillegg til leteaktiviteten på land har en rekke selskaper skutt seismikk i fjordene og havområdet utenfor Svalbard. Geco har vært operatør for de fleste oppdragene som har funnet sted i Storfjorden, Van Mijenfjorden, Van Keulenfjorden og Isfjorden. En del arbeid har også foregått langs vest- og nordkysten av Svalbard.

Det er tildelt utmål på olje til to selskaper, Norsk

Polarnavigasjon og Nordisk Polarinvest (NPI). Utmålene er gitt i Van Mijenfjorden og på nordsiden av fjorden.

Fig 2.2.2.e viser borelokalitetene på Svalbard og tabell 2.2.2.c viser de 13 boretillatelsene som er gitt på Svalbard i forbindelse med boring etter olje og gass.

FIG. 2.2.2.e
Borelokaliteter på Svalbard



Tab 2.2.2.c
Boreaktivitet på Svalbard

Borehull (lokalitet)	Posisjon Nord Øst	Påbegynt	Avsluttet	Boretid dager	Operatør Rettinghaver	Total dybde meter	KB elev. over msl meter
Grønnfjorden I (Nordenskiöld Land)	77 57 34	09.06.63	05.09.63	287	Norsk Polar Navig. Norsk Polar Navig.	971,6	7,5
	14 20 36	13.06.64	26.08.64				
		26.06.65	08.09.65				
		26.06.67	12.08.67				
Ishøgda I (Spitsbergen)	77 50 22	01.08.65	15.03.66	277	Texaco Caltex gruppen	3304	18
	15 58 00						
Bellsund I (Fridtjofsbreen)	77 47	23.08.67	02.09.67	299*)	Norsk Polar Navig. Norsk Polar Navig.	405	
	14 46	29.06.68	21.08.68				
		07.07.69	16.08.69				
		10.07.74	18.09.74				
		16.07.75	20.09.75				
		22.08.80	05.09.80				
		01.07.81	10.08.81				
Hopen I (Hopen)	76 26 57	11.08.71	29.09.71	50	Forasol Fina gruppen	908	9,1
	25 01 45						
Raddedalen (Edgeøya)	77 54 10	02.04.72	12.07.72	100	Total Caltex gruppen	2823	84
	22 41 50						
Plurdalen (Edgeøya)	77 44 33	29.06.72	12.10.72	108	Fina Fina gruppen	2351	144,6
	21 50 00						
Kvadehukene I (Brøggerhalvøya)	78 57 03	01.09.72	10.11.72	112	Terratest a/s Norsk Polar Navig.	479	
	11 23 33	21.04.73	19.06.73				
Hopen II (Hopen)	76 41 15	20.06.73	20.10.73	123	Westburne Int. Ltd Fina gruppen	2840,3	314,7
	25 28 00						
Kvadehukene II (Brøggerhalvøya)	78 55 32	13.08.73	19.11.73	186	Terratest a/s Norsk Polar Navig.	394	
	11 33 11	22.03.74	16.06.74				
Sarstangen (Forlandsrevet)	78 43 36	15.08.74	01.12.74	109	Terratest a/s Norsk Polar Navig.	1113,5	5
	11.28.40						
Colesbukta (Nordenskiöld Land)	78 07	13.11.74	01.12.75	373	Trust Arktikugol	3180	12
	15 02						
Haketangen (Tromsøbreen)	76 52 30	11.09.76	22.09.76	109	Terratest a/s Norsk Polar Navig.	990	6,7
	17 05 30	13.06.77	19.09.77				
Vassdalen (Van Mijenfjorden)	77 49 08	22.01.85			Trust Arktikugol		
	15 16 00						

*) boringen er ikke endelig avsluttet

Aktivitetsnivået er ventet å stabilisere seg eller gå noe ned i 1987. Statoil/Store Norske i samarbeid med Norsk Hydro og Norsk Polarnavigasjon i samarbeid med Svensk Polar Energi har konkrete planer for skyting av landseismikk i 1987 og Nordisk Polarinvest har i samarbeid med andre selskaper planlagt et borehull på Haketangen i 1987.

Oljedirektoratet har foretatt flere inspeksjoner til Svalbard i 1986. Disse er utført i samarbeid med bergmesteren og sysselmannskontoret.

2.2.3 Funn og felt under vurdering

2.2.3.1 Funn i 1986

På tross av lave oljepriser og redusert letevirksomhet er det gjort flere nye og lovende funn i løpet av 1986. Haltenbanken har igjen vist seg som det mest fruktbare leteområdet på norsk sokkel med funn på to nye strukturer.

Det mest lovende funnet er gjort av Norsk Hydro i blokk 6407/7 fulgt av Statoil's funn i blokk 6406/3. Stor interesse var også knyttet til 10. runde blokker i Nordsjøen, særlig i forbindelse med Stordbassenget og Egersundbassenget, hvor usikkerheten omkring modenheten av kildebergartene er stor. I blokk 25/6 fant Saga mindre mengder hydrokarboner som påviste tilstedeværelsen av modne kilde-

bergarter i Stordbassenget. Det er ennå usikkert om disse har kunnet generere nok hydrokarboner til betydeligere funn i andre strukturer. Med hensyn til Egersundbassenget, er det foreløpig boret ett tørt hull i blokk 9/3.

Statoil gjorde et nytt olje funn på blokk 15/12 på samme struktur-kompleks som 15/12-4 funnet fra 1984. Funnet er interessant, særlig med tanke på olje i tilknyttede strukturer mot sør-øst og øst.

I Oseberg-området har Norsk Hydro gjort enda et funn på en separat struktur nord-vest i blokken umiddelbart nord for Beta-Sør strukturen. Funnet skal langtids-testes med produksjons/testskipet «Petrojarl I».

Blokk 2/12

Norsk Hydro har påvist olje under høyt trykk i bergarter av jura alder nær grensen mot dansk sokkel. Undersøkelseshull 2/12-1 som er boret på det samme strukturkomplekset som Gert-1 funnet på dansk sokkel, er ikke testet ved utgangen av beretningsperioden.

Blokk 15/12

Blokken 15/12 ble tildelt i 1975 og delvis tilbakelevert i 1981. Undersøkelseshull 15/12-5 ble boret i et nord-østlig segment av en struktur som ble påvist

med 15/12-4. 15/12-4 ble ikke testet idet man her påtraff en svært tynn oljesone helt på den sør-vestlige flanke av strukturen. 15/12-5 påviste olje i et sandsteinsreservoar av jura alder. Størrelsene på ressursene er ennå ikke klarlagt.

Blokk 25/2

Undersøkeshull 25/2-10 er boret på en tidligere tilbakelevert del av blokk 25/2. Området er nytildelt som utvinningstillatelse 112 med Elf som operatør. 25/2-10 er boret på en ny struktur øst for Friggfeltet. Letehullet påviste gass og olje i to lag av henholdsvis oligosen og eosen alder. På grunn av tekniske problemer ble ikke hydrokarbonene testet, og nytt hull skal bores med dette for øye. Prøver (RFT) tyder imidlertid på at oljen er for tykflytende til å kunne produseres.

Blokk 25/6

Undersøkeshullet 25/6-1 er boret på øst-siden av Utsirahøyden for å teste hydrokarbonpotensialet i Stordbassenget. Selv om det ble påvist lett olje i sandsteiner av midtre jura alder, er ressursene ubetydelige. Hullet ble testet og maksimal produksjon var 300 Sm³ olje og 39 000 Sm³ gass pr dag gjennom en 8 mm dyseåpning.

Blokk 29/3

Total har, som operatør på utvinningstillatelse 119, boret undersøkeshullet 29/3-1 på grenseblokken mot britisk sektor litt sør for Brent- (Storbritannia) og Gullfaks-feltene. Det ble påvist gass og olje i sandsteiner av midtre jura alder. Hullet er testet og maksimal produksjon var 667 Sm³ gass og 540 000 Sm³ olje pr dag.

Blokk 30/6

Undersøkeshull 30/6-17 ble boret vest på Osebergfeltets Alfa-struktur for å påvise olje og gass i Statfjord formasjonen. Hullet ble imidlertid noe feilplassert og traff oljeførende lag av midtre jura alder (Cook formasjonen), mens Statfjord formasjonen var vannførende. Oljesonen ble testet og produserte 570 Sm³ olje pr dag og 80 000 Sm³ gass pr dag gjennom en 17,5 mm dyseåpning. Det ble besluttet å avvigsbore for å forsøke å treffe det planlagte målet. Undersøkeshull 30/6-17A påviste kun gass i ett høyere nivå av Cook formasjonen. Det ble ikke testet.

Undersøkeshull 30/6-19 er boret på en separat forkastningsblokk nord for Beta-strukturen, nordøst i blokk 30/6. Det ble påvist olje i sandsteinslag av midtre jura alder. Beste test produserte meget gode 1320 Sm³ olje og 71 380 Sm³ gass pr dag gjennom en dyseåpning på 23,7 mm. Oljens tetthet er 0,83 g/cm³.

Blokk 31/4

Norsk Hydro boret 31/4-8 som avgrensningshull på Brage-strukturens sør-vestre flanke og påviste olje i

sandsteiner av undre jura alder. Maksimal produksjon var 983 Sm³ olje og 27 000 Sm³ gass pr dag gjennom en 17,5 mm dyseåpning. Brage-feltet består av reservoarer på flere nivåer, og dette hullet bekrefter tilstedeværelsen av olje også i det underste av reservoarene. Resultatet er positivt og Oljedirektoratets arbeide med nye ressursanslag for Brage-feltet ventes fullført tidlig i 1987. Foreløpige vurderinger tyder på økte ressurser i forhold til tidligere anslag.

Blokk 34/4 og 34/7

Saga som er operatør for utvinningstillatelsene 057 og 089, har hatt et høyt aktivitetsnivå i området i hele perioden. 34/4-6 er et avgrensningshull nord på Snorre-feltet. Topp reservoar kom inn dypere enn forventet med den følge at man får en viss reduksjon i ressursene på denne delen av feltet. Maksimal produksjon var 1180 Sm³ olje pr dag gjennom en 12,7 mm dyseåpning.

Undersøkeshull 34/7-8 er boret på en separat struktur sentralt i blokken, like syd for Snorre-feltet. Det ble påvist olje i sandsteiner av øvre og undre jura alder. Det ble utført 3 tester og beste test produserte 1300 Sm³ olje pr dag gjennom en 17,5 mm dyseåpning.

Hull 34/7-9 er et avgrensningshull sentralt på Snorre-feltet. Det påviste olje i sandsteiner av øvre og undre jura alder. Maksimal produksjon fra det øverste reservoaret var 1400 Sm³ olje pr dag gjennom en 16,9 mm dyseåpning.

Hull 34/7-10 er et undersøkeshull på den sørøstre flanke av Snorre-feltet. Det ble påvist olje i sandsteiner av midtre jura alder. De gode testresultatene bekrefter at denne delen av strukturen har gode produksjonsegenskaper. Maksimal produksjon var 970 Sm³ olje pr dag gjennom en 12,5 mm dyseåpning med et gass/oljeforhold på 36 Sm³/Sm³.

Blokk 34/8

Dette var den mest ettertraktede blokken i 10. tildelingsrunde. Det ble stilt store forhåpninger til undersøkeshull 34/8-1. Selv om hullet påviste gass og olje i sandsteinslag av midtre jura alder, var resultatet skuffende. Funnet som inneholder vesentlig gass over en tynn oljesone, er relativt lite. Selv om det finnes noen mindre strukturer igjen er ressurspotensialet i blokken sterkt redusert etter boring av 34/8-2 som var tørr.

Blokk 34/10

34/10-30 ble boret som et avgrensningshull på nordøstre flanke av Gullfaks Sør. Hullet påviste olje og gass i bergarter av nedre jura og trias alder. Svært positivt ved dette hullet var at olje/vann-kontakten ligger betydelig dypere enn tidligere påvist på strukturen. Dette åpner mulighetene for tilleggsressurser mot øst. Funnet ble testet og maksimal produksjon i oljesonen var 1300 Sm³ olje og 130 000 Sm³ gass pr. dag gjennom en 17,5 mm dyseåpning. Maksimal

produksjon i gassonen var 1,2 mill Sm³ gass og 370 Sm³ olje pr. dag gjennom en 19 mm dyseåpning. Som resultat av dette hullet er anslaget for teknisk utvinnbare ressurser i Gullfaks Sør økt fra 37 mill Sm³ olje og 93 mrd Sm³ gass til 43 mill Sm³ olje og 103 mrd Sm³ gass.

Blokk 6406/3

Det var tidligere boret et tørt hull på blokken og forventningene til undersøkelseshull 6406/3-2 på Alfastrukturen var ikke så store. Hullet påviste imidlertid olje i bergarter av midtre jura alder. Det er ennå for tidlig å si noe om størrelsen på ressursene i Alfa-strukturen, men funnet utgjør utvilsomt verdifulle tilleggsressurser i forbindelse med andre funn i området. Resultatene fra 6406/3-2 åpner også mulighetene for nye prospekt mot nord-vest i blokken. Funnet ble testet og maksimal produksjon var brukbare 650 Sm³ olje og 130 000 Sm³ gass pr dag gjennom en 50,8 mm dyseåpning.

Blokk 6407/7

Norsk Hydro har med undersøkelseshull 6407/7-1 gjort et betydelig funn helt sør i blokken, ca. 20 km vest for Draugen-feltet. Reservoaret består av flere adskilte soner med varierende reservoaregenskaper. 6407/7-1 ble testet i 5 soner og maksimal produksjon var god; 740 Sm³ olje og 147 000 Sm³ gass pr dag gjennom en 13 mm dyseåpning. Oljens egenvekt er 0,83 g/cm³. Dette er det samme som for oljen fra Draugen-feltet.

Blokk 6407/9

Shell som er operatør for utvinningstillatelse 093 har boret avgrensningshull 6407/9-6 på den vestlige delen av Draugen-feltet. Det ble som forventet påvist lett olje i sandsteiner av øvre jura alder. Maksimal produksjon ble målt til 1017 Sm³ olje pr. dag gjennom en 22,2 mm dyseåpning. Gass/olje forholdet er 20 Sm³/Sm³.

Blokk 6506/12

Avgrensningshull 6506/12-5 på Smørbukk Syd påviste olje og gass i sandsteinslag av midtre jura alder. Det ble også påvist betydelige mengder olje i sandsteinslag av øvre kritt alder. Beste test i hovedreservoaret (midtre jura) produserte 200 Sm³ olje og 55 000 Sm³ gass gjennom en 19 mm dyseåpning. Test i øvre kritt produserte meget oppløftende 610 Sm³ og 98 000 Sm³ gass gjennom en 16 mm dyseåpning. 6406/3-3 som ble boret på strukturens sydlige flanke var tørr og begrenser følgelig utstrekningen i denne retningen. Oljedirektoratet arbeider med ressursberegninger for strukturen.

Blokk 6507/7

Conoco har boret 4 nye avgrensningshull på Heidrun-strukturen med positive resultater. 6507/7-4 er boret på den sør-vestlige delen av feltet. Hullet påviste olje i sandsteiner av midtre og undre jura

alder. 3 tester ble utført. Maksimal produksjon ble målt til 1034 Sm³ olje og ca 91 000 Sm³ gass pr dag gjennom en 60 mm dyseåpning. Gass/olje forholdet er 88 Sm³/Sm³.

6507/7-5 og 6507/7-5A er boret på to separate forkastningsblokker i den nord-vestlige delen av Heidrun-feltet. Det ble påvist olje i sandsteinslag av midtre jura alder i begge hullene. 6507/7-5 ble testet mens 6507/7-5A ikke kunne testes på grunn av tekniske problemer. Maksimal produksjon ble målt til 954 Sm³ olje og ca 85 000 Sm³ gass pr dag gjennom 36 mm dyseåpning.

Blokk 6507/8

Statoil har som operatør for utvinningstillatelse 124 boret undersøkelseshull 6507/8-1 på Heidrun-feltets østflanke. Hullet påviste gass og olje i bergarter av midtre og undre jura alder. Maksimal produksjon ble målt til 1017 Sm³ olje og ca 45 000 Sm³ gass pr. dag gjennom en 19 mm dyseåpning.

Blokk 7121/5

7121/5-2 er et undersøkelseshull boret på en separat struktur nord-øst for Snøhvit-strukturen, hvor det er påvist olje og gass i sandsteiner av jura alder. 7121/5-2 påviste også olje og gass i sandsteiner av jura alder, men ble ikke testet fordi det ble registrert forholdsvis høye konsentrasjoner av H₂S. Hullet er det østligste som er boret på Tromsø-flaket.

Blokk 7121/7

7121/7-2 er et undersøkelseshull boret på en egen struktur sør for Albatross-strukturen. Det ble påvist gass bergarter av midtre Jura alder. En test ble utført og maksimal produksjon var 510 000 Sm³ gass pr dag gjennom en dyseåpning på 16 mm.

2.2.3.2. Felt under vurdering

Hod

Blokk 2/11 ble tildelt i 1969 med Amoco som operatør. Feltet ligger omlag 12 km sør for Valhall.

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

Hod feltet består av 2 mindre strukturer. Disse er undersøkt med tilsammen 5 letehull; to på Vest-Hod og tre på Øst-Hod. I 1981 ble en brønnhode-ramme innstallert på havbunnen mellom de to strukturene, da feltet på dette tidspunkt ble vurdert som lovende. Letehull 2/11-6 ble sideboret fra rammen. En eventuell senere boring av produksjonshull kan også skje fra brønnhoderammen.

Operatøren har hatt produksjonsvansker på Valhall pga faste partikler i brønnstrømmen, og det antas at produksjonen fra Hod-reservoaret kan gi de samme problemene, og at feltet derfor vanskelig vil kunne la seg produsere fra havbunnskompletterte brønner, som opprinnelig planlagt.

En utbygging av Hod-feltet vil da måtte skje med en brønnhodeplattform, og videre transport av produktstrømmen til Valhall for sluttprosessering.

Før en plan for utbygging og drift kan framlegges mener operatøren at det må børes ytterligere et letehull for eventuelt å kunne påvise ytterligere ressurser. Operatøren har et lavere ressursestimat enn Oljedirektoretet.

Felt omkring Ula

Gyda-feltet (2/1 Nord) er et oljefelt som ligger ca. 25 km sør-øst for Ula-feltet. BP som er operatør for begge disse feltene la fram kommersialitetserklæring for Gyda-feltet 21.10.86. Rettighetshaverne har sluttet seg til kommersialitetserklæringen.

BP vil bygge ut Gyda-feltet med en fast bolig-, bore- og prosess-plattform. Vanddypet er 66 m.

Det vurderes flere transportmuligheter, bl.a bøyelasting av olje. Oljen kan også tenkes transportert i rørledning fra Ula via Ekofisk til Teesside. Rikgassen transporteres i ny rørledning til Ekofisk for viderebehandling.

Oljedirektoratets ressursanslag for Gyda-feltet er $30.5 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ olje og $6 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ gass.

Plan for utbygging og drift forventes i februar/mars 1987. Ifølge planene kan produksjonen starte i 1991.

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

Blokk 2/2 er naboblokken til 2/1 mot øst, med Saga som operatør. Det er også her påvist et lite oljefelt. Vanddypet er svært moderat med 60 m.

De mindre feltene i blokkene 1/3 og 2/2 bør vurderes i sammenheng med eventuell utbyggingsplan for Gyda-feltet.

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

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

Sleipner Vest og satellitter i Sleipner området

Sleipnerområdet omfatter blokkene 15/5, 15/6, 15/8, 15/9 og 16/7.

Tildelingsår, operatør og utvinningstillatelser er som følger:

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

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

Det er gjort i alt seks mindre funn i Sleipner området i tillegg til Sleipner Øst og Sleipner Vest; 15/9 Teta, 15/9 My, 15/8 Alfa S, 16/7 A og H og på en

struktur som strekker seg over grensen mellom 15/5 og 15/6.

Utvinnbare ressurser i disse satellittene er beregnet til $50 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ gass og $19 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ olje.

Utbygging

Sleipner Vest kan bygges ut med 2 plattformer, uavhengig av Sleipner Øst. Alternativt kan feltet fases inn etter Sleipner Øst og benytte ledig prosesskapasitet på Sleipner Øst-plattformen.

Gassen i Sleipner Vest inneholder mye CO_2 i forhold til hva som normalt spesifiseres i salgskontrakter. CO_2 -innholdet kan reduseres enten ved å blande gassen med CO_2 -fattig gass fra andre felt, eller ved å behandle gassen i CO_2 -fjerningsanlegg til havs eller på land. Fjerningsanlegg på land vil antagelig kreve egen rørledning for gassen.

Utbyggingen av feltet er avhengig av at gassen blir solgt.

Satellittfeltene kan antagelig tilknyttes hovedplattformene.

Balder

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

Feltet ble påvist i 1974 ved boring av letehull 25/11-5, hvor olje ble funnet i sandstein av paleocen alder. I blokk 25/8 er det også påvist mindre mengder olje i tilsvarende sandsteinslag.

Det er ennå ikke tatt noen beslutning om utbygging av feltet, og det er ikke boret i denne blokken siden 1981.

De utvinnbare oljeressursene er anslått til $35 \times 10^6 \text{ Sm}^3$.

Ilandsføringssøknad ble levert i desember 1980, men på grunn av kraftig nedjustering av reservene, og derav dårligere økonomi i prosjektet, ble ilandsføringssøknaden trukket tilbake.

Operatørselskapet har feltet under vurdering.

Oseberg-området

Oseberg-området omfatter blokkene 30/2, 30/3, 30/6, 30/9 og 31/4 (fig 2.2.8.b). Selve Oseberg-feltet er vedtatt utbygd og prøveproduksjon startet i 1986. Feltet planlegges å være i produksjon i 1989 (jf kap 2.3.8).

Ressursgrunnlaget

I området er det gjort funn av ulik størrelse i feltene Oseberg, Brage, Veslefrikk, Huldra, 30/6-Beta, 30/6 Kappa, 30/6-Gamma Nord og 30/9-Omega. Oppdagede ressurser fremgår av tab 3.2 og 3.3.

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

Transport

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

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

Utbygningalternativer

Det finnes i utgangspunktet to hovedalternativer for videre utbygning av Oseberg. Det ene alternativet er å fortsette utbygningen av Oseberg som forutsatt i feltutviklingsplanene, dvs med en boring-, bolig- og vanninjeksjonsplattform (DQW) i den nordligste delen av feltet med oppstart i midten av 1990-årene. Alternativt kan den nordlige delen av feltet bygges ut med en egen prosessplattform med oppstart i begynnelsen av 1990-årene.

En produksjons-, bore- og bolig-plattform (PDQ) i Oseberg Nord vil gjøre det mulig å benytte prosessanleggene på Oseberg til behandling av olje fra omkringliggende felt fra siste halvdel av 1990-årene.

Norsk Hydro tar sikte på å legge fram en plan for utbygging og drift (PUD) for Brage i slutten av 1987. Denne vil trolig bli basert på en enkel PDQ-plattform med bruk av støttefartøy i byggeperioden.

I løpet av 1986 ble det foretatt en boring i 30/6-Beta. Dette letehullet førte til en betydelig oppgradering av reservene. Det gjenstår imidlertid mye arbeid før denne del av Oseberg området kan sies å være tilstrekkelig kartlagt, og det foreligger ingen konkrete utbyggingsplaner for dette feltet.

Satellittene på vestflanken av Oseberg vil bli produsert fra undervannsbrønner når det blir ledig prosesskapasitet på Oseberg.

Veslefrikk

Feltet ligger sør-øst i blokk 30/3 som ble tildelt i 1979 med Statoil som operatør.

Det er boret 4 letehull i blokken og 2 letehull på selve Veslefrikk-strukturen. I begge disse hullene ble det påvist olje i 2 forskjellige nivåer i sandsteiner i Brent og Cook formasjonene.

I følge operatøren vil plan for utbygging og drift bli framlagt i februar 1987. Drivverdighetsrapporten ble framlagt for partnerne i november 1986.

Operatøren har anslått total oljeutvinning fra feltet til $36.4 \times 10^6 \text{ Sm}^3$. I tillegg er det anslått å produsere $4.3 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ assosiert gass.

En rekke utbyggingsalternativer har vært vurdert for Veslefrikk-feltet. Den anbefalte utbyggingsløsningen for feltet består av en fast brønnhodeplattform med stålunderstell som installeres over en ramme med 6 forhåndsborede brønner.

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

Utbygningen er beregnet å koste ca. 5.5 mrd kr. inkludert brønnkostnader. Dette er en betydelig kostnadsreduksjon i forhold til de konseptene som tidligere har vært planlagt for Veslefrikk.

De lave kostnadene og den korte byggetiden gjør at feltet er lønnsomt selv med dagens oljepriser.

Dersom planen for utbyggingen godkjennes våren 1987, regner operatøren med at feltet vil være produksjonsklart allerede sommeren 1989.

En oljerørledning tilkoples Oseberg feltsenter for transport av olje til Sture-terminalen. Gass kan transporteres via Statpipe-systemet eller benyttes til injeksjon på Oseberg.

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

Blokk 34/10 ble tildelt i 1978 med Statoil som operatør, jfr beskrivelsen av Gullfaks, kap 2.3.10.

Gullfaks Sør ligger midt i blokken (omlag 9 km sør for Gullfaks feltet). Beta ligger i sør-vest og Gamma i sør-øst i blokken.

Gullfaks Sør er strukturelt komplisert. Det er observert flere uavhengige gass/olje-, gass/vann- og olje/vann-kontakter på feltet. Det er påvist hydrokarboner i sandsteiner av midtre og undre jura og av trias alder.

Det er hittil boret fire hull i Gullfaks Sør og ett i hver av Beta og Gamma. Hull 34/10-30 ble boret våren 1986 på den østlige delen av Gullfaks Sør. Det ble påvist gass og olje i sandsteiner fra undre jura og olje i sandsteiner fra trias. Det ble ikke påvist olje/vann kontakt i trias.

Statoil planlegger et nytt hull på Gullfaks Sør våren 1987.

Ressurser

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

Oljedirektorates anslag for oppdagede ressurser:

Gullfaks Sør:	$45 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ olje og kondensat
	$88 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ gass
34/10 Beta:	$8 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ olje og kondensat
	$22 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ gass
34/10 Gamma:	$2 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ kondensat
	$28 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ gass

En utbygging av Gullfaks Sør må fremmes for myndighetene som egen sak. Statoil planlegger å legge fram plan for utbygging og drift høsten 1987, men tidsplanen er usikker.

Flere plattformløsninger vurderes, både en plattform med delvis prosessutstyr og overføring av stabilisert olje til Gullfaks-feltet for sluttprosessering, og egen fullprosessplattform.

Nåværende planer for Gullfaks Sør innebærer mulighet for produksjonsstart i 1992.

33/9 Alfa og Beta.

Alfa og Beta-strukturene i blokk 33/9 ligger henholdsvis like øst og nord for Staffjord-feltet. Alfa-

strukturen strekker seg inn i blokk 34/7. Det er boret to hull på Alfa, 33/9-7 og 34/7-5. Beta-strukturen antas også å strekke seg inn i 34/7. Det er boret et hull, 33/9-8, på Beta strukturen.

Innsamling av nye seismiske data er ferdig i 1986. Det planlegges et avgrensingshull på Alfa i 1987.

Ressursgrunnlag

Oljedirektoratets anslag for utvinnbare ressurser er:

Alfa: 19×10^6 Sm³ olje og 2.5×10^9 Sm³ gass

Beta: 39×10^6 Sm³ olje og 2×10^9 Sm³ gass

Utbyggingsløsning

Produksjonsstart er planlagt for Alfa i 1993 og Beta i 1994. Operatøren har i de senere år utredet alternative utbyggingsløsninger. Løsningene har vært basert på å utnytte framtidig ledig kapasitet på Statfjord C. Trykket i reservoaret kan holdes oppe ved hjelp av vanninjeksjon.

Snorre

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

Det ble i 1987 boret og testet tre letehull på Snorre-feltet. 34/4-6 ble boret som et avgrensingshull mot nord på strukturen. Hullet påviste olje i sandsteiner av trias alder. 34/7-9 er boret som avgrensingshull sentralt på strukturen like sør for blokkgrensen mot 34/4. Hullet påviste olje i sandsteiner av andre jura alder. Resultatene fra produksjonstestene var gode.

Undersøkelseshull 34/7-8 ble boret på en mindre separat struktur, C-strukturen, sør for Snorre. Det ble påvist olje i sandsteiner av øvre og andre jura alder. Olje/vann-kontakten ligger høyere enn på Snorrefeltet. Dette viser at oljereservoarene på Snorre og på C-strukturen ikke er i kommunikasjon. Ressursmengdene i C-strukturen er små.

Ressursgrunnlaget

Det er nå boret 10 letehull på Snorrefeltet, 34/4-1,4 og 6, og 34/7-1,3,4,6,7,9 og 10. Alle hullene har påvist olje med assosiert gass, men uten gasskappe. Olje er påvist i sandsteiner av andre jura og trias alder. Snorre-feltet er strukturelt komplekst. Dybden til reservoaret er ca 2500 m. Boring og testing har påvist tre ulike olje/vann-kontakter. Den dypeste kontakten er i den vestlige delen av feltet. Oljedirektoratet har i 1986 avsluttet en ny evaluering av Snorre. Oljedirektoratets anslag over utvinnbare ressurser er 146×10^6 Sm³ olje og 16×10^9 Sm³ gass.

Utbyggingsløsning

Vanndypet varierer over feltet fra 300 m i sør til 370 m i nord. Operatøren har utredet en rekke konsepter for feltutbygging. Det mest aktuelle konseptet synes å være bruk av en strekkstagplattform. Utbyg-

gingen vil sansynligvis starte på den sørlige delen av feltet. To alternativer finnes for å produsere den nordlige delen av feltet: enten flytting av strekkstagplattformen eller en utbygging med havbunnskompletterte brønner. Det er ikke fastsatt hvilken prosesseringsgrad som er mest hensiktsmessig for feltet. Ved delvis prosessering synes videretransport til Statfjord å være det mest realistiske alternativet. Produksjonsstart er planlagt til 1992.

HALTENBANKEN

Tyrihans

Det er boret to undersøkelseshull på feltet som består av to strukturer, en med gass/kondensat og en med tynn oljesone og gasskappe. Ressursene er 15.7×10^6 Sm³ olje/kondensat og 40×10^9 Sm³ gass.

Midgard

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

I en av forkastningsblokkene er det påvist en tynn oljesone som kan være vanskelig å utvinne da den ligger mellom en stor gasskappe og en vannsone.

Feltet kan antagelig produseres ved trykkavlastning.

Oljedirektoratet har beregnet utvinnbare ressurser til 103×10^9 Sm³ gass og 22×10^6 Sm³ olje

Draugen

Seks letehull er boret på feltet. Reservoaret er godt kartlagt. Det er langstrakt og tynt, og oljekolonnen varierer fra 11 til 40 m og inneholder lett olje med et lavt olje/gass forhold. Reservoaregenskapene er svært gode. Feltet planlegges produsert via vanninjeksjon. Det er ennå ikke klarlagt hvordan den assosierte gassen vil bli brukt. På bakgrunn av ny kartlegging og reservoartekniske studier har Oljedirektoratet oppgradert ressursanslaget for feltet til 64×10^6 Sm³ olje og 4×10^9 Sm³ gass.

Smørbukk og 6506/12 Beta

I løpet av 1986 er det boret et nytt letehull i hver av strukturene. Strukturene er kompliserte med flere isolerte reservoarformasjoner. Reservoarvæskene er nær det kritiske punkt. Hullet i Beta strukturen ga svært overraskende resultater. Det vil være nødvendig å skyte 3D seismikk og bore minst ett nytt letehull for å avklare ressursanslaget for denne strukturen. Hullet i Smørbukk-strukturen var som forventet. Analyser av reservoarvæskene og reservoaregenskapene har vist at denne strukturen sannsynligvis vil bli produsert via trykkavlastning. Oljedirektoratet har ikke foretatt nye vurderinger av sine ressursanslag for denne strukturen basert på produksjon ved trykkavlastning. Slike studier vil bli foretatt i 1987.

Oljedirektoratets ressursanslag for Smørbukk er derfor for høye. Anslagene er 60×10^6 Sm³ kondensat

sat og $83 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ gass. Ressursanslaget for Beta strukturen er revurdert før resultatene fra det siste hullet forelå. Disse resultatene vil sannsynligvis redusere ressursanslaget ytterligere. Oppdatering av anslagene er planlagt i 1987. De foreløpige ressursene er $48 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ olje/kondensat $36 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ gass.

Heidrun

Det er til nå boret seks letehull på strukturen hvorav ett i blokk 6507/8. Strukturen består av to reservoarformasjoner og er sterkt forkastet. Reservoarene inneholder tung olje med gasskappe. Vanninjeksjonen vil være den viktigste produksjonsmekanismen for feltet. Oljedirektoratet har evaluert strukturen på ny og er i ferd med å avslutte reservoartekniske studier av feltet. Ressursanslaget er på denne bakgrunn oppgradert fra 1985. Ressursanslaget er nå 127×10^6 mill Sm^3 olje og $40 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ gass.

Operatøren leverte drivverdighetserklæring 1.12.86.

6407/7

Lete hull nummer to er under boring på denne strukturen. I det første hullet ble det påvist olje. Strukturen er sterkt forkastet og det er ennå for tidlig å gi et sikkert overslag over ressursene for hele strukturen. Ressursene som er oppgitt i tabell 3.4.4 er basert på det første letehullet.

6406/3

Lete hull nummer to i denne blokken påtraff reservoarsandstein som var oljefyllt. Strukturen er lang og flat og kan ha et stort potensiale. Det vil kreve flere hull for å avklare dette og Oljedirektoratet har ikke utført ny evaluering etter boringen.

Utbyggingsplaner

De siste års aktivitet på Haltenbanken har vist at området er et prospektivt område. Det er gjort ni funn i området. Planleggingen med hensyn til utbygging er kommet langt. Ressursgrunnlaget for området er i størrelsesorden $300 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ olje/kondensat og $300 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ gass. For Draugen er det varslet plan for utbygging og drift (PUD) høsten 1987. For Heidrun planlegger operatøren å legge fram PUD ved årsskiftet 87/88. Disse feltene vil kunne være starten på første produksjonsfase i området. Denne fasen vil hovedsakelig være en oljeproduksjonsfase. Oljedirektoratet er imidlertid svært opptatt av å finne frem til en ressursmessig og samfunnsøkonomisk fornuftig bruk av gassforekomstene allerede i den tidlige oljeproduksjonsfasen i området. Avhengig av når der vil være et gassmarked, vil felt med hovedsakelig gassressurser kunne fases inn.

Områdevurderinger

Haltenbank-området er en ny olje- og gassprovins uten eksisterende infrastruktur. Dette gir en unik

mulighet til å planlegge utbyggingen i og transport fra området på en rasjonell måte. Oljedirektoratet har i lengre tid arbeidet med å kartlegge verdien av samordning. Særlig på transportsiden synes det å være mulig å oppnå fordeler ved en samordning. For å oppnå disse fordeler er det nødvendig med et utstrakt samarbeide mellom myndighetene og operatørselskapene.

TROMS-OMRÅDET

Alle funn i Troms området er gjort i Hammerfestbassenget. Det er tilsammen påvist betydelige mengder gass i feltene Askeladd, Albatross, Snøhvit og blokk 7120/12. I tillegg gjenstår en del uborede prospekter.

Boring og ressurser

Det har vært lav boreaktivitet i Troms-området i 1986. To nye letehull ble boret i Hammerfestbassenget. 7121/7-2 påviste gass i et prospekt sør for Albatross, og 7121/5-2 påviste gass i en tynn oljesone i et lite prospekt nord-øst for Snøhvit-feltet.

To letehull på Lopparyggen, 7120/1-1 og 7121/1-1, ble gjenåpnet og boret ferdig. Resultatet var negativt hva angår hydrokarboner, men reservoarbergarter av relativt stor mektighet ble påvist.

Oppdagede petroleumsressurser utenfor Nord-Norge er anslått til 0.23×10^9 t.o.e. Her er ikke de tynne oljesonene i Hammerfestbassenget tatt med.

Oljedirektoratet har utført en områdestudie i Troms-området, og operatørene for de forskjellige feltene har utført mulighetsstudier for utbygging av feltene. Økonomiske beregninger viser imidlertid at det er ulønnsomt å bygge ut Troms-området i dag.

Ny teknologi og høyere priser på LNG-produkter kan endre dette bildet.

2.2.3.3 Felt erklært drivverdige

Operatørene har erklært følgende felt drivverdige: Sleipner Øst, Gyda, Heidrun og Veslefrikk.

2.3 Felt under planlegging, utbygging og i produksjon

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

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

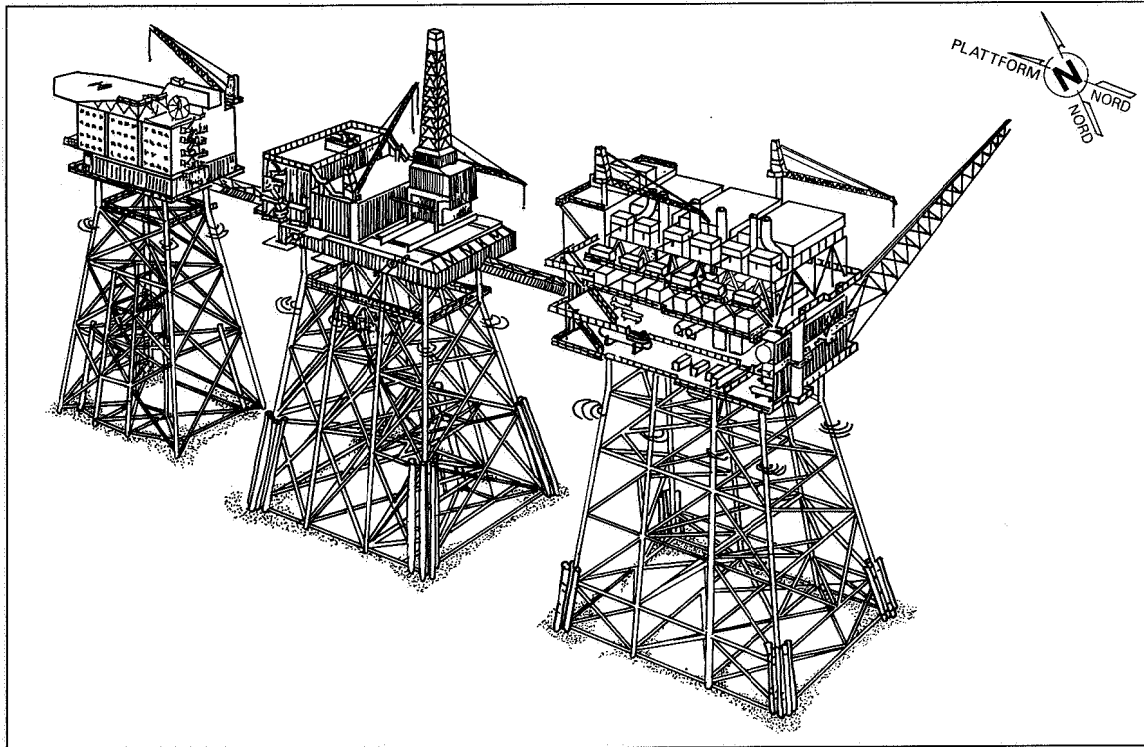
2.3.1 Valhall

Utvinningsstillatelse 006

Rettighetshavere

Amoco Norway Oil Company	28,33 %
Amerada Petroleum Corporation of Norway	28,33 %

FIG. 2.3.1.a
Installasjoner på Valhall



Texas Eastern Norway Inc	28,33 %
Norwegian Oil Consortium A/S & Co	15,00 %

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

Valhall-feltet ligger hovedsakelig i blokk 2/8 (fig 2.3.3.a). Den sørlige delen av feltet strekker seg inn i blokk 2/11, utvinningstillatelse 033. I denne utvinningstillatelsen har hver av de ovennevnte selskaper en andel på 25%.

Produksjonsanlegg

Utbyggingen omfatter en bolig-, en bore-, en produksjons- og en stigerørsplattform. De tre førstnevnte plattformene er plassert på Valhall-feltet og knyttet til hverandre med broforbindelse. Fig 2.3.1.a viser disse installasjonene. Stigerørsplattformen som Phillips Petroleum Company Norway har operatøransvaret for, er tilknyttet Ekofisk-tanken.

Oljen blir adskilt på Valhall ved hjelp av to separasjonsenheter før den blir pumpet til Ekofisk-anlegget hvor den måles og ledes videre inn i Teesside-rørledningen. Gassen komprimeres, tørkes og duggpunktkontrolleres på produksjonsplattformen før den sendes i ledning til Ekofisk-anlegget hvor den måles og sendes videre inn i Emden-ledningen. De tyngre gassfraksjonene, NGL, bli adskilt på Valhall gjennom et fraksjoneringstårn, og injiseres deretter i oljen.

Utnyttelse av forekomstene

Valhall kan, geologisk og reservoarmessig, sammenlignes med feltene i Ekofisk-området. Produksjonen startet i november 1982 og pr. 31.12.86 er det i alt 19 produksjonsbrønner på plattformen.

Det har vært store problemer med de mekaniske egenskapene til bergartene i Valhall-feltet. Dette har vist seg først og fremst ved at formasjonen har tettet til produksjonsbrønnene. Dette har gjort at man aldri har fått produsert så mye olje fra Valhall pr dag som opprinnelig planlagt.

I tillegg til problemene med å opprettholde produksjonen fra feltet, har man nå konstatert at feltet synker. Basert på to målinger med et halvt års mellomrom er det observert i alt ca. 30 cm innsynkning. Innsynkningen skyldes reduksjonen av poretrykket i reservoaret. Potensialet for videre innsynkning og beslektede problemer vil bli kartlagt i 1987.

Gassbrenning

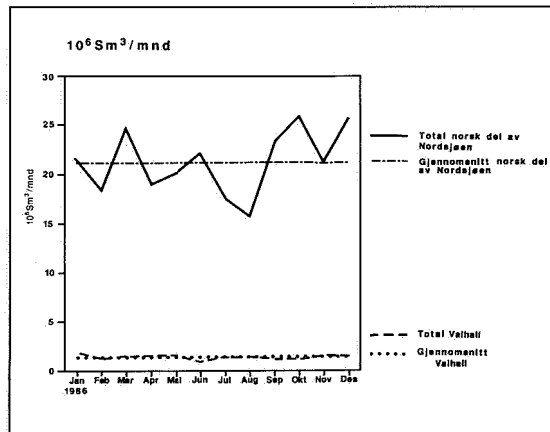
Mengden av gass brent på Valhall-feltet var gjennomsnittlig $0.045 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ pr døgn i 1986, tilsvarende 3.3 % av total gassproduksjon (fig 2.3.1.b).

Brennegrensen er $0.150 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ pr. døgn.

I løpet av året har det vært få prosessstekniske problemer og dermed høy prosessregularitet.

Gass er hovedsakelig brent pga kompressorproblemer.

FIG 2.3.1.b
Gass brent på Valhall



Kostnader

Totalt investeringskostnader antas å bli ca 9,1 mrd kroner i fast 1986 kroneverdi.

Målesystemer

Olje- og gassmålesystemer er installert på 2/4-G plattformen, og det er utført inspeksjoner på disse systemene.

Vedlikehold

Valhall-feltet har fått nytt databasert vedlikeholdssystem som synes å virke bra. Utsiftingen av lite hensiktsmessig utstyr har fortsatt.

2.3.2 Tommeliten

Utvinningsstillatelse 044

Rettighetshavere:

Den norske stats oljeselskap	50.000 %
Phillips Petroleum Company Norway	28.870 %
Norske Fina A/S	15.000 %
Norsk Agip A/S	9.130 %

Utvinningsstillatelse 044 ble tildelt 27. august 1976 og omfatter blokk 1/9, sør-vest for Ekofisk-området (fig 2.3.3.a).

Feltet ble oppdaget ved boring av letehull 1/9-1 i 1977. Plan for utbygging og drift ble lagt fram og godkjent i første halvdel av 1986. Phillips Petroleum Company Norway deltar ikke i utbyggingen av feltet, så rettighetshavere i Tommeliten blir:

Den norske stats oljeselskap	70.640 %
Norske Fina A/S	20.230 %
Norsk Agip	9.130 %

Utbygging.

Feltet vil bli utbygget med havbunnskompletterte brønner og full brønnstrømsoverføring og oppkobling til Edda-plattformen. På Edda vil det bli foretatt 1. trinns separering, vannfjerning og måling, før gass og kondensat transporteres videre gjennom

eksisterende rørledninger for sluttbehandling på Ekofisk Senter.

Utbyggingen er planlagt i fire faser. Fase 1 og 2 vil være utbygging av Gamma-strukturen. Alfa-strukturen kan bli utbygget i fase 3 og 4.

I alt er feltet planlagt utbygget med 14 brønner, 7 på hver av strukturene. De fire fasene vil komme etter hverandre i tid slik at et stabilt produksjonsplatå på 1.1 mrd. Sm³ gass pr. år kan opprettholdes lengst mulig.

Produksjonen vil starte fra fire brønner medio 1988, (fase 1). Tidspunkt for oppstart av fase 2 og den videre utbygging av feltet, vil være avhengig av avsetningsmulighetene for gassen.

Produksjonsboring på feltet startet 22.09.86, og det andre produksjonshullet er under boring ved årsskiftet.

Utnyttelse av forekomstene.

Tommeliten-feltet består av to strukturer, Alfa-strukturen i sør og Gamma-strukturen i nord. I begge strukturene er det påvist gass/kondensat. De hydrokarbonførende bergartene er representert ved Ekofisk- og Tor-formasjonen, der Tor-formasjonen er den beste reservoarbergarten. Gamma-strukturen har de beste produksjonsegenskapene.

Oljedirektoratet anslår de utvinnbare reservene til 16.8 mrd. Sm³ gass. Utvinningsstrategi for feltet vil være produksjon ved hjelp av reservoarets naturlige drivmekanisme.

Kostnader.

Totalt kostnader for en full utbygging antas å bli i underkant av 5 mrd. i fast 1986-kroneverdi.

2.3.3 Ekofisk-området

Utvinningsstillatelse 018

Rettighetshavere

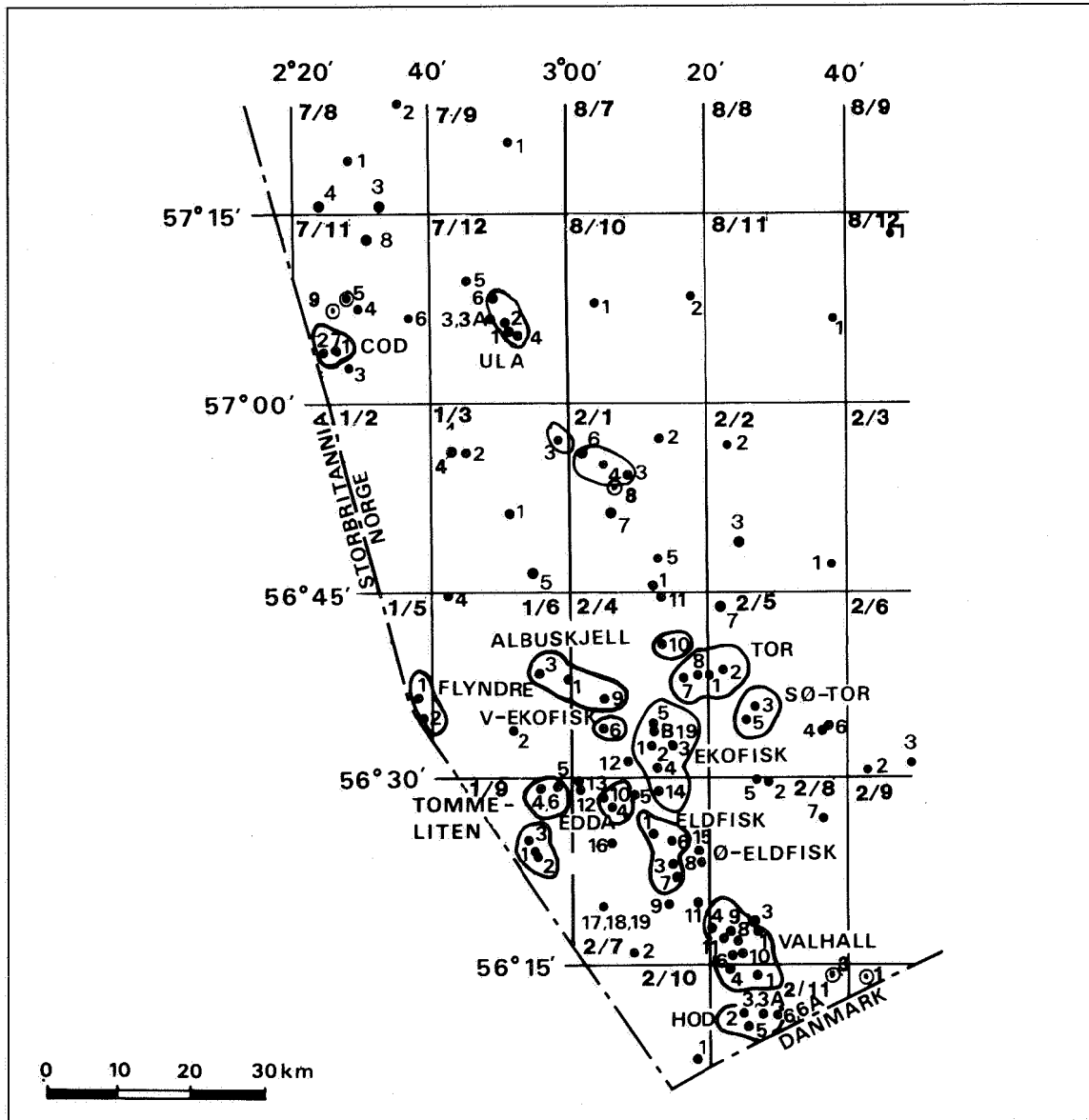
Phillips Petroleum Co Norway A/S	36,960 %
Norsk Fina A/S	30,000 %
Norsk Agip A/S	13,040 %
Norsk Hydro Produksjon A/S	6,700 %
Elf Aquitaine Norge A/S	8,094 %
Total Marine Norge A/S	4,047 %
Eurafrep Norge A/S	0,456 %
Coparex Norge A/S	0,399 %
Cofranord A/S	0,304 %

Ovennevnte selskap («Phillipsgruppen») har rettighetene til feltene Ekofisk, Vest Ekofisk, Cod, Eldfisk og Edda (fig 2.3.3.a). De to førstnevnte feltene ligger i blokk 2/4. Cod ligger i blokk 7/11 og Eldfisk og Edda i blokk 2/7.

Albuskjell er fordelt mellom utvinningsstillatelsene 018 og 011 og Tor mellom 018 og 006. Albuskjell ligger i blokkene 1/6 og 2/4, og Tor-feltet i blokkene 2/4 og 2/5. Fordelingen er følgende:

Albuskjell: Utvinningsstillatelse 018	
«Phillips-gruppen»	50 %
Utvinningsstillatelse 011	
A/S Norske Shell	50 %

FIG. 2.3.3.a
Ekofisk-området



Tor:	Utvinningsstillatelse 018	
	«Phillipsgruppen»	75,3612 %
	Utvinningsstillatelse 006	
	«Amoco-gruppen»	24,6388 %

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

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

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

Feltene er utbygget i fire faser:

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

- Fase 2: Utbygging av installasjonene på Ekofisk.
- Fase 3: Utbygging og tilknytning av feltene Vest-Ekofisk, Cod og Tor til Ekofisk Senter, samt legging av en oljerørledning til Teesside og en gassrørledning til Emden. Ledningene ble satt i drift i henholdsvis oktober 1975 og september 1977.
- Fase 4: Utbygging og tilknytning av feltene Eldfisk, Edda og Albuskjell til Ekofisk Senter.
- Fase 5: Installering av en ny installasjon for vanninjeksjon på Ekofisk-feltet.

Fase 5 og problemene med innsynkningen på Ekofisk-feltet er kommentert nedenfor.

Figur 2.3.3.b viser en oversikt over installasjonene i Ekofisk-området.

Innsynkning på Ekofisk

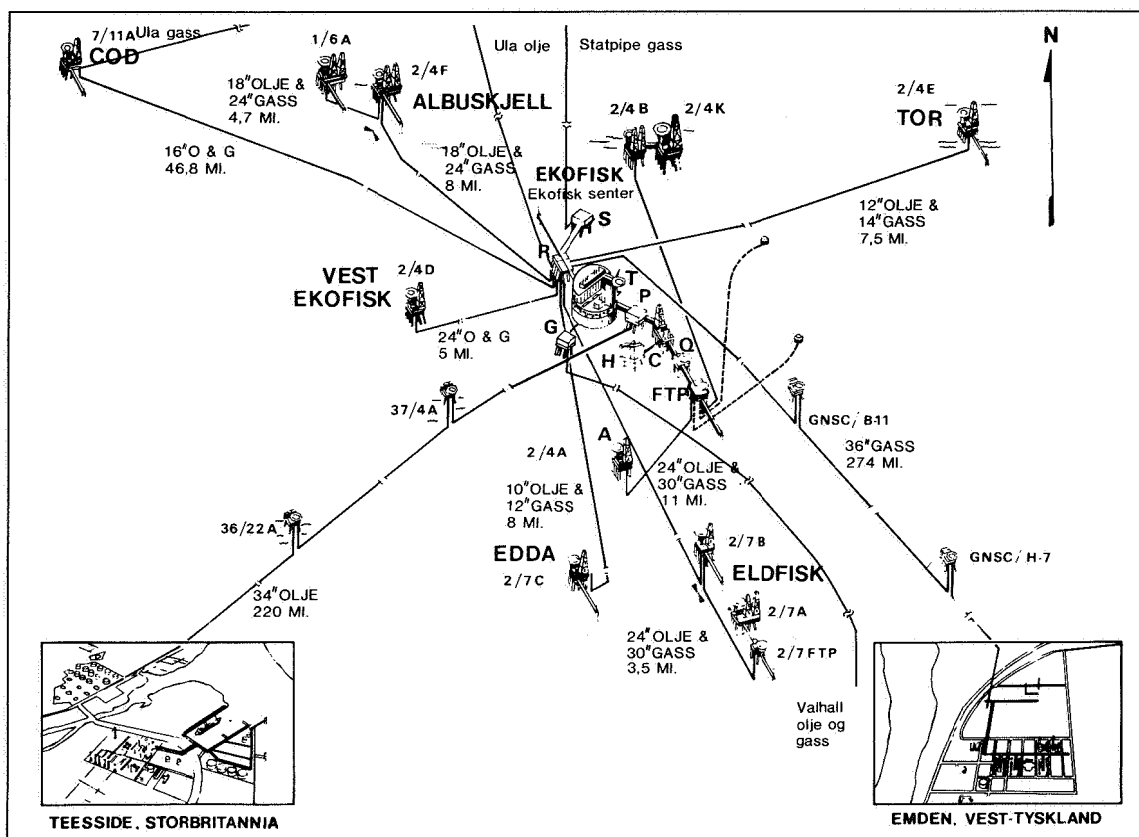
I november 1984 ble det konstatert at havbunnen ved Ekofisk Senter hadde sunket. Målinger som er utført siden anslår en total innsynkning per 31.12.86 på ca 3,8 meter. Innsynkningsraten i perioden 1980-86 er beregnet til 0,4-0,5 meter pr. år med en viss reduksjon mot slutten av perioden.

Innsynkningen på Ekofisk kommer av at petroleum produseres fra Ekofisk reservoaret tre km under havbunnen. Bergarten, som oljen og gassen ligger i, er forholdsvis løs og presses sammen etter som poretrykket avtar. Trykket av oljen og gassen sammen med bergartens styrke, har tidligere utgjort en kraft som har vært istand til å holde de tre km med overliggende bergarter oppe. Når trykket reduseres føres en større del av belastningen over på bergarten. Bergarten tåler ikke belastningen, avtar i volum og blir mer kompakt. Tidligere var man også klar over at reservoarvolumet ville reduseres, men det var ikke ventet at dette ville vise seg på overflaten. Det er fortsatt visse usikkerheter knyttet til hvordan reservoar-volum reduksjonen overføres til innsynkning og om det er andre kilder som bidrar til innsynkningen.

Flere uavhengige studier av bergartenes egenskaper er utført. Disse konkluderer med at styrken svekkes med økende porøsitet. Det er fortsatt gjenstående variable som ikke er undersøkt mht til deres påvirkning på potensialet for innsynkning. Oljedirektoratet har i 1986 vært engasjert gjennom egne studier av innsynkningen og har gjennom bruk av

FIG. 2.3.3.b

Anlegg for felt i Ekofisk-området med tilknytning fra Ula og Statpipe



eksterne konsulenter og eget fagpersonell fulgt operatørens arbeide.

I tillegg til innsynkningen er det sannsynlig at det vil oppstå flere problemer med reservoaret på grunn trykkavlastningen. Brønnenes manglende stabilitet er et økende problem på Ekofisk. Det er gjennom studier utført av operatøren, påpekt at trykkavlastningen er en vesentlig årsak til at brønner deformeres. På grunn av at bergarten blir mer kompakt fryktes det fortsatt at det kan skje endringer i strømningssegenskapene i bergarten som kan medføre at større petroleumsmengder enn tidligere beregnet må etterlates i reservoaret ved slutten av levetiden for feltet.

Den neste måten å forhindre videre innsynkning og andre problemer relatert til trykkavlastningen, er å begrense trykknedgangen. Dette kan gjøres gjennom injeksjon av medier som naturgass, nitrogen-gass og/eller vann. Operatøren er i ferd med å undersøke potensialet for injeksjon av gass og vann videre.

Ekofisk-feltets sentrale posisjon i nåværende og fremtidig transportløsninger av gass til kontinentet gjør det enda mere påkrevet å fortsette å arbeide med forståelsen av innsynkningen.

Innsynkningen har ført til behov for å modifisere plattformene i det sentrale Ekofisk-komplekset slik at de kan tåle ytterligere innsynkning. Derfor vil man sommeren 1987 jekke opp dekket på plattformene og forlenge understellet med 6 m.

Operatøren har i 1986 utført siste del av en omfattende analyse av bølgeførholdene i Ekofisk-området. Siste del av analysen er avsluttet og Oljedirektoratet regner med å være ferdig med vurdering av analysen i begynnelsen av 1987.

Både operatøren og Oljedirektoratet har arbeidet med planlegging av framtidige tiltak som kan bli aktuelle dersom innsynkningen fortsetter i årene framover.

Vanninjeksjonsprosjektet

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

Vanninjeksjonen krever en egen plattform som er i ferd med å installeres på feltet. Arealmessig forventes det at denne plattformen vil nå to tredjedeler av reservoaret. Vanninjeksjonen foreløpig er begrenset til den ene av to formasjonene på feltet, noe som betyr at en tredjedel av reservene vil bli påvirket av vanninjeksjon i første omgang. Injeksjon vil ventelig starte opp i begynnelsen av august 1987. Ved å installere et nytt boretårn i tillegg til den som alle-

rede er på K-plattformen, håper operatøren å holde tidligere tidsskjema for injeksjon.

Vanninjeksjonen i den nedre delen av Ekofisk formasjonen er under utprøving. Det er erfart store problemer med brønnene som omfattes av dette prosjektet. Derfor vil en mulig avgjørelse om å inkludere Ekofisk formasjonen i vanninjeksjonen på Ekofisk først kunne tas mot slutten av 1987. Det er ventet at spørålet om en eventuell utvidelse av prosjektet til å dekke hele feltet arealmessig også vil kunne komme opp i løpet av 1987.

Gassbrenning

I fase I av Ekofisk-utbyggingen fra 1971 til 1974, ble det drevet prøveproduksjon med lasting fra bøye, og all gass ble brent.

Fra 1977 er gassen blitt ilandført og solgt gjennom Emden-rørledningen, og overskuddsgass er blitt injisert i Ekofisk-reservoaret.

Gass brent i Ekofisk-området i 1986 var gjennomsnittlig $0.02 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ pr døgn. Dette tilsvarer 0.06 % av total gassproduksjon fra feltene.

Brennegrensen har hele året vært $0.40 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ pr døgn.

Mengden av gass brent fremgår av fig 2.3.3.c.

Målesystem

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

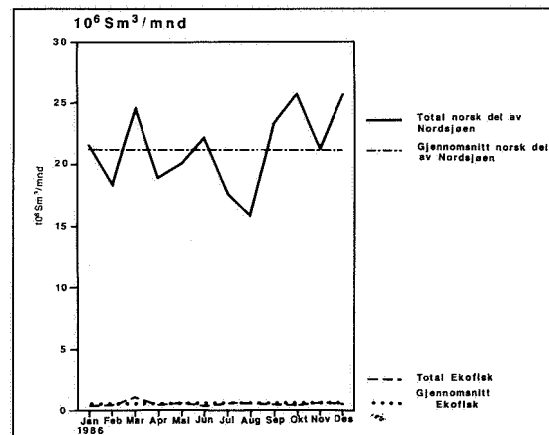
Det er også utført regelmessige inspeksjoner av salgs-målestasjonene i Teesside og Emden.

I Emden er det avholdt møte med tyske myndigheter for å få istand et mer formalisert samarbeid mellom norske og tyske myndigheter.

Kostnader

Totalt kostnader for Ekofisk-området inkludert Tor, Albuskjell, Norpipe og investeringer ifm Ekofisk vanninjeksjon antas å bli ca 82,3 mrd kroner i fast 1986 kroneverdi.

FIG. 2.3.3.c
Gass brent på Ekofisk



Beredskap

Aktiviteten på Ekofisk Senter har medført en økning i personellbehovet slik at det ikke lenger er 200 % dekning med livbåter. Operatøren har foretatt analyser av forholdet og rapportert resultatene til Oljedirektoratet.

Den relativt store adgang til broer som redningsveier gjør at Oljedirektoratet har frafalt kravet om 200 % livbåtdekning.

Oljedirektoratet vil se nærmere på dette forholdet i sin alminnelighet ved framtidig revisjon av regelverket.

I forbindelse med installering av 2/4-K vanninjeksjonsplattformen, ønsket operatøren å benytte et større kranfartøy til også å ivareta innkvartering av i alt 750 personer. Oljedirektoratet gjennomførte i denne sammenheng en større verifikasjon av en tidligere evakuerings-studie utført av operatøren. Undersøkelsen konkluderte med at det i dette tilfellet var forsvarlig å innkvartere et så stort antall personer på en innretning.

Vedlikehold

Operatøren har gjennomført vanlig vedlikeholdsprogram for mekanisk utstyr.

En av kompressorene på 2/4-T har vært gjennom et større vedlikeholdsprogram pga jernoksyd/ruststøv fra Statpipeledningen.

En turbin på 2/4-B var utsatt for inntrengning av vann i oljen, noe som førte til en større overhaling av turbinen i England.

Prosess

Vanninjeksjonen på 2/4-B er gjenopptatt etter 2 1/2 års avbrudd.

Gasstørkeanlegget på 2/4-T er nedstengt og satt ut av funksjon.

Gasstørkeanlegget på 2/4-FTP er fjernet fra plattformen.

Det har på 7/11 Cod og 2/4 T blitt utført modifikasjoner av rørrangementet i forbindelse med mottak av gass og olje fra Ula-feltet.

På 2/4 T er det foretatt modifiseringer av gass-rørledningen til en av kjølerne, samt installasjon av en ny kjøler.

Det er foretatt forberedelser til utnyttelse av spillgass.

Det er foretatt større utskiftninger av elektrisk utstyr for å forbedre kvaliteten på anleggene.

2.3.4 Ula

Utvinningstillatelse 019 A

Rettighetshavere

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

Feltet ligger i blokk 7/12 ca 70 km nordvest av Ekofisk (fig 2.3.3.a). Det ble funnet i 1976 og er erklært drivverdig i desember 1979. BP er operatør for utvinningstillatelsen.

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

Produksjonsanlegg

Utbyggingsløsningen består av tre konvensjonelle stålplattformer for henholdsvis produksjon, boring og boligkvarter (fig 2.3.4.a). Understellene til plattformene ble installert sommeren 1985. Sammenkoblingsarbeidet til havs pågikk i tidsrommet okt 1985 – aug/sept 1986.

Produksjonen startet 6.10.1986 fra den første brønnen. Ved årsskiftet var det boret 3 produksjonsbrønner, og gjennomsnittlig produksjon for desember var 13 900 Sm³ pr døgn.

Enkelte dager er døgnkapasiteten på 15 900 Sm³ utnyttet fullt ut.

Det har forekommet belegg i sikkerhetsventilene som har forårsaket uforutsatte vanskeligheter. Forøvrig har man ikke hatt særlige problemer.

Utnyttelse av forekomstene

Oljedirektoratets anslag for utvinnbare oljereserver er på 30 x 10⁶ Sm³, mens operatørens anslag er noe lavere (25 x 10⁶ Sm³). Ferdig utbygd vil feltet ha 9 produksjonsbrønner og 6 injeksjonsbrønner for vanninjeksjon, som etter planen skal starte i sept 1987.

Det er planlagt en relativt høy platåproduksjon, men Oljedirektoratet regner likevel ikke med at dette vil redusere utvinningsgraden av feltet.

Transport

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

Rørledningen ble installert på havbunnen sommeren 1984. Diameteren er 508 mm (20") og lengden er ca 70 km.

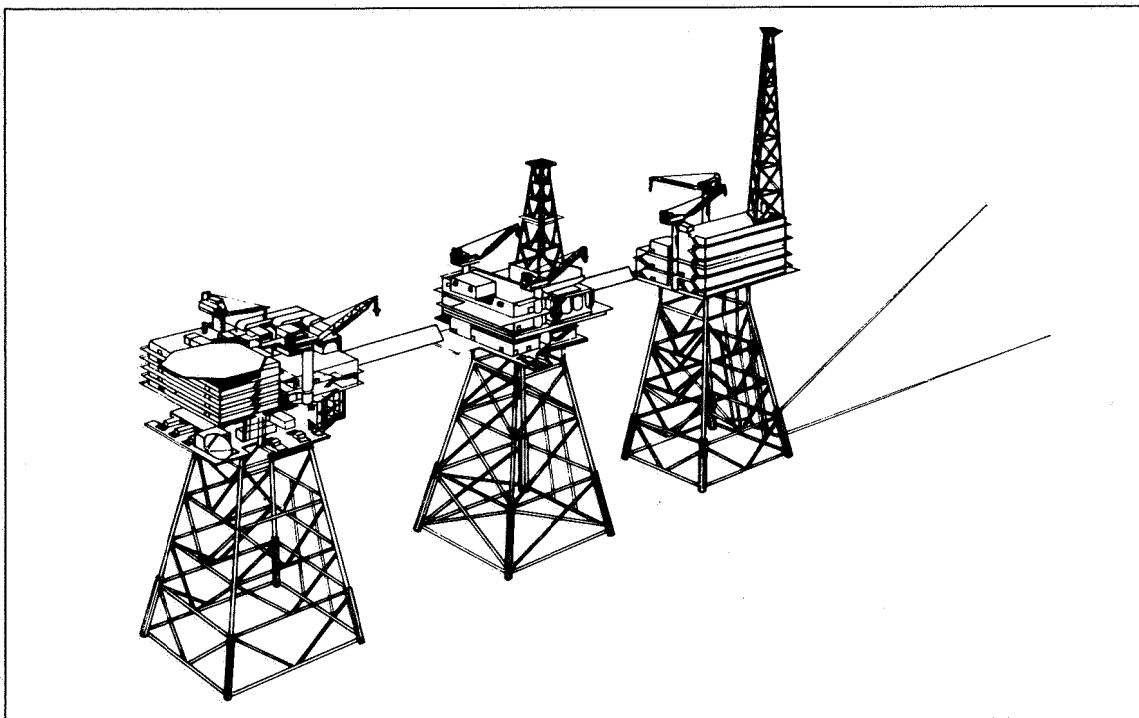
Gassen blir transportert i rørledning til Cod for deretter å bli ført gjennom rørledningssystemet til Emden. Stålrørene ble produsert sommeren 1984, og ble belagt med rustbeskyttelse og vektcape høsten 1984. Rørledning Ula-Cod ble installert og testet våren 1985.

Gassbrenning

Gassbehandlingsanlegget kom i drift 28.10.1986, og inntil da ble gassen brent. Det har siden produksjonsstart blitt brent 26 x 10⁶ Sm³ gass på feltet, tilsvarende gjennomsnittlig 0.30 x 10⁶ Sm³ pr døgn (fig 2.3.4.b).

Samlet over perioden har 34 % av gassproduksjonen blitt brent. Det meste ble brent før gassseksport startet 31.10.86 og senere pga problemer med dehydrator-anlegget.

FIG. 2.3.4.a
Installasjoner på Ula



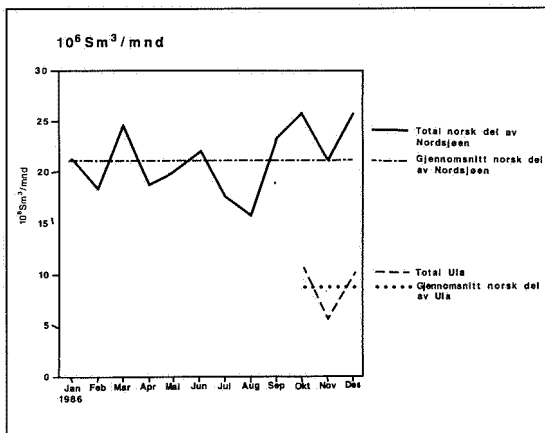
Målesystem

Målesystemene for olje og gass ble installert på Ula-feltet i februar 1986. De ble klargjort på produksjonsplattformen av underleverandør.

De fiskale målingene blir utført på Ula-feltet, mens kontrollmålingene kan utføres ved separat målesystem på Ekofisk R-plattformen.

Målesystemene på Ula-feltet består av 3 målerør hver for olje og gass. Kapasiteten er ca 25 000 Sm³ olje pr døgn.

FIG. 2.3.4.b
Gass brent på Ula



Kostnader

Totale kostnader antas å bli ca 8,7 mrd kroner i fast 1986 kroneverdi.

Beredskap

Installasjonene på Ula-feltet består av 3 stålplattformer. Plattformene er plassert på rekke, forbundet med gangbroer. Boreplattformen er plassert i midten, med boligplattformen og produksjonsplattformen på hver side.

Det er nå gitt aksept for at broen mellom plattformene er å anse som den primære evakueringsmåten. På Ula er det ikke plassert livbåter/flåter på boreplattformen, men 2 livbåter på produksjonsplattformen og 6 på boligplattformen.

2.3.5 Sleipner Øst

Utvinningsstillatelse 046

Rettighetshavere:

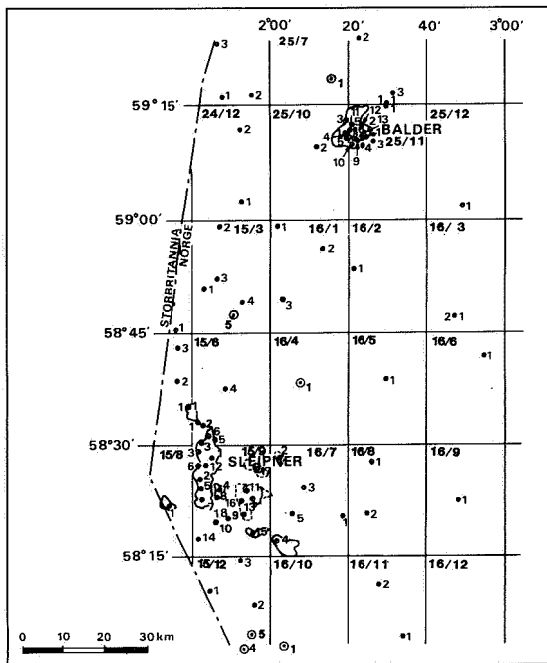
Esso Norge A/S	40.000 %
Norsk Hydro A/S	10.000 %
Den norske stats oljeselskap A/S	50.000 %

Utvinningsstillatelsen ble tildelt i 1976 og omfatter blokkene 15/8 og 15/9. Statoil er operatør for Sleipner Øst, se fig 2.3.5.a

Plan for utbygging og drift av Sleipner Øst ble behandlet av Stortinget 15. desember 1986. Gassen fra feltet er solgt til kontinentet gjennom gassavtalen for Troll/Sleipner. Produksjonsstart er satt til 1993.

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

FIG. 2.3.5
Sleipner- og Balderområdet



Utbygging

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

Kondensatet er planlagt videretransportert til Teesside i England via Ula-Ekofisk-Teesside rørsystemet.

Gassen er planlagt transportert i rørledning til Zeebrugge i Belgia, og gjennom Statpipe/Norpipe-systemet til Emden i Tyskland.

2.3.6 Heimdal

Utvinningsstillatelse 036

Rettighetshavere

Den norske stats oljeselskap a.s.	40,000 %
Marathon Petroleum Norge A/S	23,798 %
Elf Aquitaine Norge A/S	9,639 %
Bow Valley Exploration Norge A/S	8,000 %
Norsk Hydro Produksjon A/S	6,228 %
Total Marine Norsk A/S	4,820 %
Sunningdale Norge A/S	3,875 %
Saga Petroleum a.s	3,471 %
A/S Uglands Rederi	0,169 %

Utvinningsstillatelse 036 ble tildelt i 1971 og omfatter blokk 25/4, som ligger ca 180 km vest-nord-vest for Stavanger (fig 2.3.7.a). For den delen av utvinningsstillatelsen som omfatter Heimdal har Statoil

40 % eierandel. Elf Aquitaine Norge A/S er operatør for Heimdal.

Feltet ble oppdaget i 1972 ved boring av letehull 25/4-1 og ble erklært økonomisk drivverdig i april 1974. Drivverdighetserklæringen ble trukket tilbake i 1976 på grunn av lave gasspriser.

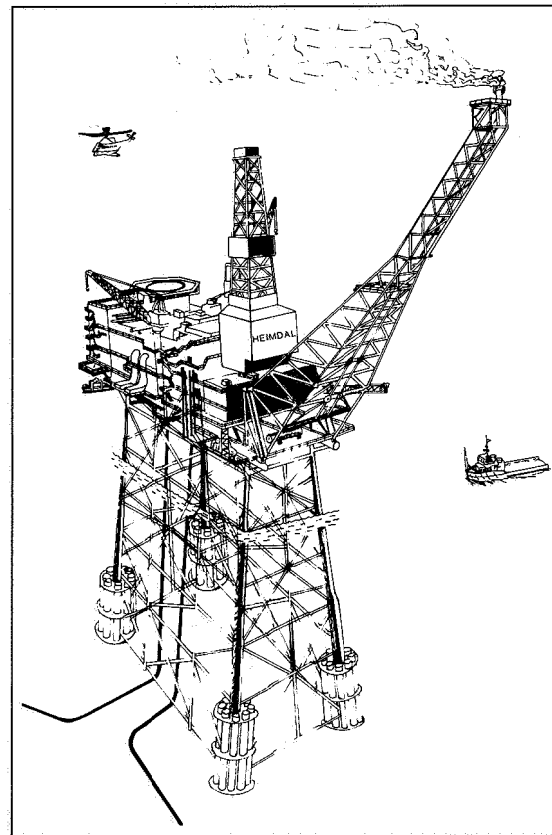
I løpet av 1980 endret gassmarkedet seg, og Heimdal ble sentral i diskusjonen om en ilandføringsløsning for Staffjordgassen. Søknad om ilandføring av gass til kontinentet ble levert i januar 1981 og vedtatt av Stortinget 10.6.81. Ilandførings-søknaden for kondensat ble godkjent i januar 1983.

Utbygging

Reservoaret ligger ca 2 100 m under havflaten i sand av paleocen alder. De totale utvinnbare reserverne er anslått til $34 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ gass og $3 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ olje. Heimdal-feltet er bygget ut med en integrert stålplattform med bore-, produksjon- og boligfunksjon (fig 2.3.6). Installasjonsarbeidene på feltet startet sommeren 1984. Produksjonen startet opp i desember 1985 og leveransen via Emden kom igang i februar 1986.

Produksjonsboring på Heimdal-feltet startet i april 1985. Pr. desember 1986 er det boret 11 produksjonshull; 9 er produksjonsbrønner, 1 er observasjonshull og 1 hull er suspendert.

FIG. 2.3.6
Installasjon på Heimdal



Transport

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

Målesystem

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

Målesystemene består av 3 målerør for gass og 3 for kondensat. Det er utført inspeksjoner av gassmålesystemet. For kondensatmålesystemet er det utført inspeksjon i samarbeid med Department of Energy.

Kostnader

Totale kostnader antas å bli ca 9.4 mrd kroner i fast 1986 kroneverdi.

Beredskap

21.08.1986 falt en av frittfall-livbåtene på Heimdal-feltet ut av daviten. Oljedirektoratet ble kontaktet og en arbeidsgruppe bestående av personell fra operatøren, davitprodusenten og livbåtprodusenten gjennomgikk uhellet, og la fram en foreløpig rapport. På bakgrunn av denne ble det bestemt at samtlige livbåter foreløpig skulle tilbakeføres til konvensjonell opphengning.

Operatøren har siden, i samråd med davitprodusenten, kommet fram til en løsning som skal sørge for at uhell som dette ikke kan forekomme når livbåtene henger i frittfall stilling.

27.11.86 hengte trålen til en fiskebåt seg fast på havbunnen rett utenfor sikkerhetssonen til Heimdal-plattformen (HMP1). Trålen ble ubetydelig skadet. Trykk- og kvantumsmålinger på kondensat-rørledningen ble utført, men skader ble ikke påvist.

8.12.86 oppsto det brann i en oljepumpe på HMP1 (reservepumpe C i «hot oil system»).

Beredskapsprosedyrene for å slukke brannen ble nøye fulgt og brannen ble brakt under kontroll på meget kort tid. Sambandsutstyret til røykdykkerne viste seg å ha store mangler når overrislingssystemene var utløst.

Årsaken til brannen er sannsynligvis oljelekkasje i isolasjonsmateriale rundt vedkommende pumpe.

Produksjon

Bore- og kompletteringsfasen ble avsluttet 3.6.86. Dette var tidligere enn planlagt, noe som skyldes kansellering av en brønn.

Heimdal fikk samtykke til drift tidlig på året og produksjonen kom hurtig opp på normal kapasitet. Starten gikk som planlagt uten spesielle overraskelser.

Produksjonen har gått uten nevneverdige problemer, men den har vært noe lavere enn forventet.

Vedlikehold

Den årlige produksjonsnedstengningen ble foretatt i juni, med det formål bl.a å modifisere monoetylen-glykol-systemet.

2.3.7 Frigg-området

2.3.7.1 Frigg

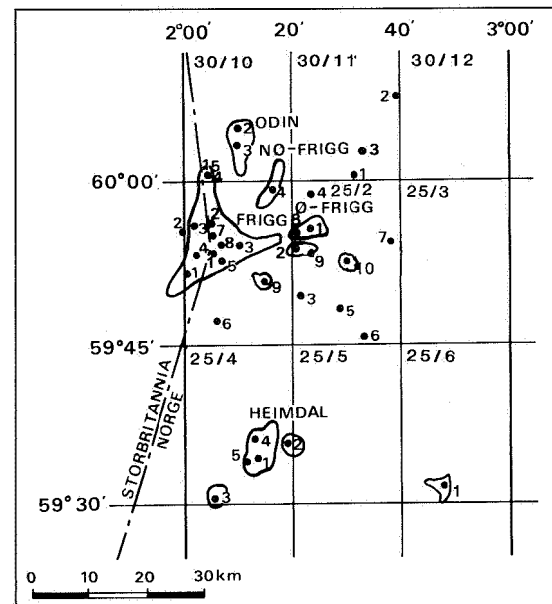
Rettighetshavere

Norsk del (60,82 %) (utvinningstillatelse 024)	
Elf Aquitaine Norge A/S	25,19 %
Norsk Hydro A/S	19,99 %
Total Marine A/S	12,60 %
Den norske stats oljeselskap a.s.	3,04 %
Britisk andel (39,18 %)	
Elf Aquitaine UK Ltd	25,97 %
Total Oil Marine Ltd	12,98 %
BP Ltd	0,23 %

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

Frigg-feltet ligger i blokk 25/1 på norsk sokkel og i blokkene 10/1 og 9/5 på britisk sokkel (fig 2.3.7.a). Feltet er unitisert og 60,82 % av gassreservene anses etter avtale å tilhøre de norske rettighetshaverne og de resterende 39,18 % tilhører de britiske rettighetshaverne. Avtalen om fordeling av reservene kan reforhandles hvert fjerde år, eller når som helst det måtte bli påvist tilleggsreserver som anses å være i kommunikasjon med Frigg-reservoaret. I 1982 ble det enighet mellom den britiske gruppen og BP om at 0.588 % av de britiske Frigg-reservene ligger i blokk 9/5 som BP har 100 % andel i. BPs interesse i Frigg-feltet ivaretas av Total Oil Marine.

FIG. 2.3.7.a
Frigg-området



Produksjonsanlegg

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

Fase 2 består av en produksjons- og en behandlingsplattform plassert på norsk del av feltet (DP2 og TCP2). Produksjonen fra fase 2 plattformene startet sommeren 1978. Fig 2.3.7.b viser installasjonene på Frigg-feltet.

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

Gass fra NØ Frigg og Odin blir behandlet og målt på Frigg. Nye moduler for behandling av gass og kondensat fra disse felt er installert på TCP2. Driftstillatelse ble gitt 18.11.83.

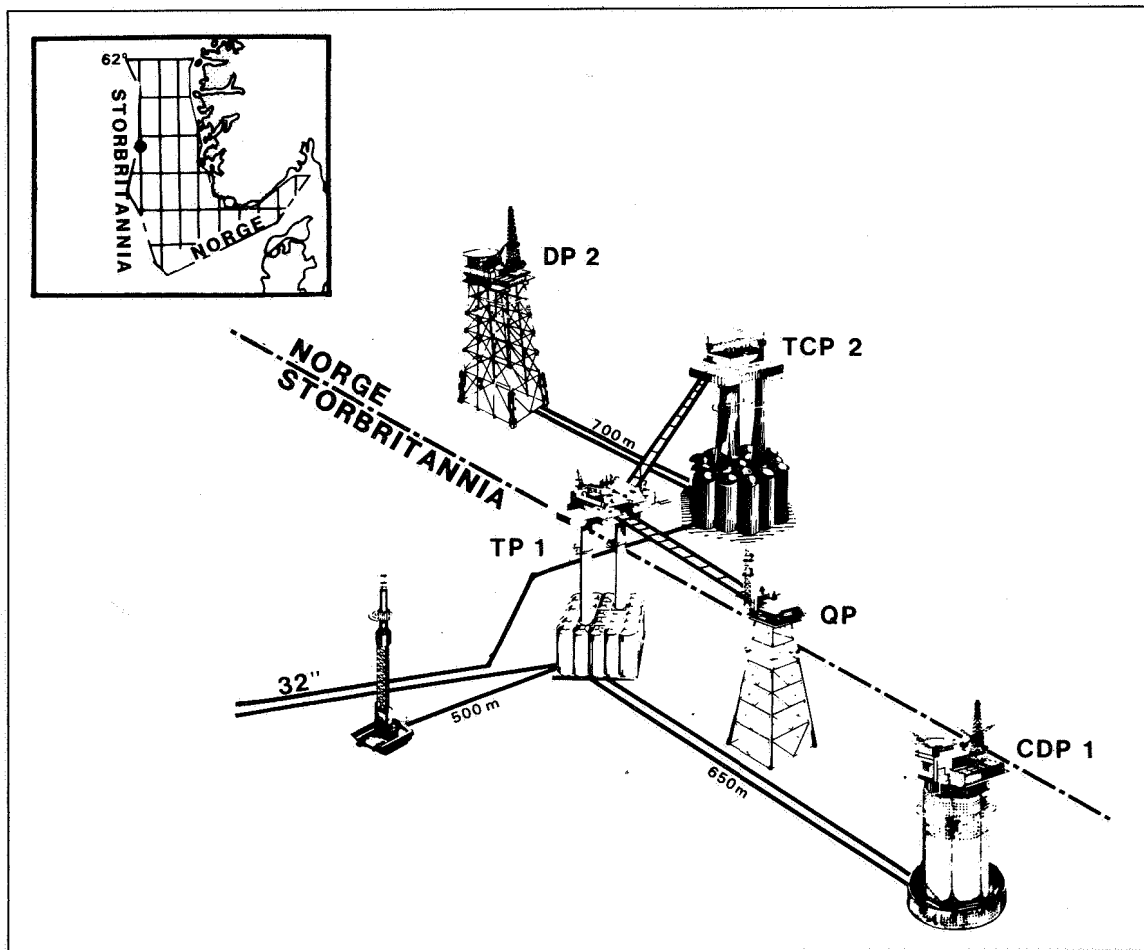
Transport

Gassen transporteres til St Fergus i Skottland gjennom to 813 mm diameter rørledninger. For å øke kapasiteten til transportsystemet er det installert to turbindrevne kompressorer a 38 000 HK på pumpeplattformen MCP-01 som ligger midtveis mellom Frigg og Skottland. Kapasitetsøkningen var nødvendig for å kunne transportere gassen fra Odin-feltet. Av samme grunn er terminalen i St Fergus utvidet fra fem til seks prosesslinjer. Salg av Odin-gass startet i oktober 1983 ved forhåndslevering fra Frigg-feltet.

Utnyttelse av forekomstene.

Sommeren 1984 ble det oppdaget stor vannstigning i en brønn på britisk side, noe som bekreftet en ujevn stigning av væskekontaktene i reservoaret og i vanninnsiget. 5 brønner ble boret/fordypet i 1985. Jevnlig kontroll av væskekontaktene i løpet av 1986 viser en vannstigning på 19 – 67 m siden produksjonsstart. For tiden er gjennomsnittlig stigning på 10 m/

FIG. 2.3.7.b
Installasjoner på Frigg



år. Stigningen bestemmes i stor grad av mer eller mindre kontinuerlig skiferbarrierer i reservoaret.

En foreløpig oppdatering av feltmodellen, foretatt av operatøren, gir noe reduserte reserver. Endelig oppdatering vil foreligge i løpet av våren 1987, og den vil bygge på tolkning av ny 3D-seismikk. Det vil da bli tatt stilling til om det vil være behov for tilleggsbrønner for å få produsert evt. gjenværende gass i reservoaret.

Oljedirektoratets reserveanslag for norsk andel er $127 \times 10^9 \text{ Sm}^3$.

Målesystem – Frigg

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

Målesystem – Alwyn

Gassen fra Alwyn-feltet på britisk side vil bli sendt til St Fergus via Frigg-feltet. Målesystemets utførelse er i henhold til Oljedirektoratets forskrifter for fiskal kvantumsmåling av gass, og Oljedirektoratet har fått adgang til installasjoner på Alwyn-feltet.

Målesystemets utførelse og funksjoner er kontrollert hos fabrikanten i samarbeid med Department of Energy.

Kostnader

Totale kostnader antas å bli ca 34,1 mrd kroner i fast 1986 kroneverdi.

Vedlikehold

Aldring av innretningene gjør seg gjeldende på Frigg-feltet, med det resultat at omkostningene for vedlikehold og reparasjoner øker.

Operatøren har oppdaget en lekkasje pga korrosjon på en varmeveksler. Dette er nå brakt i orden ved bl.a å skifte ut innmaten (rør).

Det er skiftet ut 5 brannpumper pga korrosjon. Ytterligere 4 pumper vil bli skiftet ut.

2.3.7.2 Ø-Frigg

Utvinningstillatelse 024 (blokk 25/1) og utvinningstillatelse 026 (blokk 25/2). Fig 2.3.7.a

Rettighetshavere

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

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

Rettighetshavere

Elf Aquitaine Norge A/S	21,80 %
Norsk Hydro A/S	17,30 %
Total Marine A/S	10,90 %
Den norske stats oljeselskap a.s.	50,00 %

Produksjonsanlegg

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

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

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

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

Det er planlagt to identiske undervannsproduksjonssystemer som fjernstyres fra Frigg, en på Alfa og en på Beta. En sentral manifold vil knytte systemene sammen, og derfra vil gassen bli transportert i rørdledning til TCP2. Der vil gassen bli prosessert og tilknyttet Frigg-feltets transportsystem.

Målesystem

Oljedirektoratet har vurdert planene for målesystemet til Ø Frigg. Systemet skal installeres på Frigg.

Kostnader

Totale kostnader antas å bli ca 34,1 mrd kroner i fast 1986 kroneverdi.

Prosjektering

Prosjekteringsfasen er fullført. Framdriften hos de enkelte utstyrsleverandørene er i henhold til tidskjemaet. Dette følges nøye, da utstyret må være ferdig for installasjon sommeren 1987.

2.3.7.3 NØ-Frigg

Utvinningstillatelse 024 (blokk 25/1)

Rettighetshavere

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

Utvinningstillatelse 030 (Blokk 30/10)

Rettighetshavere

Esso Exploration & Production Norway Inc 100 %.

Statoil har rett til 17,7 % av nettooverskudd før skatt.

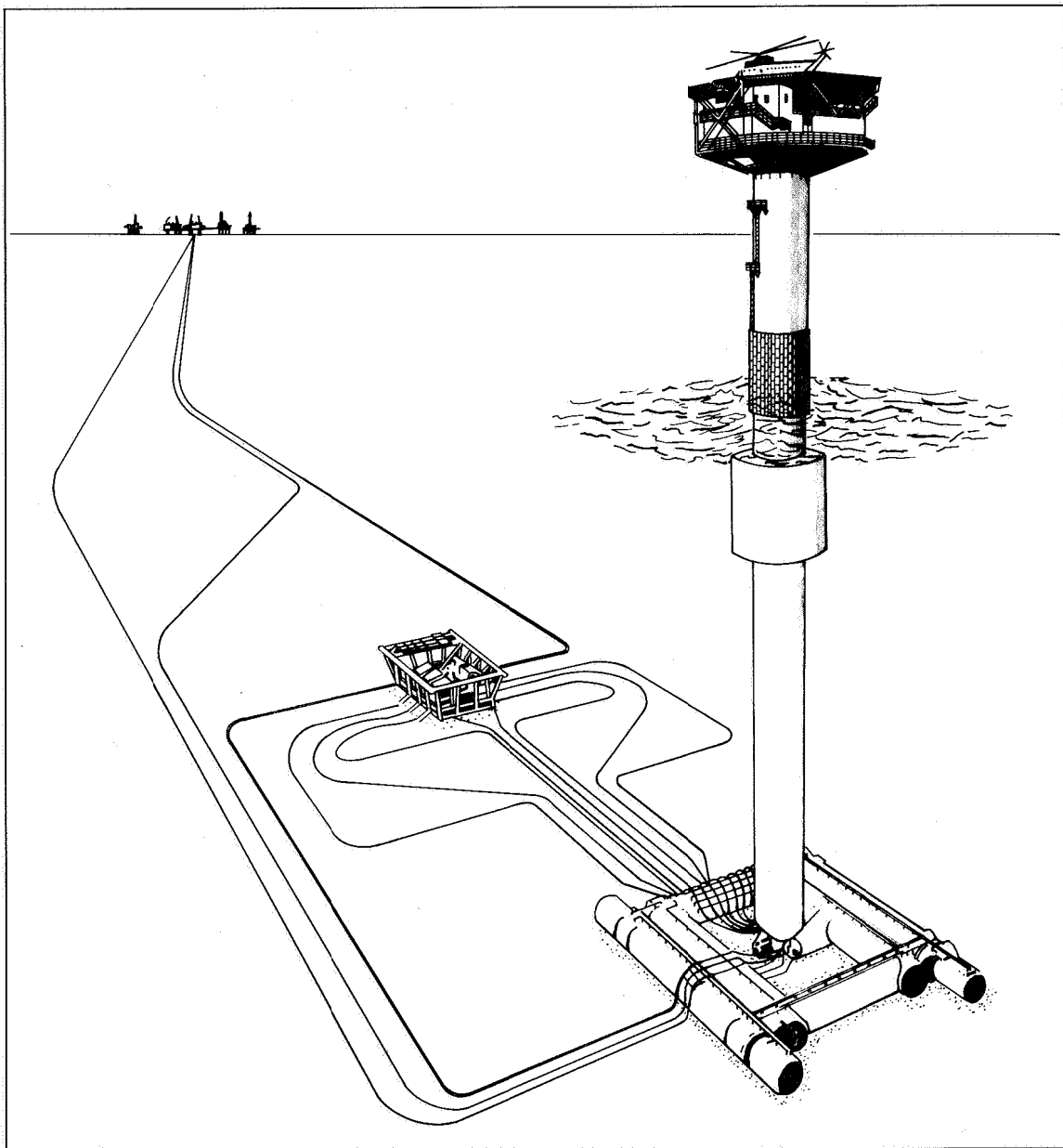
NØ Frigg-feltet ligger i blokkene 25/1 og 30/10 (fig 2.3.7.a), og ny fordeling av gassreservene i august 1984 ga henholdsvis 42 % og 58 % i hver av blokkene. Elf Aquitaine Norge A/S er operatør for utbyggingen.

Produksjonsanlegg

Gassfeltet NØ Frigg ble påvist i 1974. Det er en del av det samme trykksystem som Frigg-feltet. Endelig utbyggingsplan ble vedtatt i 1980. Feltet er utbygd

med 6 brønner som er ferdigstilt på havbunnen (fig 2.3.7.c). Disse er boret gjennom en rammekonstruksjon plassert på havbunnen. Denne er foruten brønnhodene og ventiltrærne også utstyrt med en manifold som skal samle gassen fra de seks brønnene. Gassen føres gjennom en 406 mm diameter rørledning til Frigg-feltet for prosessering. Hvert av de seks ventiltrærne styres via separate service- og kontroll-ledninger fra kontrollstasjonen (en leddlagret søyle) plassert 150 meter fra brønnhodene. Kontrollstasjonen ble installert i juli 1983 og fjernstyres fra Frigg-feltet.

FIG. 2.3.7.c
Installasjon på NØ-Frigg



Salg av gass fra NØ Frigg kom i gang 1.10.80, dvs før noen av produksjonsbrønnene var boret. Dette var mulig ved at Frigg-feltet leverte gass på vegne av NØ Frigg før dette feltet startet å produsere. Frigg vil likeledes levere gass på vegne av NØ Frigg etter at produksjonen på NØ Frigg er stanset. «Tilbakebetalingen» skjer ved at NØ Frigg i sin korte produksjonsperiode skal levere gass på vegne av Frigg i tillegg til NØ Friggs kontraktskvanta. Dermed oppnås en mer normal, langstrakt salgsprofil for gassen fra NØ Frigg, selv om produksjonsperioden er kort.

Utnyttelse av forekomstene

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

Ca halvparten av feltets utvinnbare reserver er nå produsert. Testing av alle enkeltbrønner ble foretatt høsten 1986, og feltets produktivitet anses stabil. Reservoarsimuleringer tyder på at vanngjennombrudd vil skje høsten 1987, og vannproduksjonen vil fra da av begrense gassraten.

I 1987 vil operatøren utføre studier for å finne fram til beste metode for intervensjon av havbunnskompletterte brønner.

Målesystem

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

Kostnader

Totale kostnader antas å bli ca 3,2 mrd kroner i fast 1986 kroneverdi.

Produksjon

Brønn 25/1-B-4 ble plugget 22. mai 1986 pga lekkasje omkring brønnrøret. Produksjonen fortsetter med 5 brønner.

Det ble også oppdaget lekkasje fra de hydrauliske styreledningene til havbunnsproduksjonsutstyret. Lekkasje er forårsaket av bl.a intergranulær- og galvanisk korrosjon som følge av blanding av materialkvaliteter og manglende katodisk beskyttelse. Ledningene er skiftet i 5 brønner.

Under inspeksjon med «ROV unit» (fjernstyrt undervannsbåt), på metanol-linje og elektriske kraftkabler mellom TP-1 og NØ Frigg, ble det funnet en skade på ca. 5 m på kablet. Man antar at en trål har forårsaket skaden.

2.3.7.4 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 fig (2.3.7.a.) og Esso er operatør for utbyggingen.

Produksjonsanlegg

Gassfeltet Odin ble påvist i 1974 og utbyggingsplan ble vedtatt i 1980. Feltet er utbygd med en mindre stålplattform med et forenklet prosess- og boreutstyr og et relativt lite boligkvarter (fig 2.3.7.d).

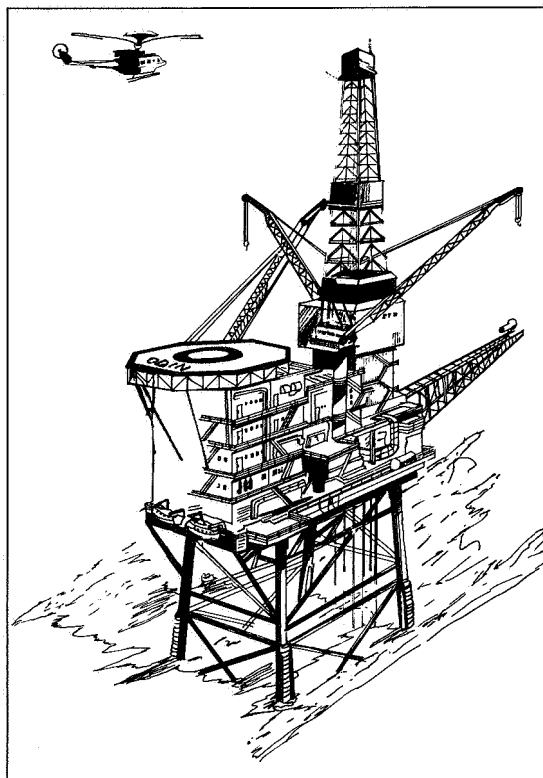
En slik utbygging var mulig fordi et hjelpefartøy ble benyttet i en 2-års periode, både i forbindelse med installasjonsarbeider og produksjonsboring.

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

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

1.10.83 begynte forhåndssalget av gass til British Gas Corporation (BGC), dvs gass fra Frigg ble solgt som om den kom fra Odin. «Tilbakelevering» skjer nå ved at Odin leverer gass på vegne av Frigg i tillegg til egne kontraktskvanta.

FIG. 2.3.7.d
Installasjon på Odin



Utnyttele av forekomstene

Våren 1985 økte operatøren sitt reserveanslag for Odin på grunnlag av nye brønndata og ny kartlegging. Salg av tilleggsreservene er avhengig av at det oppnås en tilfredsstillende avtale for transport- og behandlingstjenester med FNA-gruppen (Frigg Norwegian Association).

Trykkmålinger før produksjonsstart viste at reservoartrykket har sunket som følge av kommunikasjon med Frigg-feltet gjennom sadelen mellom feltene.

Oppførselen i reservoaret er i samsvar med operatørens prognoser.

Målesystem

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

2.3.8 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 (fig 2.3.8.a).

Utvinningsstillatelse 053

Rettighetshavere

Statoil	50,00 %
Elf Aquitaine Norge A/S	13,33 %
Total Marine Norsk A/S	6,67 %
Norsk Hydro Produksjon A/S	12,50 %
Mobil Exploration Norge	10,00 %
Saga Petroleum a.s.	7,50 %

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

Utvinningsstillatelse 079

Statoil	73,5 %
Norsk Hydro Produksjon A/S	16,0 %
Saga Petroleum a.s.	10,5 %

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

Eierfordeling etter utøvelse av glideskala

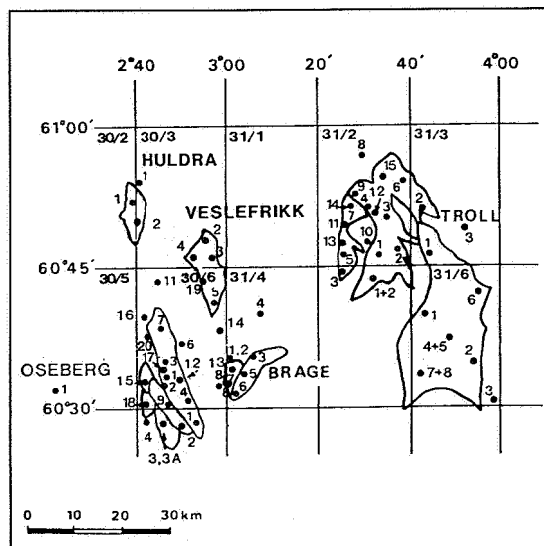
Rettighetshaverne har antatt en foreløpig fordeling av reservene i Oseberg-feltet med 60% i blokk 30/6 og 40 % i blokk 30/9. Statoils eierandel er økt på Osebergfeltet etter at glideskalaen er utøvet overfor bare de utenlandske selskapene. Eierinteressene i det unitiserte Oseberg-feltet er:

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

Felthistorie

Det første funnet ble gjort i 1979. Det ble da påvist

FIG. 2.3.8.a
Oseberg- og Troll-området



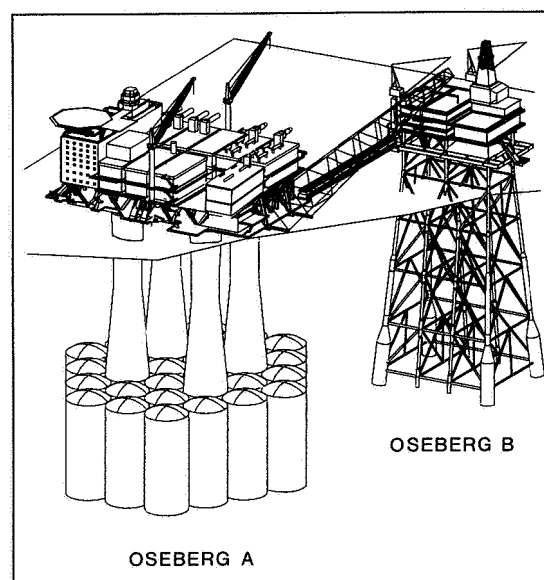
gass. Senere funn viser at det i reservoaret er et oljeførende lag med gasskappe. Drivverdighetserklæringen ble lagt fram i juni 1983. Stortinget behandlet utbyggingsøknaden i vårsesjonen 1984.

Utbyggingsløsning

Oseberg-feltet er vedtatt utbygd med et feltsenter i sør med to plattformer; Oseberg A, en prosess- og boligplattform med betongunderstell og Oseberg B, en bore- og vanninjeksjonsplattform med stålunderstell (fig 2.3.8.b).

Produksjonsoppstart er planlagt til 1. april 1989.

FIG. 2.3.8.b
Planlagte installasjoner på Oseberg



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

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

Den viktigste delen av Oseberg-feltet, den såkalte Alfa-strukturen, var i plan for utbygging og drift forutsatt utvunnet ved hjelp av vanninjeksjon. I 1986 ble dette endret slik at oljen i denne strukturen nå skal utvinnes med gassinjeksjon som drivmekanisme. Overgangen til gassinjeksjon på Alfa-strukturen gjør at det totalt vil kunne utvinnes ca 15×10^9 Sm³ mer olje fra feltet.

Det er ikke tilstrekkelig gass i Oseberg for injeksjon i Alfa-strukturen. Injeksjonsgassen må derfor komme fra et annet felt. Det skal bygges et undervanns produksjonsanlegg på Troll – feltet (Troll-modul) og en rørledning fra Troll til feltsenteret på Oseberg som skal levere ca 25×10^9 Sm³ gass over en 12 års periode fra 1992. Mesteparten av den injiserte gassen kan gjenvinnes etter at oljeproduksjonen på Oseberg er avsluttet.

Operatøren vurderer nå å foreslå at planene for fase II av Oseberg-utbyggingen endres. Dette vil innebære at den nordlige delen av feltet bygges ut med en plattform med utstyr for full stabilisering av olje. En slik plattform kan bygges tidligere enn plattformen som var forutsatt i feltutviklingsplanen da man ikke trenger vente på ledig prosesskapasitet på feltsenteret.

Planen for forsering av fase II sammen med en mulig oppjustering av prosesskapasitet på feltsenteret, vil kunne føre til at platåproduksjonen på Oseberg vil kunne øke fra 32 500 Sm³ pr dag i gjennomsnitt til over 47 700 Sm³ pr dag.

Norsk Hydro planlegger å legge fram en oppdatering av plan for utbygging og drift for Oseberg i 1987 der man vil ta stilling til utbyggingen av den nordlige delen av Oseberg-feltet.

Transportsystemer

En rørledning for transport av stabilisert olje fra Oseberg til en terminal på Sture i Øygarden er under bygging. Dette anlegget eies og drives av et eget interessentselskap med navnet I/S Oseberg Transport System (OTS).

Deltakerne i interessentselskapet er rettighetshaverne i Oseberg-feltet. Rørledningen har en kapasitet på 95 000 Sm³ pr døgn, og dersom terminalen på Sture oppgraderes noe, vil anlegget kunne transportere olje fra andre felt i området i tillegg til oljen fra Oseberg.

Rørledningen vil få en diameter på 711 mm.

Norsk Hydro er operatør for rørledningen og terminalen.

Oseberg transportsystem vil bestå av følgende hovedelementer:

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

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

Produksjonsboring – reserver – produksjon

Produksjonsboring

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

Produksjon

I årene fram til århundreskiftet vil all gass som produseres på Oseberg bli injisert i Etime-formasjonen på Gamma-strukturen.

Produksjonsprofilene vil i stor grad bli påvirket av hvilken beslutning som fattes med hensyn til utbyggingen av den nordlige delen av feltet.

For å få en bedre forståelse av reservoaregenskapene, innledet man høsten 1986 et langtids testeprogram ved hjelp av produksjons/testskipet «Petrojarl I». Testingene er planlagt å strekke seg over 18 måneder. Planen er å teste i to brønner, en i Gamma-strukturen og en i Alfa-strukturen. Disse brønnene vil bli testet i flere formasjoner. Erfaringene fra testen av den første brønnen så langt er gode.

«Petrojarl I» har vært på Oseberg-feltet siden september 1986. Driftsregulariteten har vært meget høy, over 90 %, og bortsett fra noen mindre hendelser har skipet fungert tilfredsstillende.

Oljen som produseres av «Petrojarl I» blir brakt i land med en egen tankbåt. Gassen som produseres sammen med oljen blir brent.

Målesystem

Målesystemet er testet og sendt fra underleverandør. Det lagres for tiden hos hovedkontraktør.

Planene for lastemålestasjonen på Sture er i godkjenningssfasen hos operatøren, og forventes oversendt til Oljedirektoratet ved årsskiftet 1986/87.

Det er foretatt uttesting av målesystemet på produksjons/testskipet «Petrojarl I». Dessuten er det foretatt inspeksjon av målesystemet under lasting fra «Petrojarl I» til tankskipet «Petroskald».

Kostnader

Totale kostnader antas å bli ca 41,8 mrd kroner i fast 1986 kroneverdi.

Beredskap

Kontrakten mellom Golar-Nor og Norsk Hydro om bruken av PTS «Petrojarl I» på Oseberg-feltet innledet bruken av en ny teknologi i norsk petroleumsvirksomhet. For Oljedirektoratet medførte dette bruk av regelverket på en ny måte. Saksbehandlingen av PTS «Petrojarl I» har ført til at en rekke forhold som gjelder tolkning av regelverket nå er avklart.

På Oseberg-feltet har Norsk Hydro inngått kontrakt om bruk av et flotell med opptil 800 sengeplasser. Dette er en betydelig økning i forhold til tidligere akseptert antall sengeplasser.

I denne forbindelse ble det sendt brev til operatørene på norsk sokkel om Petroleumslovens krav til effektivt beredskap. Brevet inneholdt en nærmere redegjørelse for hvordan Oljedirektoratet vil forvalte forskriften for redningsutstyr på faste anlegg mv.

Transportledning og terminal på Sture

Disse prosjektene er drevet fram i høyt tempo. Prosjektering er ferdig for transportledningen. Rørene ble produsert i Japan, og er nå fraktet til Skottland for pålegging av korrosjonsbeskyttelse og betongvektkappe.

Forberedende arbeid for rørlegging er i gang. Den mer enn 2 km lange tunnelen i forbindelse med ilandføringen i Øygarden er ferdig utsprengt, og man er kommet i gang med å bygge tetningsveggene i tunnelutslaget. Tunnelen kommer ut i havet på 80 m dyp.

Da denne rørledningen går gjennom et viktig fiskefelt, hvor det benyttes bunnredskaper, er det bestemt at det skal utprøves en ny type feltskjøtforskaling på ca. 30 km av rørledningen, nærmest Oseberg-feltet.

På fiskerihold har det blitt hevdet at det er feltskjøtforskalingene (en plate som monteres rundt røret på de stedene hvor rørene er sveiset sammen), og betongoverflatens ruhet som ødelegger fiskeriedskap.

Oljedirektoratet ser det som meget viktig og positivt at Norsk Hydro vil gjøre dette eksperimentet for å prøve å fastslå om disse tiltakene vil kunne redusere de problemene som fiskerne hevder å ha i forbindelse med tråling med bunnredskaper over rørledninger. Spesielt viktig er dette med tanke på rørledninger som nå er under planlegging.

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

Troll-Oseberg gassinjeksjon (TOGI)

For å optimalisere utvinningen av Oseberg reservoaret skal det injiseres gass. Gassen vil bli tilført fra en undervanns produksjonsenhet på Troll-feltet, 55 km fra Oseberg.

Denne undervanns produksjonsenheten skal levere ubehandlet gass, og vil bli styrt fra Oseberg.

Oljedirektoratet har engasjert konsulenter for å vurdere sikkerheten i prosjektet.

2.3.9 Troll-feltet

Utvinningstillatelser 054 og 085

Rettighetshavere i utvinningstillatelse 054:

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

Rettighetshavere i utvinningstillatelse 085:

Norsk Hydro A/S	9.000 %
Saga Petroleum A/S	6.000 %
Den norske stats oljeselskap a.s.	85.000 %

Troll-feltet dekker deler av blokkene 31/2, 31/3, 31/5 og 31/6 (Fig. 2.3.8.a). Tildeling av blokk 31/2 ble foretatt i 1979, mens de tre øvrige blokker ble tildelt i juli 1983. Blokk 31/2 har utvinningstillatelse 054 med Norske Shell som operatør. Blokkene 31/3, 31/5 og 31/6 har utvinningstillatelse nr. 085. Her er operatøransvaret delt mellom Statoil, Saga og Norsk Hydro. Unitiseringen av de to utvinningstillatelsene er avsluttet.

Reservoaret finnes i 3 geologiske formasjoner av øvre jura alder. Den øverste formasjonen (Sognefjord) domineres av middels til grovkornet sandstein med gode reservoaregenskaper. Denne formasjonen, som er den mest forekommende i reservoaret, går over i den underliggende midtre formasjonen (Heather) som består av silt og finkornet sandstein med et relativt høyt glimmerinnhold. Strømnings-egenskapene er derfor dårligere i denne formasjonen enn i den over. Den underste formasjonen består av sandstein med vekslende reservoaregenskaper.

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

Oljedirektoratets anslag for utvinnbare ressurser på Troll-feltet er $1288 \times 19^9 \text{ Sm}^3$ gass og $41 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ olje. Oljedirektoratet har i sine reserveanslag foreløpig ikke tatt med oljen i de deler av feltet som har en 10 – 17 m oljekolonne, men muligheten av utvinning fra denne delen av feltet er fortsatt under vurdering.

Norske Shell, som er operatør for den første gassutbygging på feltet, la i september 1986 fram en plan for utbygging og drift av gassfase 1. Denne planen ble behandlet av Stortinget i desember 1986.

Utbyggingen vil bestå av en plattform med betongunderstell, med en produksjonskapasitet på

19.3 x 10⁹ Sm³ gass pr år. Denne kapasiteten kan utvides til 22 – 23 x 10⁹ Sm³ pr år.

I tillegg til hovedutbyggingen av gass er det besluttet å bygge et undervannsprødsjonssystem (Troll-modul) for gass skal brukes på Oseberg-feltet for gassinjeksjon. Norsk Hydro er operatør for denne utbyggingen. Gassproduksjonen er planlagt til ca 2.2 x 10⁹ Sm³ pr år.

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

Zeepipe

Høsten 86 ble det tatt en prinsippbeslutning om etablering av et nytt gasstransportsystem for leveranser av Troll- og Sleipner gass. Rørledningen vil ende i Zeebrugge i Belgia. Det vil bli foretatt nærmere utredninger for å komme frem til systemets utforming, nødvendig kapasitet og oppstartår. Zeepipe må tidligst være operativ i 1993, men avhengig av ledig kapasitet i Norpipe kan oppstart tidspunkt utsettes.

2.3.10 Gullfaks

Utvinningsstillatelse 050 (blokk 34/10)

Rettighetshavere

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

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

Produksjonsanlegg

Det første funnet i blokken ble gjort i 1978. Den 10.6.81 ble utbyggingsplanen for Gullfaks Delta Øst

behandlet i Stortinget og Regjeringen fikk fullmakt til å godkjenne første fase av utbyggingen etter at Oljedirektoratet og Olje- og energidepartementet hadde godkjent utbyggingsplanen.

Fase I vil bestå av to plattformer (fig 2.3.10.). Plattform A er en integrert bore-, behandlings- og boligplattform med kapasitet på ca 39 000 Sm³ pr døgn. Plattformen er plassert på den sørvestre del av strukturen hvor havdypet er ca 135 m. Plattformen har betongunderstell og en T-formet dekkramme av stål.

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

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

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

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

Framdriften på byggingen av Gullfaks A-plattformen har stort sett gått etter planen og den var driftklar i desember 1986.

Operatøren startet i desember produksjon fra 3 av i alt 4 havbunnskompleterte produksjonsbrønner som er boret og tilkoblet plattformen. Ferdigstillingen av disse brønnene har gått raskere enn ventet slik at produksjonen startet ca et halvt år tidligere enn planlagt.

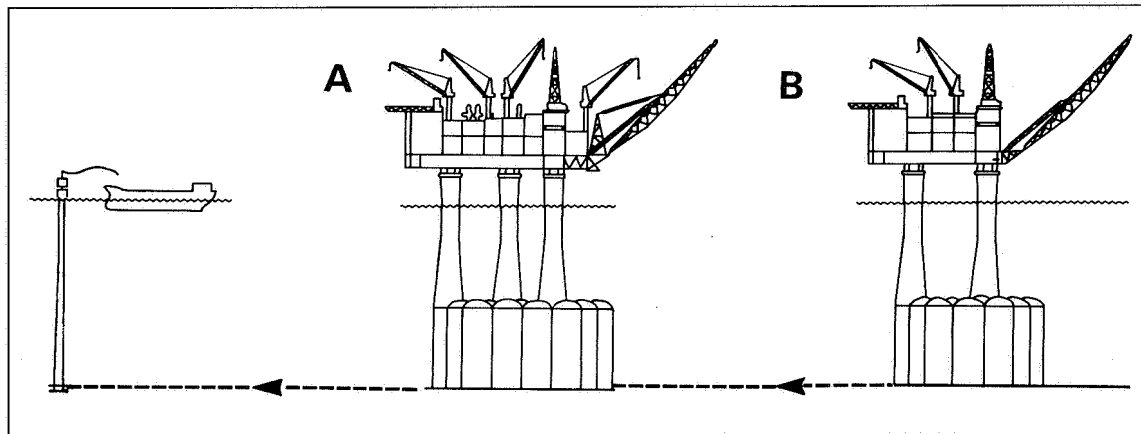
De første 2 – 3 måneder vil medgå til testing av reservoaret for å prøve å kartlegge noe av forkastningsmønsteret, som regnes som meget komplisert.

B-plattformen forventes å komme i drift 1.12.88.

Utnyttelse av forekomstene

Feltet ligger i den nord-østlige delen av blokk 34/10 og dekker et område på omlag 200 km². De påviste

FIG. 2.3.10
Planlagte installasjoner på Gullfaks fase 1



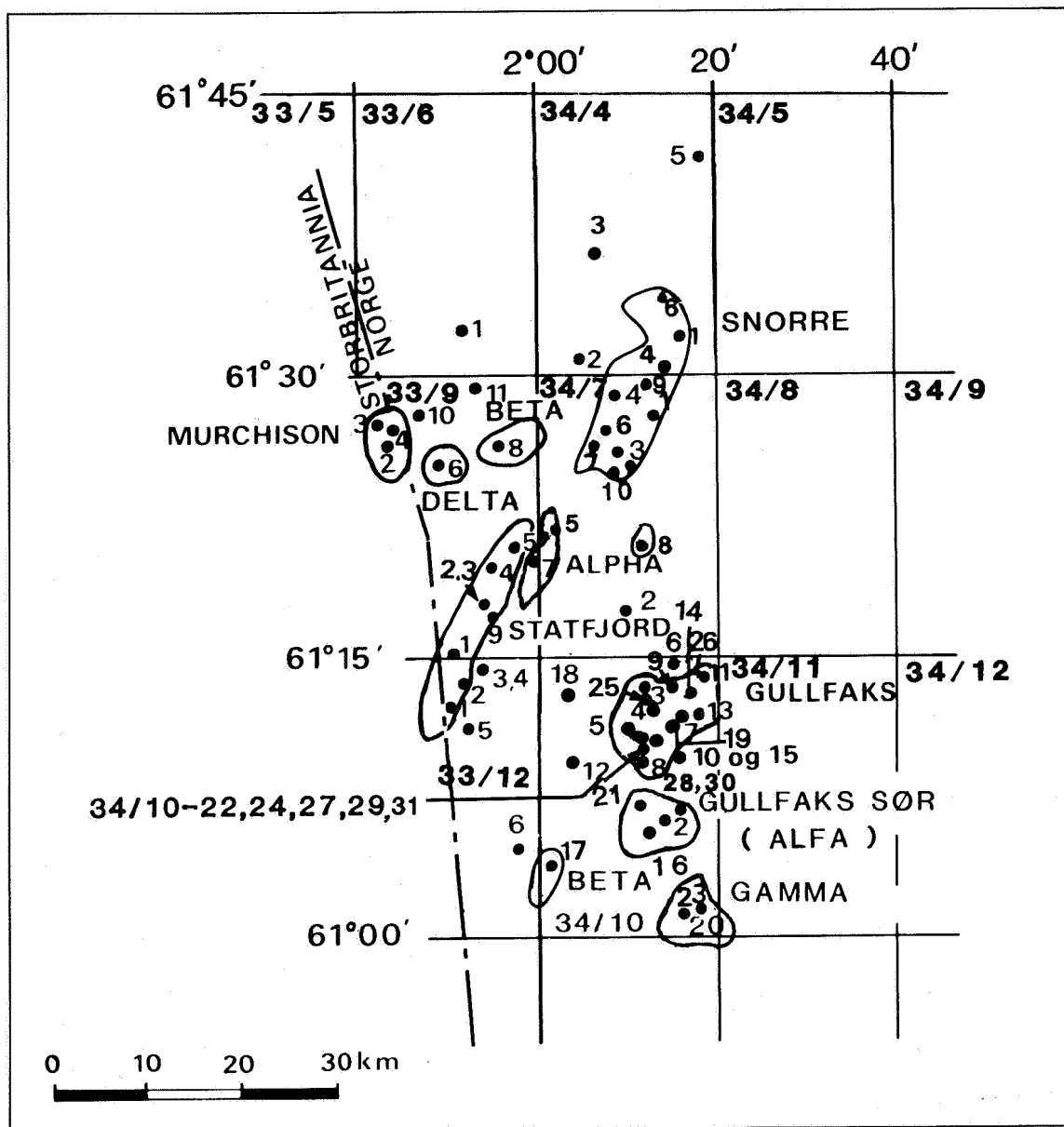
reservene ligger i sin helhet innenfor blokken. Fig 2.3.11.a viser beliggenheten av feltet.

Delta-strukturen er et relativt gruntliggende felt, oppdelt av nord-sørgående forkastninger i flere skråstilte og roterte segmenter av lag av jura alder. Segmentene, eller blokkene, har varierende grad av helling med nokså konstant vestlig retning. I øst har feltet en mer uklar struktur, området er sterkt oppbrutt av forkastninger og er tildels kraftig erodert. De strukturelle forhold i det østlige området er vanskelige å kartlegge pga dårlige seismiske data. Forkastninger med mer enn 100 m høydeforskjell avgrensner feltet i sør, øst og nord-øst. Geologisk

sett er Gullfaks det mest kompliserte felt som hittil er utbygget på norsk kontinentalsokkel. Inntil Oljedirektoratets ressursanslag foreligger, vil Statoils anslag på $135 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje, $8 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass og 1×10^6 tonn NGL bli brukt.

Det er påvist olje med lite oppløst gass i tre juraformasjoner: Brent, Cook og Staffjord. I den østligste delen av feltet er det dessuten funnet olje i lag av trias alder. Reservoarbergarten er nokså lik den vi finner i Staffjord og Murchison, dvs sandstein med høy permeabilitet og forholdsvis høy porøsitet. Under oljen finnes det en vannsone med varierende volum, som dog ikke er stor nok til å kunne opprett-

FIG. 2.3.11.a
Gullfaks-, Staffjord- og Snorreområdet



holde trykket i reservoaret etter hvert som olje tas ut. Det vil derfor bli nødvendig å injisere vann allerede fra produksjonsstart. Også gassinjeksjon har vært vurdert som utvinningsmåte. Dette gir imidlertid dårligere resultat enn vanninjeksjon.

Gullfaks fase II

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

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

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

Ressurser

På grunn av komplisert avgrensning av feltet mot øst og sørøst, er de anslåtte ressurser forbundet med stor usikkerhet. Statoils anslag over utvinnbare ressurser er i størrelsesorden $75,2 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje og $10,5 \times 10^6 \text{Sm}^3$ gass for Delta Øst, fase II. Disse anslagene er beregnet etter at 34/10-19 var boret.

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

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

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

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

Utbygging

Gullfaks A

Statoil startet den 21. desember 1986 sin første olje-produksjon ved å ta i bruk 3 havbunnskompletterte brønner på Gullfaks A-plattformen.

Hydrokarboner fra de tre brønnene ledes gjennom fleksible strømningsrør på havbunnen og opp gjennom boreskaftene til prosessområdet.

Før gasskompresjonssystemet er ferdigstilt våren 1987, vil det meste av gassen bli avbrent mens deler av den blir benyttet som brenngass for gassturbinene.

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

Gullfaks B

Betongunderstellet til plattformen ble ferdig bygget i 1986, og arbeidet med mekanisk utrustning pågår.

Bygging av ståldekk og montasje av moduler foregår og sammenkopling av dekk og betongunderstelt er planlagt i april 1987.

Gullfaks C

Bygging av betongunderstellet startet i januar 1986 i Stavanger. Utslep fra dokk vil bli foretatt i februar 1987, og betongkonstruksjonen vil være ferdig i løpet av første kvartal 1988.

Dette blir den største betongplattformen som hittil er bygget i Nordsjøen, med et betongvolum på ca. 240 000 kubikkmeter.

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

Målesystem

Målesystemene for olje og gass på Gullfaks A er ferdig installert.

Målesystemene for Gullfaks C befinner seg fremdeles på byggeplassen. De er ferdig bygget og er under utprøving.

Kostnader

Totale kostnader antas å bli ca 35 mrd kroner i fast 1986 kroneverdi.

2.3.11 Statfjord

Utvinningsstillatelse 037

Rettighetshavere:

Norsk del (84.09322 %)	
Mobil Exploration Norway inc	12.61400 %
Den norske stats oljeselskap a.s.	42.04661 %
Norske Conoco a/s	8.40932 %
Esso Exploration and Production Norway a.s.	8.40932 %
A/S Norske Shell	8.40932 %
Saga Petroleum a.s.	1.57674 %
Amoco Norway oil co a.s.	0.87597 %
Amerada Hess Norwegian Exploration a.s.	0.87597 %
Texas Eastern Norway	0.87597 %

Britisk del (15.90678 %)

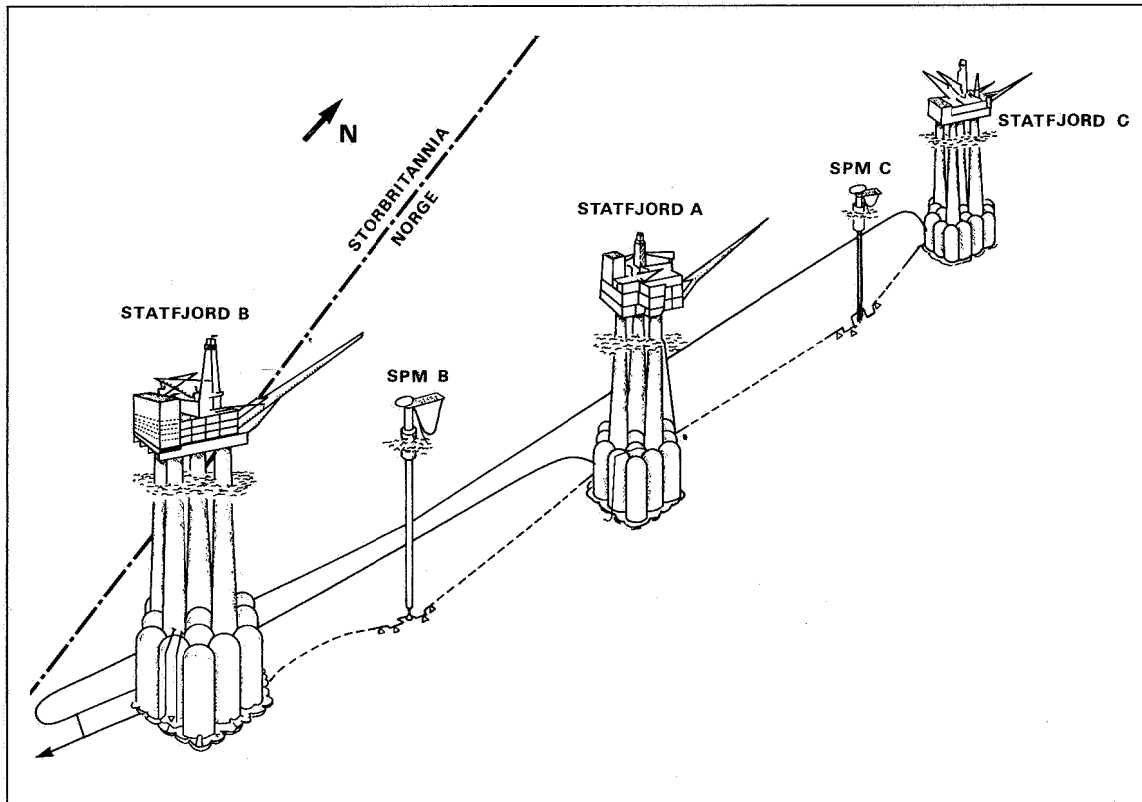
Conono (UK) Ltd	5.30226 %
Britoil PLC	5.30226 %
Gulf Oil Corporation	2.65113 %
Gulf UK Offshore Investments Ltd	2.65113 %

Den 10.8.73 fikk rettighetshaverne i Statfjord-feltet tildelt utvinningsstillatelse 037. Denne omfatter blokkene 33/9 og 33/12 (fig.2.3.11.a).

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

Selve Statfjord-feltet ble oppdaget våren 1974 og ble erklært drivverdig samme år. Statfjord-feltet strekker seg over på britisk side hvor Conoco er

FIG.2.3.11.b
Installasjoner på Statfjordfeltet



operatør. Den første feltutviklingsrapporten ble forelagt myndighetene våren 1976. Siden er flere feltutviklingsrapporter blitt framlagt. Feltet er utbygd i tre faser med fullt integrerte plattformer A, B og C. Statfjord A-plattformen er plassert sentralt i feltet, mens B er plassert i sør og C er plassert i nordre del av feltet (fig.2.3.11.b).

Utnyttelse av forekomstene

Ved å injisere vann i Brent-reservoaret og gass i Statfjord-reservoaret, regner Oljedirektoratet med at det vil bli oppnådd en utvinningsgrad på ca. 50 %. Det vil si at de totale utvinnbare mengder olje i Brent formasjonen og Statfjord formasjonen er $445.7 \times 10^6 \text{ Sm}^3$. Mengden utvinnbar assosiert gass er beregnet til $58.6 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ tørr gass og 18.4×10^6 tonn NGL.

Fordelingen av reserver i feltet som ble godkjent av myndighetene i 1979, er 15,9068 % på britisk side og 84,0932 % på norsk side. Rettighetshavergruppene er nå i forhandlinger om nye fordelingstall. Forhandlingene er planlagt avsluttet i 1987.

Produksjonsanlegg

Statfjord A

Statfjord A-plattformen er plassert sentralt på feltet

og har 3 skaft og 14 celler i betong. Dekket er av stål. Den nye antatte produksjonskapasiteten er på $55\,000 \text{ Sm}^3$ pr. døgn. Produksjonskapasiteten er økt som følge av finjusteringen av prosessutstyr. Gjennomsnittlig utnyttelse av prosessutstyr i 1986 har vært høy. Plattformen kom i produksjon 24.11.79.

Boreprogrammet er nå gjennomført og består av 22 produksjonsbrønner og 14 injeksjonshull. Det var tidligere planlagt 2 observasjonshull, men disse er utsatt inntil videre.

Statfjord B

Statfjord B-plattformen, som er plassert i den sørlige delen av feltet, har 4 skaft og 24 celler i betong. Dekket er av stål. Produksjonen er også her økt som følge av finjustering av prosessutstyr. Ny maksimal kapasitet er $39\,800 \text{ Sm}^3$ pr. døgn. Produksjonen startet 5.11.82 og går med full kapasitet.

Boreprogrammet, som består av 30 hull totalt, vil ha følgende fordeling: 19 oljeproducenter og 11 injeksjonshull. Det gjenstår å bore et injeksjonshull etter boreprogrammet, men dette er utsatt inntil videre. Vannbehandlings- og vanninjeksjonskapasiteten er utvidet høsten 1986.

Operatøren undersøker nå mulighetene for utvidelse av plattformens boligkvarter.

Statfjord C

Statfjord C-plattformen er en tilnærmet kopi av Statfjord B. Statfjord C har som de andre plattformene nødvendig utstyr som muliggjør produksjon og lagring av olje samt utstyr for gassinjeksjon, gasstransport og vanninjeksjon. Statfjord C-plattformen har 42 brønnsliiser og i tillegg muligheten for framtidig tilknytning av 9 brønner ferdigstilt på havbunnen. Produksjonskapasiteten er på 39 800 Sm³ pr. døgn. Produksjonsstart 26.06.85 var foran tidsplanen.

Ifølge operatørens boreprogram vil plattformen få 19 produksjonsbrønner og 12 injeksjonshull. Hitil er det boret 11 produksjonsbrønner og 7 injeksjonshull.

Brenning av gass

Statfjord A

Mengde av gass brent på Statfjord A i 1986 var gjennomsnittlig 0.189 x 10⁶ Sm³ pr døgn, tilsvarende 2.1 % av plattformens totale gassproduksjon.

Statfjord A er inne i en stabil driftsfase, og det brennes godt under brennetillatelsen på 0.40 x 10⁶ Sm³ pr døgn.

Hovedgrunnen til gassbrenningen har vært kompressorproblemer. I tillegg har det i 1986 også vært en del brenning som følge av stimulering av gassinjeksjonsbrønnene.

Statfjord B

Mengden av gass brent på Statfjord B i 1986 var gjennomsnittlig 0.100 x 10⁶ Sm³ pr døgn, tilsvarende 1.4 % av plattformens totale gassproduksjon.

Statfjord B er også inne i en stabil driftsfase, og det ble brent godt under brennetillatelsen på 0.400 x 10⁶ Sm³ pr døgn.

Hovedgrunnen til gassbrenningen har vært kompressorproblemer.

Statfjord C

Mengden av gass brent på Statfjord C i 1986 var gjennomsnittlig 0.130 x 10⁶ Sm³ pr døgn, tilsvarende 2.3 % av plattformens totale gassproduksjon.

I brennetillatelsen er det gitt en øvre grense på 0.40 x 10⁶ Sm³ pr døgn for brenning av gass. Statfjord C har ligget godt under denne grensen. Dette indikerer at en har lagt oppstartingsproblemene bak seg, og er kommet inn i en stabil driftsfase. Fig 2.3.11.c.

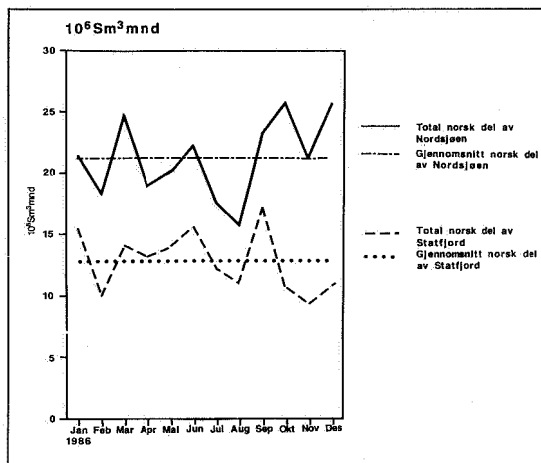
Målesystem

Målesystemene for olje på Statfjord A, B og C har fungert tilfredsstillende i 1986.

Målesystemene på Statfjord A ble oppgradert under sommerens vedlikeholdsstans. Det gjenstår likevel en del før de blir av samme kvalitet som målesystemene på Statfjord B og C.

Målesystemene for gass til Statpipe på Statfjord A, B og C samt målesystemet for gass i Storbritan-

FIG. 2.3.11.c
Gass brent på Statfjord



nia, «UK-offtake» på Statfjord B, har vært i regelmessig drift i 1986.

Målesystemet på Statfjord C har vært lite benyttet da man av reservoarmessige årsaker har prioritert å ta gass fra Statfjord A, med B som nummer to og Statfjord C som tredje valg.

Oljedirektoratet har utført regelmessige inspeksjoner av olje- og gassmålesystemene på Statfjordfeltet, delvis i samarbeid med Department of Energy.

Kostnader

Totalinvesteringskostnader for Statfjord utbyggingen antas å bli ca 63,4 mrd kroner i fast 1986 kroneverdi. Norsk andel av dette utgjør 53 mrd kroner.

Beredskap

Utviklingen av gondolsystem for evakuering på Statfjordfeltet har fortsatt i 1986.

Utrøvingen på feltet har imidlertid avdekket en del nye problemstillinger, slik at systemet først er forventet operativt ved årsskiftet.

Oljedirektoratet ser på dette systemet som et viktig bidrag til totalberedskapen på feltet, og vil følge utviklingen nøye.

Produksjon

Produksjonen på Statfjordfeltet har gått bra, og har stort sett bare vært avbrutt av de planlagte produksjonsnedstengningene.

På A-plattformen er det foretatt større forandringer på ventilasjonsanleggene, slik at områdeklassifisering og overtrykksvifter blir i samsvar med gjeldende forskrifter.

Lastesystem

Som erstatning for Statfjord A bøyen som ble vraket, ble det valgt et system utviklet av norske produsenter.

Systemet utmerker seg ved sin enkelhet og ved at

den tradisjonelle lastebøyen er erstattet av et fleksibelt rør som går fra havbunnen opp til tankskipet.

Det nye systemet er montert og vil være operativt i løpet av første kvartal 1987.

Vedlikehold

Grunnet korrosjon ble deler av rørsystemet for ballastvann i den nederste delen av utstyrskaftet på Statfjord A-plattformen skiftet ut i løpet av sommeren 1986.

Til erstatning for de betongbelagte stålrørene ble det valgt rør i en titanlegering.

Arbeidet var komplisert på grunn av den begrensede plass i det aktuelle området, samt de strenge krav som stilles ved sveising av titan.

Gasstransport, Statpipe

Gasstransportsystemet Statpipe er dannet med følgende interessenter:

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

Statoil er operatør for bygging og drift av systemet. Transporten omfatter:

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

Det har ikke vært større problemer knyttet til drift av Statpipe-rørledningen.

I forbindelse med inspeksjon sommeren 1986 ble en del miner oppdaget nær ledningen. Disse ble trukket bort fra ledningen og sprengt. En antar at minene er transportert til området i forbindelse med trållaktivitet.

Rørledningen fra 16/11-S til 2/4-S var gjenstand for innvendig inspeksjon i juni 1986. Utstyr fra British Gas Corp ble benyttet med godt resultat.

Det ble ikke funnet reduksjon i veggtykkelsen i noen del av den inspiserte rørledningen.

Kårstø

Den første nordsjøgassen ble ilandbrakt på Kårstø 23.3.85. Den første leveransen av gass fra Statpipe-systemet gjennom koblingen Statpipe/Norpipe skjedde 15.10.85, og den første båtlast med våtgass fra Kårstø gikk 5.11.85.

En skisse av transportsystemene for olje og gass i den norske del av Nordsjøen er vist i fig 2.3.11.d.

Transportkapasiteten fra Statfjord til Kårstø er 8

x 10⁹ Sm³ våtgass pr år. Kårstøanlegget har en behandlingsskapasitet på 5 x 10⁹ Sm³ våtgass pr år.

Tørrledningen til Ekofisk Senter har en transportkapasitet på 17 x 10⁹ Sm³ pr år.

Dette overskrider kapasitetsbehovet for Statfjord, Gullfaks og Heimdal og er gjort for at senere skal kunne tilknytte andre felt.

Dersom en ønsker å øke transportkapasiteten i Statpipe-systemet, må det bygges en ny kompressorplattform ved siden av stigerørsplattformen 16/11-S.

Det er inngått en rammeavtale med Norpipe a/s og Phillipsgruppen om bruk av Ekofisk Senter og rørledningen til Emden.

Rettighetshaverne på Statfjord, Heimdal og Gullfaks har videre inngått salgssavtaler for gassen med kjøpere på kontinentet.

Målesystem

LPG- og tørrgassmålesystemene på Kårstø har vært i drift siden november 1985. Målesystemene har stort sett virket etter de forutsetningene som var gitt.

Det planlegges noen mindre forbedringer av LPG målesystemet i 1987.

Oljedirektoratet har foretatt regelmessige inspeksjoner av målesystemene.

2.3.12 Murchison

Rettighetshavere:

Britisk del (77,8 %)	
Conoco North Sea, Inc	25,93 %
Britoil Ltd	25,93 %
Chevron USA Inc	25,93 %

Norsk del (22,2 %)

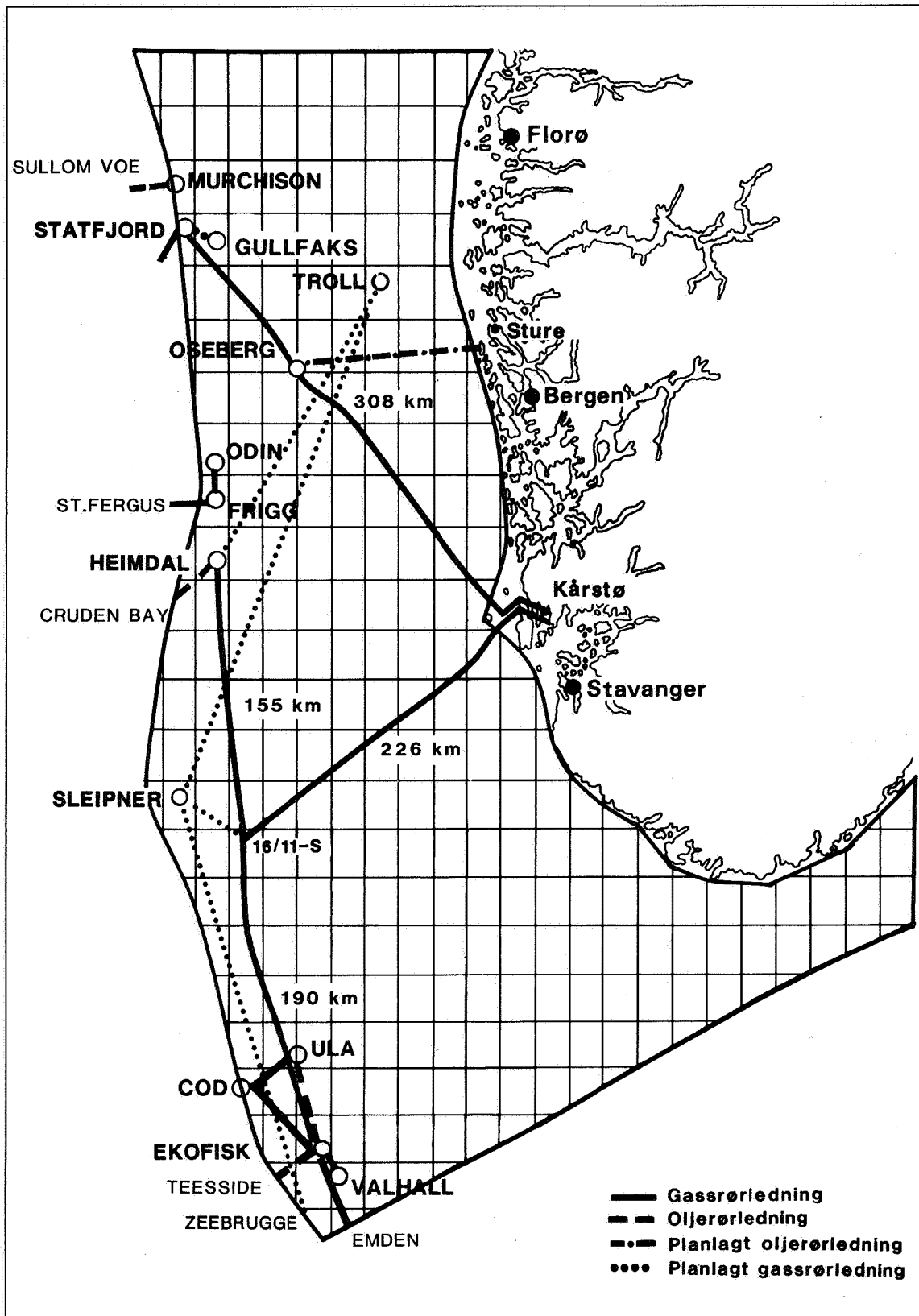
(Utvinningsstillatelse 037)

Mobil Development Norway A/S	3,33 %
Den norske stats oljeselskap a.s	11,10 %
Norske Conoco A/S	2,22 %
Esso Exploration and Production Norway A/S	2,22 %
A/S Norske Shell	2,22 %
Saga Petroleum a.s.	0,42 %
Amoco Norway Oil Co A/S	0,23 %
Amerada Hess Norwegian Exploration A/S	0,23 %
Texas Eastern Norway Inc	0,23 %

Ovennevnte rettighetshavere er de samme som for Statfjord-feltet. Murchison-feltet ble påvist i august 1975. Feltet ligger i blokk 211/19 på britisk side og i blokk 33/9 på norsk side (fig 2.3.11.a). Utbygging av Murchison-feltet ble igangsatt i 1976 av de britiske rettighetshaverne. 037-gruppen erklærte feltet drivverdig sommeren 1977, og Statoil tiltrådte erklæringen sommeren 1978.

Reforhandlingene om reservene ble avsluttet i 1986, og de nye fordelingene er gjeldende fra september 1986. Den norske andelen ble redusert fra 25,1 % til 22,2 %. De utvinnbare reservene for hele feltet er 53 x 10Sm³ olje og 1,2 x 10⁹Sm³ gass.

FIG. 2.3.11.d
Rørledninger i norsk del av Nordsjøen



Produksjonsanlegg

Feltet er bygget ut med en integrert plattform av stål med produksjonskapasitet på 26 200 Sm³ pr døgn (fig 2.3.12.a). Produksjonen ble startet 28.9.80 fra to havbunnskompletterte brønner. Nåværende produksjon ligger rundt 12 200 Sm³ olje pr døgn.

Plattformen har 28 brønnsliiser totalt. Hittil er 27 brønner komplettert til 18 oljeproduksjonsbrønner og 9 vanninjeksjonsbrønner.

Utnyttelse av forekomstene

Feltet har produsert opp mot maksimal behandlingskapasitet siden 1981. I 1984 var siste året med platåproduksjon. Vannproduksjonen har steget til 30%. Det planlegges en økt vannbehandlingskapasitet. Kapasiteten (på 7 950 Sm³ pr. døgn) ble økt til 15 900 Sm³ pr. døgn i løpet av desember 1985. Vanninjeksjonskapasiteten skal også økes fra 27 000 Sm³ pr døgn til 31 800 Sm³ pr. døgn. Det er planlagt ytterligere økning.

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

Olje fra Murchison sendes i rørledning til Sullom Voe på Shetland.

FIG. 2.3.12.a
Installasjon på Murchison

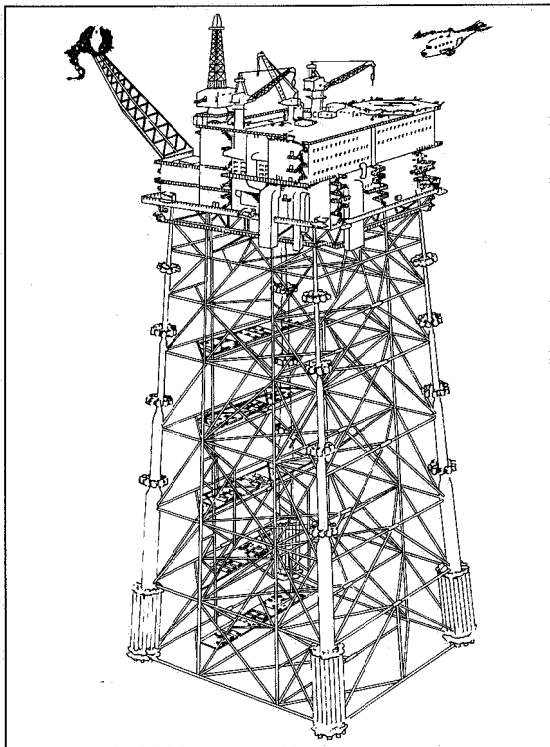
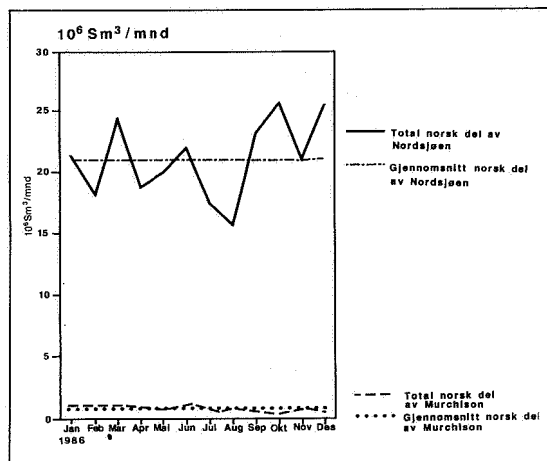


FIG. 2.3.12.b
Gass brent på Murchison



Brenning av gass

Gjennomsnittlig er det i 1986 brent 0.093 x 10⁶ Sm³ gass pr døgn, tilsvarende 9 % av total gassproduksjon på feltet. (Fig 2.3.12.b).

Regulariteten i gass-systemet har i 1986 vært 91 %. Av forhold som har vært med på å bestemme den endelige regulariteten kan problemer med kompressoranelegget samt en del reparasjoner på separatorene nevnes.

Målesystem

Driftskontroll blir foretatt årlig i samarbeid med Department of Energy.

Kostnader

Totalt antas å bli ca 34,6 mrd kroner i fast 1986 kroneverdi.

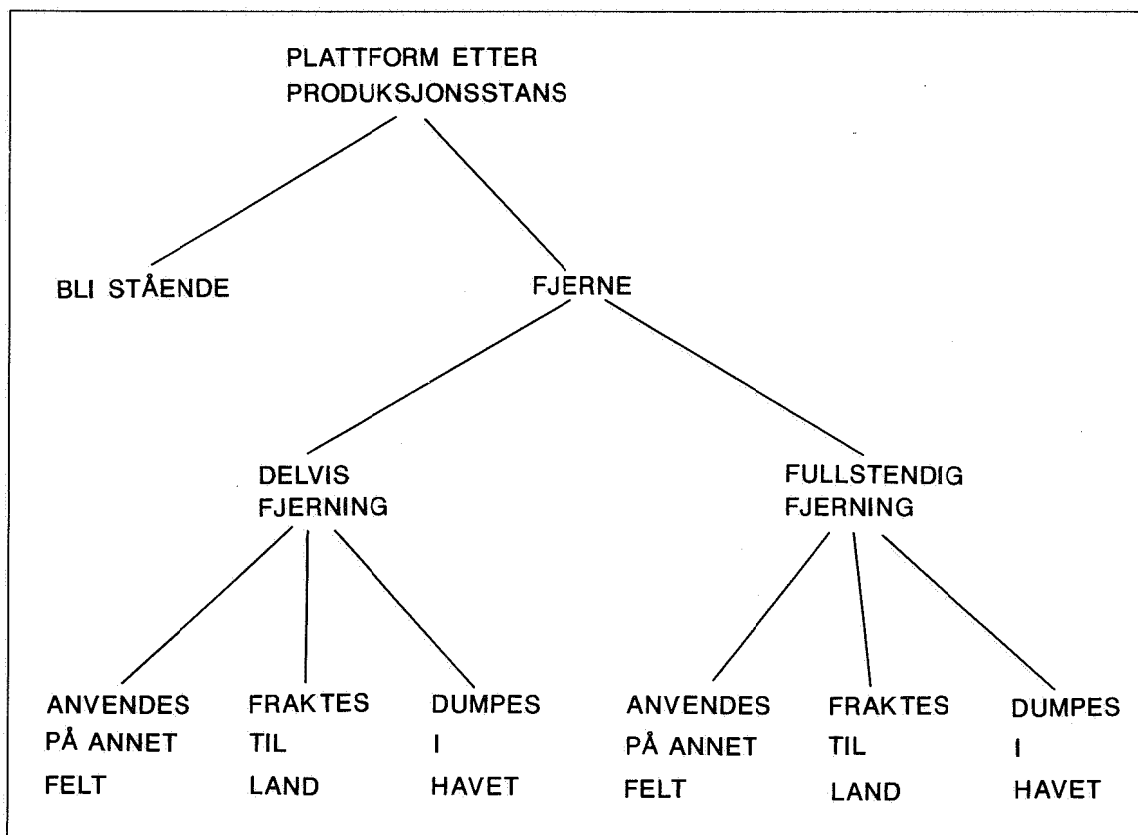
2.4 Sluttproduksjon/fjerning

Oljedirektoratet har nedsatt en tverrfaglig prosjektgruppe til å se nærmere på aktuelle problemstillinger i forbindelse med overtagelse og fjerning av innretninger i tilknytning til norsk petroleumsvirksomhet.

Fokusering på denne problemstilling har tre årsaker:

- Om få år vil spørsmålet om tidspunkt for produksjonsslutt på flere av feltene på norsk sokkel melde seg. Før århundreskiftet vil flere enkeltfelt på Ekofisk og Frigg med satellittfelt ha sluttet å produsere.
- Flere av innretningene på felt som raskt nærmer seg tidspunktet for sluttproduksjon kan tenkes brukt av andre felt på sokkelen. Enten ved at nye og gamle felt anvender innretningen sammen, eller at nye felt helt overtar eksisterende innretning.
- Spørsmålet om hva som skal skje med innretninger som ikke lenger er i bruk, vil bli tatt opp i flere internasjonale fora de neste par årene. Dette

FIG. 2.4
Sluttproduksjon/fjerning



tvinger frem en diskusjon om hvilken holdning Norge skal innta.

Alternativene for hva som kan skje med innretningene etter at produksjonen er opphørt er fremstilt i figur 2.4.

I følge Geneve-konvensjonen av 1958 (Kontinentalsokkel-konvensjonen), som Norge har ratifisert, heter det at «enhver installasjon som er nedlagt eller som ikke lenger er i bruk skal fjernes fullstendig». Havrettskonvensjonen (United Nations Convention on the Law of the Sea, 1982) har imidlertid myket opp Geneve-konvensjonens strenge krav til fjerning, idet man der krever fjerning i den utstrekning hensynet til skipsfart, fiske, vern av havmiljø og andre staters rettigheter og plikter gjør det nødvendig.

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

Dette er regulert i Petroleumsloven (lov av 22.3.1985 nr 11 § 30).

Når en tillatelse utløper, helt eller delvis oppgis,

eller bruken av innretningene som er knyttet til tillatelsen opphører, har staten rett til vederlagsfritt å overta de faste innretninger med tilbehør.

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

USA er det land i verden som har mest erfaring med å fjerne innretninger. I Mexico-gulven er det hittil fjernet 350 strukturer. Dette har imidlertid vært relativt små enheter lokalisert på grunt vann. Teknisk og kostnadmessig har omfanget vært relativt moderat sammenlignet med hva man kan forvente ved fjerning av større enheter på norsk sokkel.

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

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

3 Petroleumsressurser

3.1 Ressursregnskapet

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

Petroleumsressurser klassifiseres etter sikkerhet i ressursanslagene og sikkerhet for drivverdighet (fig 3.1.a). Sikkerhet i ressursanslagene bestemmes av geologiske kontroll (horisontal akse). For oppdagede ressurser vil graden av seismisk kontroll og kjennskap til geologien ligge til grunn for inndelingen. For oppdagede ressurser vil graden av brønnkontroll avgjøre klassifiseringen. I drivverdighetskriteriet inngår pris og kostnadsberegninger for en ressursmengde for å avgjøre om ressursen er utbyggbar (vertikal akse). For ressurser som er er-

klært drivverdige vil framdriften for prosjektet være avgjørende for klassifiseringen.

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

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

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

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

Fig 3.1.a
Klassifisering av petroleumsressurser

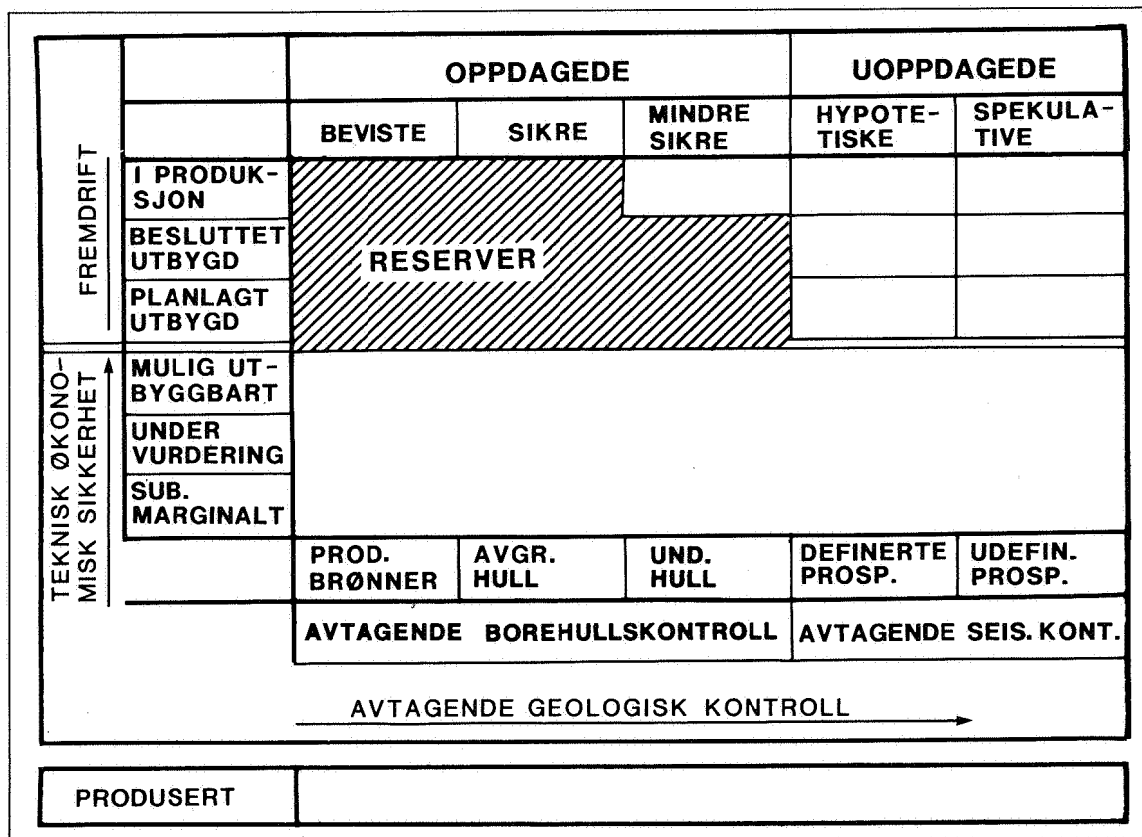


Fig 3.1.b
Ressursregnskap for norsk kontinentalsokkel

FREMDRIFT	OPPDAGEDE						UOPPDAGEDE		
	BEVISTE		SIKRE		MINDRE SIKRE		HYPOTE-TISKE	SPEKULA-TIVE	
	OLJE NGL	GASS	OLJE NGL	GASS	OLJE NGL	GASS			
MILL Sm ³ OLJE/NGL									
MRD Sm ³ GASS									
I PRODUK-SJON	527	236							
BESLUTTET UTBYGD			462	1023					
PLANLAGT UTBYGD			280	647					
TEKNISK ØKONO-MISK SIKKERHET ↑	MULIG UT-BYGGBART			499	677	145	139		
	UNDER VURDERING					35	91		
	SUB. MARGINALT			2	29	20	31		
				PROD. BRØNNER	AVGR. HULL	UND. HULL	DEFINERTE PROSP.	UDEFIN. PROSP.	
			AVTAGENDE BOREHULLSKONTROLL			AVTAGENDE SEIS. KONT.			
			AVTAGENDE GEOLOGISK KONTROLL →						
PRODUSERT	358 X 10 ⁶ Sm ³ olje inkl NGL 209 X 10 ⁹ Sm ³ gass								

Tab 3.2
Oppdagede petroleumsreserver i felt som er besluttet utbygd

	Opprinnelig salgbar			Resterende		
	Olje 10 ⁶ Sm ³	Gass 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn	Olje 10 ⁶ Sm ³	Gass 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn
Albuskjell ¹⁾	7,8	17,1	1,2	1,6	5,7	0,4
Cod ¹⁾	2,7	6,6	0,5	0,4	1,6	0,1
Edda ¹⁾	4,2	1,8	0,2	0,9	0,2	
Ekofisk	237,0	126,0	13,5	105,4	74,1	9,4
Eldfisk ¹⁾	54,4	32,2	3,2	24,5	21,9	2,1
Frigg ²⁾	1,0	127,0		0,6	45,0	
Gullfaks ¹⁾	210,3	13,7	2,1	210,3	13,7	2,1
Heimdal	3,1	33,8		3,0	32,4	
Murchison ³⁾	11,5	0,3	0,4	3,1	0,1	0,1
Nord-øst Frigg	0,1	8,0			3,8	
Odin	0,1	22,0			13,5	
Oseberg ⁴⁾	200,0	71,0		200,0	71,0	
Sleipner Øst	17,0	51,0	10,0	17,0	51,0	10,0
Statfjord ⁵⁾	375,0	49,0	15,4	254,0	46,0	14,5
Tommeliten	5,9	16,8	0,9	5,9	16,8	0,9
Tor ¹⁾	21,6	12,9	1,4	5,6	4,4	0,5
Troll Øst		825,0			825,0	
Ula	33,0	1,6	1,4	32,8	1,6	1,4
Valhall ¹⁾	38,1	14,2	5,2	29,3	12,7	4,7
Vest Ekofisk ¹⁾	12,1	25,1	1,4	1,5	5,1	0,4
Øst Frigg		13,0			13,0	
Sum	1234,9	1468,1	56,8	895,9	1258,6	46,6

1) Operatørens anslag

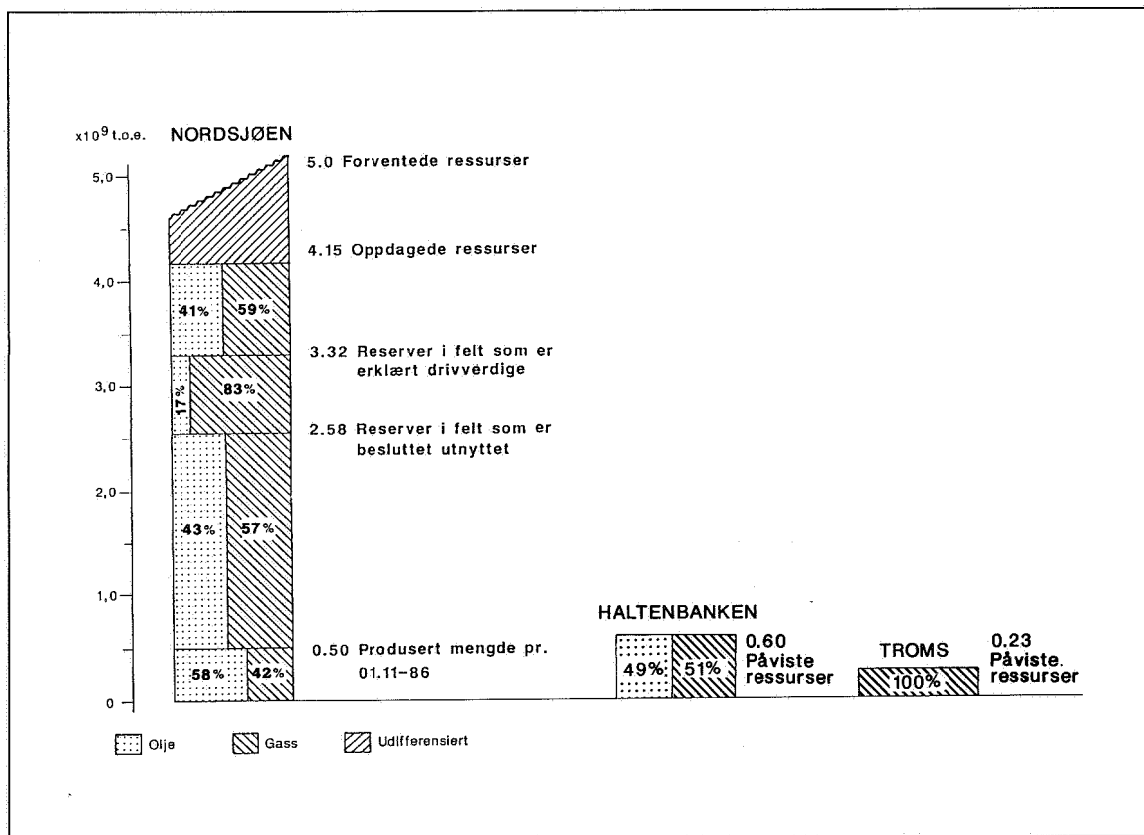
2) Dette er norsk andel: 60,82 %

3) Dette er norsk andel: 22,2 %

4) Omfatter Alfa, Alfa Nord og Gamma strukturen

5) Dette er norsk andel: 84,09 %

Fig 3.1.c
Ressurser på den norske kontinentalsokkel



3.2 Reservegrunnet for besluttede felt

Pr 31.12.86 er det tatt beslutning om å gjennomføre 21 utbyggingsprosjekter på norsk kontinentalsokkel. Dette er en økning på 3 i forhold til 1985. Økningen omfatter Tommeliten, Sleipner Øst og Troll Øst. Petroleumsmengdene for felt besluttet utbygd er gitt i tab. 3.2. Reservetallene er delvis basert på Oljedirektoratets beregninger og delvis på operatørens anslag for utvinnbare reserver. Totalt er det fram til 1.11.86 produsert 0.50×10^9 t.o.e.

3.3 Øvrige påviste ressurser sør for Stad

Tabell 3.3 viser øvrige ressurser som er oppdaget sør for Stad. Av disse er feltene Sleipner Øst, Troll Vest, Gyda og Veslefrikk erklært økonomisk utvinnbare. Ressursmengden i disse 4 feltene utgjør tilsammen $0,73 \times 10^9$ t.o.e.

Oljedirektoratet regner med at også en rekke av de øvrige funn vil bli bygget ut, både på grunn av størrelse og beliggenhet i forhold til andre felt.

3.4 Påviste ressurser nord for Stad

Foreløpig er det oppdaget $0,83 \times 10^9$ t.o.e. ved boring nord for Stad. Av dette ligger $0,60 \times 10^9$ t.o.e. på

Haltenbanken og $0,23 \times 10^9$ t.o.e. utenfor Troms. I desember 1986 ble Heidrun erklært økonomisk drivverdige av operatøren. Anslagene for Smørbukk 6506/12 og 6407/7-1 er foreløpig svært usikre. For Smørbukk er ressursanlaget ikke justert etter det siste letehullet, men vil antagelig bli redusert.

3.5 Endringer av ressursanslag fra forrige årsberetning

3.5.1 Felt besluttet utbygd

For feltene Albuskjell, Cod, Edda, Tor og Vest Ekofisk har Oljedirektoratet ikke hatt kapasitet til å utarbeide egne produksjonsprofiler. Ressurstallene som er benyttet i årsmeldingen er hentet fra operatørens prognoser, og viser relativt små variasjoner i forhold til fjorårets prognoser som også var fra operatøren. For Heimdal har Oljedirektoratet foretatt små prognosejusteringer. På Murchison er den norske andelen av feltet redusert fra 25,1 % til 22,2 %.

Oseberg

På Oseberg har ny brønninformasjon fra forboringsprogrammet og beslutning om ekstern gassinjeksjon øket oljeanslaget med ca 15%.

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

	Olje 10 ⁶ Sm ³	Gass 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn
Agat ¹⁾		43,0	
Balder	35,0		
Brage	29,0	6,0	
Gullfaks Sør	45,0	88,0	
Gyda	30,5	6,0	
Hild		20,0	
Hod	7,2	5,4	
Huldra ¹⁾	4,9	21,0	
Sleipner satelitter ²⁾	16,0	35,0	
Sleipner Vest ³⁾	27,0	135,0	9,0
Snorre	146,0	16,0	
SØ Tor	4,0	3,0	
Troll Vest	41,0	463,0	
Veslefrikk ¹⁾	36,4	4,3	
6/3 PI	0,9	1,0	
7/11 A ¹⁾	6,5		
15/3-1,3	2,0	29,0	
15/3-4 ¹⁾	12,0	5,0	
15/5-1	2,0	6,0	
16/7-4 ¹⁾	1,4	9,0	
24/6-1	2,0	10,0	
24/9	3,0		
25/2-4	4,0	12,0	
30/6 Beta ¹⁾	20,0		
30/6 Beta Sadel ¹⁾	20,0		
30/6 Gamma Nord	5,0	7,5	
30/6 Kappa ¹⁾	5,0	5,0	
30/9 Omega ¹⁾	9,3	3,0	
33/9 Alfa	19,0	2,5	
33/9 Beta	39,0	2,0	
34/8-1	8,0	65,0	
34/10 Beta ¹⁾	8,0	22,5	
34/10 Gamma	2,2	28,0	
34/4-1	3,0		
35/8-1	1,9	13,5	
35/8-2	2,6	7,0	
Total	598,8	1037,7	9,0

1) Operatørens anslag

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

3) Omfatter Alfa, Beta, Epsilon og Delta

Tab 3.4
Oppdagede petroleumsressurser nord for Stad

	Olje 10 ⁶ Sm ³	Gass 10 ⁹ Sm ³
Haltenbanken		
Draugen	65,0	4,5
Heidrun	127,0	39,0
Midgard	22,0	103,0
Smørbukk	60,0	83,0
Tyrhans	16,0	40,0
6407/7-1	25,0	2,5
6506/12 Beta	48,6	36,3
Sum	363,6	308,3
Troms		
Albatross		34,3
Albatross Sør		8,2
Askeladd		52,0
Snøhvit		86,1
Snøhvit Nord		3,3
7119/12 (1)		3,6
7120/07		24,3
7120/12		14,8
7121/5 Beta		5,6
Sum		232,2
Total	363,6	540,5

1) Operatørens anslag

Sleipner Øst

Sleipner Øst omfatter 15/9 gamma-strukturen fra tidligere årsberetninger. Ressursanslag for strukturen er tidligere ikke oppgitt separat, men har inngått som en del av Sleipner. Beslutning om utbygging av Sleipner Øst har nødvendiggjort en adskillelse fra resten av Sleipner.

Valhall

Valhall omfatter både Valhall A og Valhall rest fra tidligere årsberetninger. Ressurstallet er basert på operatørens prognoser for hele feltet. Tallene for olje og NGL har gått noe opp mens gass er halvert i forhold til Oljedirektoratets anslag fra i fjor. Oljedirektoratet har ikke hatt kapasitet til å kontrollere om operatørens gass/oljeforhold er realistisk.

Statfjord

Oljedirektoratet arbeider med en oppjustering av ressursanslaget på Statfjord. Et foreløpig anslag gir en økning på ca. 10% for olje i forhold til årsberetningen i 1985.

Tommeliten

I forbindelse med plan for utbygging og drift for Tommeliten har Oljedirektoratet justert ressursanslaget for de to strukturene. Dette har medført en mindre reduksjon i gassanslaget.

3.5.2 Andre funn

Agat

Agat er et gassfunn vest for Måløy som tidligere ikke har vært oppgitt i årsberetningen.

Gullfaks Sør

Nye brønndata og ny kartlegging har endret forholdet mellom gass og olje i favør av olje.

Gyda

Oljedirektoratet har foretatt ny kartlegging og øket utvinningsgraden fra 30 til 40 %.

Huldra

Operatøren har foretatt ny kartlegging av funnet, og gitt et nytt ressursanslag som er oppgitt i årsberetningen.

Sleipner Vest

Etter at Sleipner Øst (Gamma-strukturen) er besluttet utbygd har det vært naturlig å skille ressursene her fra resten av Sleipner. Ressursgrunnlaget for Sleipner Vest er ikke endret fra årsberetningen for 1985.

Snorre

Oljedirektoratet har foretatt en ny kartlegging av Snorre. De nye beregningene viser en betydelig økning i anslaget for olje, mens anslaget for gass er halvert.

Veslefrikk

Operatøren har nedjustert ressursene en del som følge av ny kartlegging.

6/3 Pi

Oljedirektoratets kartlegging av funnet gir et betydelig lavere ressursanslag enn operatørens, som var oppgitt i årsberetningen for 1985.

24/6-1

Dette er et mindre gass og oljefunn fra august 1985. Funnet har tidligere ikke vært oppgitt i Oljedirektoratets årsberetning.

30/6 Beta sadel

Dette er et nytt funn påvist ved letehull 30/6-19. Hullet var en forpliktelse i forbindelse med utsettelse av tilbakelevering på blokk 30/6. Ressursanslaget er usikkert, men resultatet fra 30/6-19 er oppløftende.

30/6 Gamma Nord, Kappa og 30/9 Omega

Operatøren har foretatt ny seismisk tolkning (3 D) av strukturene, slik at ressursanslaget er endret noe i forhold til 1985.

34/8-1

Dette er et nytt gass og oljefunn

35/8-1

Oljedirektoratet har foretatt en kartlegging av dette funnet, og ressursgrunnlaget er gått noe opp.

35/8-2

Funnet ble påvist i 1982 og ressursanslaget har tidligere ikke vært oppgitt i årsberetningen.

3.5.3 Haltenbanken**Draugen**

På Draugen har ny borehullsinformasjon og ny kartlegging av strukturen ført til økning i ressursansla-

get. Ressursberegningen omfatter nå hele strukturen og ikke bare den sørlige delen som oppgitt i 1985.

Heidrun

Ny borehullsinformasjon og ny kartlegging har ført til en betydelig økning i ressursanslaget på Heidrun.

6407/7-1

Dette er et nytt funn hvor ressursanslaget foreløpig er svært usikkert.

6506/12 BETA

På bakgrunn av ny borehullsinformasjon har Oljedirektoratet kartlagt strukturen på nytt, slik at det foreløpige ressursanslaget fra fjoråret er betydelig redusert.

3.5.4 Troms-området**Snøhvit**

På Snøhvit er det foretatt ny kartlegging, som har ført til en økning på ca. 15% i gassressursene. Det er foreløpig usikkert om oljen på Snøhvit kan utvinnes. Oljen er derfor ikke tatt med i ressuroversikten for utvinnbare petroleumsmengder.

Albatross Sør, 7121/5 Beta

Nye funn er gjort i Albatross Sør og 7121/5 Beta. Ressursanslagene er foreløpige.

3.6 Ressurspotensialet sør for Stad

Oljedirektoratet har anslått det forventede utvinnbare ressurspotensialet sør for Stad til ca 5×10^9 t.o.e. Til nå er ca. $4,15 \times 10^9$ t.o.e. oppdaget ved boring. I uborede strukturer er det beregnet et hypotetisk ressurspotensial på $0,8 \times 10^9$ t.o.e. I tillegg til de hypotetiske ressurser kan det være en del spekulative ressurser.

Tab 3.5
Felt med endringer i ressursanslag i Årsberetningene 1985–1986

	Årsberetning 85			Årsberetning 86		
	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 besluttet utbygd						
Albuskjell	7,8	16,9	1,1	7,8	17,1	1,2
Cod	2,8	6,8	0,5	2,7	6,6	0,5
Edda	4,4	1,9	0,2	4,2	1,8	0,2
Eldfisk	50,8	31,6	3,0	54,4	32,2	3,2
Heimdal	3,0	34,0		3,1	33,8	
Murchison	13,0	0,3	0,5	11,5	0,3	0,4
Oseberg	173,0	71,0		200,0	71,0	
Sleipner Øst	–	–		17,0	51,0	10,0
Statfjord	342,0	41,0	12,7	375,0	49,0	15,4
Tommeliten	6,0	23,0		5,9	16,8	0,9
Tor	19,8	13,7	1,5	21,6	12,9	1,4
Ula	29,9	1,5	1,3	33,0	1,6	1,4
Valhall	33,9	28,2	1,3	38,1	14,2	5,2
Vest Ekofisk	11,9	26,2	1,3	12,1	25,1	1,4
Andre felt						
Agat	–	–			43,0	
Gullfaks Sør	37,0	93,0		45,0	88,0	
Gyda	18,0	2,0		30,5	6,0	
Huldra	–	18,0		4,9	21,0	
Sleipner Vest	–	–		27,0	135,0	9,0
Snorre	99,0	27,0		146,0	16,0	
Veslefrikk	41,0	4,0		36,4	4,3	
6/3 Pi	4,6	4,0		0,9	1,0	
24/6-1	–	–		2,0	10,0	
30/6 Beta Sadel	–	–		20,0		
30/6 Gamma Nord	2,3	5,0		5,0	7,5	
30/6 Kappa	5,0	1,7		5,0	5,0	
30/9 Omega	9,3	10,0		9,3	3,0	
34/8-1	–	–		8,0	65,0	
35/8-1	1,0	10,0		1,9	13,5	
35/8-2	–	–		2,6	7,0	
Draugen	39,0			65,0	4,5	
Heidrun	87,0	31,0		127,0	39,0	
6407/7-1	–	–		25,0	2,5	
6506/12 Beta	76,0	54,0		48,6	36,3	
Albatross Sør	–	–			8,2	
Snøhvit	–	74,4			86,1	
7121/5 Beta	–	–			5,6	

4 Sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten

4.1 Innledning

Petroleumsloven av 22.3.85 etablerte et selvstendig lovgrunnlag for arbeidet med sikkerheten i petroleumsvirksomheten. Den etterfølgende omlegging av tilsynet med virksomheten har utvidet Oljedirektoratets tilsynsansvar betydelig og stilt Divisjon for sikkerhet og arbeidsmiljø overfor store utfordringer. Men endringene innebærer også bedre muligheter for å utforme en total sikkerhetsstrategi for virksomheten på norsk kontinentalsokkel. Viktige komponenter i en slik strategi er utvikling av en mer enhetlig regelverksstruktur og gjennomføring av en mer konsekvent oppfølging av regelverkets bestemmelser.

De nye utfordringer og det utvidete ansvar stiller større krav til effektivitet i organisasjonen. Organisatoriske tilpasninger og økt motivasjon hos medarbeidere er anerkjente midler i en slik sammenheng. Arbeidet med organisasjonsendringer har vært en høyt prioritert oppgave i Sikkerhetsdivisjonen i 1986, og en betydelig omstrukturering ble foretatt med virkning fra 1.10.86 med sikte på en mer funksjonell og målrettet organisasjonsform.

Den nye organisasjonsstrukturen har som hovedmål å effektivisere virksomheten innenfor Sikkerhetsdivisjonens ansvarsområde ved å organisere divisjonen etter tre hovedfunksjoner som ivaretas av tre separate avdelinger:

- planlegging, koordinering og ledelse av tilsynsvirksomheten
- ivaretagelse av nødvendig fagkompetanse innenfor divisjonens ansvarsområde
- strategisk planlegging og utredning

Tilsynsavdelingen har 6 tilsynsledere som hver har ansvaret for tilsynet med bestemte operatørselskaper. Tilsynet skal sikre at rettighetshaverne ivaretar sine plikter i henhold til myndighetenes regelverk, og avdelingen er delegert nødvendig beslutningsmyndighet i denne forbindelse. Fagavdelingen og bistandsetatene stiller de nødvendige faglige ressurser til disposisjon for tilsynsvirksomheten. Tilsynsavdelingen har 8 medarbeidere.

Fagavdelingen er Sikkerhetsdivisjonens faglige ressursbase og har ansvar for at tilstrekkelig fagkompetanse er tilgjengelig for divisjonen. Avdelingen har også ansvar for faglig regelverksarbeid, faglig vurdering av tilsynssaker og deltakelse i gjennomføring av tilsynsaktiviteter. Avdelingen har 75 medarbeidere.

Strategiavdelingen har 22 medarbeidere, og ivaretar også en del administrative fellesfunksjoner for Sikkerhetsdivisjonen. Men dens hovedfunksjon er overordnet rådgivning og utredning innenfor divisjonens totale ansvarsområde, strategisk regelverksutvikling samt koordinering og styring av visse tverrfaglige aktiviteter.

For industrien og for andre myndighetsorganer vil organisasjonsendringene i første omgang bety nye kontaktpersoner i Sikkerhetsdivisjonen og i mindre grad en del endrede rutiner for kommunikasjon. På sikt forutsetter man et mer enhetlig og effektivt tilsyn fra Sikkerhetsdivisjonens side og bedre service overfor alle innenfor divisjonens ansvarsområde.

4.2 Metodisk regelverksutvikling innenfor sikkerhet og arbeidsmiljø

Oljedirektoratet har i årsberetningene for 1984 og 1985 pekt på ulike problemstillinger vedrørende det regelverk Oljedirektoratet forvalter innen sikkerhet og arbeidsmiljø.

Arbeidet med strategier for videreutvikling av rammene for virksomheten innen sikkerhet og arbeidsmiljø og i forvaltningen av tilsynet, er nært knyttet til hvordan regelverket er tilpasset de problemstillinger en står overfor, både av teknologisk og styringsmessig karakter.

Direktoratet mener at arbeidet med disse spørsmål krever tilrettelegging også av organisatorisk karakter. Direktoratet har således gjennom sitt organisasjonsutviklingsarbeid etablert en organisasjonsstruktur som ivaretar disse forhold.

4.2.1 Det formelle grunnlag for regelverksarbeid

Det formelle grunnlag for Oljedirektoratets regelverksarbeid hva angår tilsyn med sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten er:

- de rammebetingelser som stilles i overordnet lovgivning, samt forskrifter og instruksjoner fastsatt av Kommunal- og arbeidsdepartementet
- kgl res av 28.06.85 om ordningen av tilsynet med sikkerheten mv i petroleumsvirksomheten mv
- Kommunal- og arbeidsdepartementets delegasjonsvedtak av 28.06.85, der Oljedirektoratet blant annet ble delegert myndighet til å:
 - fastsette forskrifter for virksomheten
 - foreta totale sikkerhetsvurderinger
 - fatte vedtak om samtykker, pålegg, fravik og godkjenninger

- Kommunal- og arbeidsdepartementets brev av 28.06.86 om utarbeidelse av handlingsplan for revisjon av detaljregelverket

Oljedirektoratet har med dette fått tilstrekkelig formelle rammebetingelser for planlegging av regelverket og oppfølging for petroleumssektoren samlet under Kommunal- og arbeidsdepartementets myndighetsområde.

4.2.2 Status for Oljedirektoratets regelverksmetodiske arbeid – karakteristikk av gjeldende detaljregelverk

Ved Kommunal- og arbeidsdepartementets delegasjonsvedtak av 28.06.85 ble Oljedirektoratet delegert ansvaret for det detaljregelverk Kommunal- og arbeidsdepartementet tidligere hadde ansvaret for, og som var fastsatt i medhold av

- kgl res av 3.10.75 vedrørende sikkerhetsforskrifter mv for undersøkelse og boring mv

og

- kgl res av 9.07.76 om sikkerhetsforskrifter for produksjon mv

Ovennevnte detaljregelverk som er utviklet av forskjellige etater, gir uttrykk for forskjellige tilsynsmetodikker. Den enkelte etat har videre utviklet detaljregelverket utfra sine egne regelverkstradisjoner, slik at dette totalt sett mangler samsvar med sentrale forutsetninger i overordnet lovgivning. Det er i enkelte tilfeller også manglende samsvar mellom delegert forskriftsmyndighet og utnyttelsen av denne til å omfatte hele det tilsynsområdet som etaten var tillagt ansvar for. Videre er det eksempler på at etater har utviklet detaljforskrifter der hjemmelsgrunnlaget delvis er å finne i sokkelovgivningen og delvis i annen lovgivning. Karakteristisk er også at virkeområdet for petroleumsløven og arbeidsmiljøloven er forskjellige.

Det understrekes imidlertid at ikrafttredelsen av petroleumsløven, samt ny kontrollordning, ikke har medført endringer i den faktiske detaljregelverksituasjon ved:

- endringer av faglige/saklige virkeområder
- endringer av forskriftenes faglige innhold

Slik sett er situasjonen, sett fra brukers synspunkt, på dette området uendret.

Nytt er likevel at en etat – Oljedirektoratet – nå er ansvarlig for det samlede detaljregelverk med de muligheter for forenkling/restrukturerings og/eller oppdatering dette gir.

4.2.3 Aktiviteten fremover

Dagens situasjon for oljeindustrien sammenholdt med de spesielle teknologiske utfordringer en står overfor på norsk sokkel, medfører at industrien aktivt må søke nye løsninger.

Selv om Oljedirektoratet mener at regelverket i hovedsak gir tilstrekkelig fleksibilitet ved valg av utbyggingsstrategier og utbyggingsløsninger, er gjeldende detaljregelverk i høy grad konsentrert om tradisjonelle/kjente teknologiske løsninger, slik at

regelverket ikke i tilstrekkelig grad legger tilrette for den nødvendige nytenkning/innovasjon.

Ovenstående forhold, sammen med at eksisterende detaljregelverk har en komplisert og lite homogen struktur og således ikke legger tilrette for et rasjonelt tilsyn med sikkerhet og arbeidsmiljø, stiller store krav også til myndighetene.

Blant annet aktualiseres behovet for en omfattende gjennomgang av eksisterende detaljregelverk med sikte på å kartlegge og utrede

- regelverkets fremtidige form/struktur

- sikkerhetsnivå

- fleksibilitet

- funksjonalitet og mulighet for valg av kostnadseffektive løsninger

- forholdet mellom de forskjellige aktører så som: operatør, kontraktører, rederinæring, arbeidstaker- og arbeidsgiverorganisasjoner

Denne prioritering gjenspeiler seg i direktoratets nye organisasjonsmodell som blant annet legger tilrette for planmessig arbeid med utvikling og vedlikehold av regelverk (regelverksstrategi).

Oljedirektoratet har (i brev til Kommunal- og arbeidsdepartementet 6.11.86) lagt opp til en plan for metodisk gjennomgang av regelverket. Planen inneholder beskrivelse av formelle rammer for det videre arbeid, status og målsettinger, arbeidet med grenseflater, virkemidler og hjelpemidler (bruk av EDB) i arbeidet.

Planen behandler videre direktoratets organisering av arbeidet og understreker viktigheten av at arbeidet utføres i kontakt med berørte myndigheter, industrien og arbeidslivets parter. Det er lagt opp til fremdriftsplaner for de enkelte delprosjekter for fremdriftsvis kartlegging, grenseflater mv (Delprosjekt I), oppbygging av ny regelverksstruktur (Delprosjekt II) og gjennomføring av regelverksrevisjoner i 1986–87 (Delprosjekt III).

Direktoratet vil i gjennomføringen av planen legge særlig vekt på nær kontakt med myndigheter, industrien og arbeidstakerorganisasjonene og vil etablere kontaktorganer for å sikre nødvendig åpenhet, erfaringsoverføring og meningsutveksling med de berørte parter.

4.2.4 Regelverksarbeid

I påvente av utvikling av ny regelverksstruktur under det overordnede regelverk er arbeidet med revisjon av detaljforskrifter utsatt for ikke å binde opp Oljedirektoratets handlefrihet for valg av ny regelverksstruktur og opplegg for gjennomføring av regelverksrevisjoner. Det er således ikke fastsatt nye forskrifter og retningslinjer i beretningsperioden. Unntatt fra dette er utviklingen av retningslinjer som vil fastsettes i medhold av Oljedirektoratets forskrift for bærende konstruksjoner. Det vises til 4.7.1.

4.3 Tilsynsaktiviteter

Samtidig med Petroleumsløvens ikrafttredelse

1.7.85 ble Oljedirektoratets tilsynsansvar betydelig utvidet ved at tilsynsoppgaver som tidligere hadde ligget under andre statsetater nå ble overført til Oljedirektoratet.

Den påfølgende reorganisering av Sikkerhetsdivisjonen har tatt sikte på å styrke og effektivisere tilsynet ved en funksjonell inndeling av divisjonen i tre avdelinger, som redegjort for under pkt 4.1. På denne måten har man etablert bedre kommunikasjonskanaler mellom operatørselskaper og myndighet og lagt forholdene tilrette for bedre planlegging og gjennomføring av tilsynsvirksomheten samt faglig kompetanseoppbygging i divisjonen.

Tilsynsavdelingen planlegger, koordinerer og leder gjennomføringen av tilsynet. Fagavdelingen stiller til disposisjon faglige ressuser for gjennomføring av revisjoner og inspeksjoner. Tilsynsavdelingen har også et nært samarbeid med Juridisk avdeling og Ressursdivisjonen i det løpende tilsyn.

Et viktig element i Oljedirektoratets tilsyn med sikkerhet og arbeidsmiljø er samtykkene som gis operatørselskapene til å igangsette en ny aktivitet.

I 1986 ble det behandlet 110 samtykker. Av disse var:

- 4 samtykker til undersøkelse
- 32 samtykker til leteboring
- 8 samtykker til detaljprosjektering
- 5 samtykker til fabrikkasjon
- 10 samtykker til installering
- 27 samtykker til bruk
- 5 samtykker til ombygging av eller endring av bruksformål
- 5 samtykker til fjerning eller flytting
- 14 samtykker til bruk av servicefartøy

Innføringen av ordningen med bruk av bistands-etater i tilsynet var en forutsetning for omleggingen av tilsynet med petroleumsvirksomheten. Ordningen er basert på opprettelse av bindende avtaler mellom aktuell etat og Oljedirektoratet. Det er pr 31.12.86 inngått avtale med:

- Teledirektoratet
- Direktoratet for brann- og eksplosjonsvern
- Det norske meteorologiske institutt
- Kystdirektoratet

Arbeidet med å komme frem til en bistandsavtale med Sjøfartsdirektoratet pågår.

Oljedirektoratet er også tillagt koordineringsansvaret med etater med selvstendig ansvar i petroleumsvirksomheten. Det er fastsatt koordineringsinstrukser mellom Oljedirektoratet og:

- Helsedirektoratet
- Statens forurensningstilsyn

4.4 Arbeidsmiljø

4.4.1 Systemrevisjoner

Oljedirektoratet har i 1986 gjennomført systemrevisjoner med utgangspunkt i Arbeidsmiljøloven. Revisjonene avdekket at selskapene ikke i tilstrekkelig grad har utviklet og tatt i bruk kvalitetssikringssystemer som ivaretar arbeidsmiljømessige forhold.

Arbeidsmiljøforhold skal i henhold til internkontrollforskriften være underlagt en løpende overvåking og kartlegging. Videre skal ansvars-, myndighets- og kommunikasjonslinjer være klart definert og forstått. Disse forhold viste seg gjennom revisjonene ikke å være tilfredsstillende ivaretatt av selskapene.

4.4.2 Det organiserte verne- og miljøarbeidet

Ifølge arbeidsmiljølovgivningen skal det utarbeides et handlingsprogram for verne- og miljøarbeid i virksomheten. Utarbeidelse av handlingsprogram er arbeidsgivers plikt. Dette arbeidet utføres i dag oftest av arbeidsmiljøutvalget. Som en støtte i dette arbeidet, har Oljedirektoratet i samarbeid med Rogalandforskning, utgitt en håndbok for utarbeidelse av handlingsprogram. Oljedirektoratet har registrert en positiv utvikling hva angår selskapenes utarbeidelse av handlingsprogram i 1986. Handlingsprogrammet er blitt utformet mer forpliktende idet tiltak, budsjett, tidsfrist og ansvarlig personell konkretiseres i større grad enn tidligere.

Siden 1983 har Oljedirektoratet i samarbeid med næringen aktivt arbeidet for å få opprettet arbeidsmiljøutvalg hvor både de kontraktorsatte og de operatørsatte er representert. I løpet av 1986 har alle operatørselskap, unntatt to, etablert koordinerende arbeidsmiljøutvalg (K-AMU). De gjestående to selskapene er i ferd med å opprette K-AMU.

4.4.3 Boligkvarter

Standarden på nye boligkvarter blir stadig bedre, og næringen viser vilje til å utarbeide nye og tidsmessige løsninger for innkvartering av personell. Som et ledd i disse bestrebelsene, legges det vekt på erfaringsoverføring fra tidligere prosjekter.

Men erfaring viser at boligkvarterene generelt er for små med hensyn til faktiske behov for innkvartering og kontorplass. I de nye konseptene er denne erfaring ikke tatt tilstrekkelig hensyn til.

De eldste installasjonene har boligkvarter med lavere standard enn hva som kreves i «Midlertidig forskrift for boligkvarter». Flere av disse installasjonene vil kunne få forlenget levetid ved at de knyttes til nye prosjekter. Ved «Samtykke til større ombygging av eller endring av bruksformål» for Edda i forbindelse med utbyggingen av Tommeliten, ble det stilt som betingelse at boligkvarteret i nåværende form får en begrenset «levetid» til 1991.

4.4.4 Flotell

Etter «Alexander Kielland»-ulykken ble øvre grense for antall personer som kunne innkvarteres på et flotell satt til 500 personer. Denne grensen bygde på sikkerhetsmessige vurderinger og skjønn med hensyn til mulighetene for å kunne evakuere et større antall personer effektivt.

I de senere årene er det bygget flotell som gjennom sikkerhetsstudier kan påvise langt større sik-

kerhet enn eldre flotell. En operatør søkte i 1986 om å få benytte «DB102» som flotell for opptil 750 personer. Etter nøye gjennomgang av de sikkerhets- og arbeidsmiljømessige sidene med dette fartøyet, ga Oljedirektoratet samtykke til søknaden.

De sikkerhetsmessige sidene ble gjennomgått av flere konsulentsfirma, og det ble dokumentert mindre konsekvenser ved en storskadeulykke på dette flotellet enn ved andre flotell.

Det ble også foretatt flere studier for å avdekke hvilken innvirkning en konsentrasjon av mange arbeidstakere har på bomiljøet. Resultatene fra disse undersøkelsene viser at et godt organisert miljøarbeid kan kompensere for de negative sidene ved innkvartering av et høyt antall arbeidstakere.

4.4.5 Melding av yrkesrelatert sykdom

I samarbeid med Direktoratet for arbeidstilsynet har Oljedirektoratet arbeidet med en veiledning til § 22 i arbeidsmiljøloven «Leges meldeplikt». Denne paragrafen fastslår at legen har plikt til å melde alle sykdommer som kan ha oppstått som følge av forhold på arbeidsplassen, til Arbeidstilsynet eller Oljedirektoratet alt etter som arbeidsplassen er på land eller offshore. Slike meldinger skal hjelpe myndighetene til å avdekke problemområder innen næringen.

4.4.6 Kvikksølveksponering

Urinanalyser fra personell som arbeider med kvikksølv, viser at arbeidshygiene har bedret seg de siste årene. Det er nå svært sjelden at det forekommer eksponering som krever utlufting. Oljedirektoratet har i samarbeid med Yrkeshygienisk institutt lagt opp til at urinprøvetaking av personell som arbeider med kvikksølv offshore, ikke tas så hyppig som før. Oljedirektoratets målsetting på dette området er, som tidligere, overgang til kvikksølvfritt utstyr. Så lenge kvikksølv er i bruk, er Oljedirektoratet positivt innstilt til å vurdere alternative kontrollordninger som bedre sikrer at arbeidstakere ikke blir overeksponert.

4.4.7 Radioaktiv avleiring i produksjonsutstyr

Når olje og gass produseres følger det ofte med vann fra reservoaret. Dette vannet inneholder en del salter som kan være radioaktive. En del av saltene som er oppløst i vannet, felles ut og fester seg på innvendige vegger i prosess-systemet. Selv om radioaktiviteten i avleiringen er mye lavere enn i isotoper som benyttes for brønnlogging og radiografi, har radioaktiviteten egenskaper som det må tas hensyn til ved håndtering av utstyr som inneholder slik avleiring. Operatørene for Staffjord-feltet og Ekofisk-området har i løpet av de siste årene foretatt omfattende kartlegging av avleiringens omfang, og iverksatt prosedyrer for sikker håndtering av utstyr som er forurenset med radioaktiv avleiring. Den radioaktive aktiviteten i avleiring har de siste årene vist en økende tendens. Ved fremtidige van-

ninjeksjonsprosjekter ventes avleiringens omfang å øke vesentlig.

4.4.8 Kuldestress

I forbindelse med helårsboring i de nordligste områdene, må det kartlegges hvilke spesielle forholdsregler som må tas for at ikke arbeidstakerne skal utsettes for en uakseptabel belastning på grunn av de klimatiske forholdene. Det har i den forbindelse vært fokusert på isolasjonsegenskaper til klærne, så som kjeledresser, hansker og ansiktsmasker. Organisering av arbeidet er også viktig for å sikre at kuldepåvirkningen av temperatur og vind er innen akseptable grenser. Næringen har gjennomført forskningsprosjekt og utarbeidet prosedyrer som skal identifisere problemområdene og søрге for tiltak for å hindre uakseptabel kuldepåvirkning. Dette arbeidet vil fortsette i 1987.

4.5 Beredskap

4.5.1 Regelverk

Gjennom Oljedirektoratets forvaltning og håndhevelse av «Forskrifter om redningsutstyr på faste anlegg for produksjon mv» har direktoratet funnet at forskriften ikke er tilstrekkelig funksjonell og egnet til å dekke samtlige områder og aktiviteter som forskriften får anvendelse for. Det pekes i denne forbindelse på Petroleumslovens § 46 med krav til effektiv beredskap som innebærer vekt på totalvurdering av beredskapsmessige forhold for å finne de mest effektive løsninger.

Oljedirektoratet legger opp til å revidere gjeldende forskrift for bedre å reflektere forutsetningen som ble lagt ved petroleumslovens ikrafttredelse. Revisjonen vil bli ivaretatt gjennom utvikling av en forskrift om beredskap innen petroleumsvirksomheten.

På det nåværende tidspunkt anser direktoratet det uhensiktsmessig å endre gjeldende detaljforskrifter. For å ivareta de erfaringer direktoratet har fått gjennom sin forvaltning og håndhevelse av gjeldende detaljforskrifter, har Oljedirektoratet i eget brev til operatørene redegjort for beredskapsmessige forhold direktoratet vil legge vekt på.

4.5.2 Enhetlig beredskapskonsept

Det er av stor betydning at operatørselskapene foretar en grundig behovsanalyse før valg av beredskapsløsninger. Enkelte selskaper har vektlagt dette mere enn andre og har etter hvert leid inn vel tilpassede og godt utrustede beredskapsfartøyer som en del av totalberedskapen.

Oljedirektoratet vil i tiden fremover vurdere operatørselskapenes kriterier for valg av beredskapsløsninger. Nødvendig bemanning av beredskapsfartøyer ut over grunnbemanning fastsatt av Sjøfartsdirektoratet, må nøye vurderes av operatørselskapene. Størrelsen på en eventuell tilleggsbemanning vil blant annet være avhengig av fartøyenes grad av automasjon og redningsmidlenes tilgjenge-

lighet. Petroleumsløven stiller tilleggskrav i forhold til sjøfartslovgivningen med hensyn til fartøyenes beredskapseffektivitet.

4.5.3 Operasjoner i nordlige farvann

Helårs leteboring i de nordlige deler av norsk kontinentalsokkel betinger særlige tiltak også innenfor beredskap. Dette har vært gjenstand for spesiell oppmerksomhet, og Oljedirektoratet vil fremlegge vurderingskriterier for beredskap i nord-områdene.

4.5.4 Alternative evakueringssystemer

Oljedirektoratet har gjennom året fulgt utviklingen av alternative evakueringssystemer nøye. Inntrykket er at dette har vært et område preget av liten utvikling i perioden, med unntak av et system som for tiden er under uttesting på Staffjord-feltet.

Oljedirektoratet ser utviklingen av alternative evakueringssystemer som et vesentlig tilskudd til bedring av den totale beredskapen i offshore oljeindustri.

4.5.5 Sikkerhet og beredskapsopplæring

Oljedirektoratet ba i 1984 operatørselskapene å utarbeide forslag til nytt innhold i grunnleggende sikkerhets- og beredskapsopplæring. Oljedirektoratet har i 1986 mottatt til behandling et slikt forslag utarbeidet av Norsk forening for oljeselskaper (NIFO). Forslaget vurderes i sammenheng med NIFO's anbefalinger for videregående beredskapsopplæring.

4.6 Boring

4.6.1 «West Vanguard»-ulykken

I forbindelse med den ukontrollerte gassutblåsningen om bord på den flyttbare boreinnretningen «West Vanguard» 6.10.85, brønn 6407/6-2 på Haltenbanken, nedsatte Oljedirektoratet en intern arbeidsgruppe med følgende mandat:

- kartlegge hendelsesforløp og årsaksforhold
- vurdere om operatørens interne retningslinjer, prosedyrer, boreprogram, beredskapsplan samt Oljedirektoratets regelverk var blitt fulgt
- vurdere behov for å iverksette umiddelbare tiltak/reaksjoner
- se til at relevante operatørselskap og kontraktorselskap blir gjort delaktige i de erfaringer som blir vunnet i forbindelse med uhellet

Gruppens arbeid og konklusjoner er oppsummert i en rapport «Oljedirektoratets rapport av «West Vanguard»-ulykken», som er under sluttbehandling i direktoratet ved utgangen av 1986.

Hullet ble stengt og tilbakepluggert med borefartøyet «Bucentaur» i midten av juni 1986. «West Vanguard» måtte gjennomgå omfattende reparasjoner ved verksted.

4.6.2 Grunn gass-problemer

Innledning

På bakgrunn av flere nesten-ulykker på norsk sokkel i tilknytning til tilbakestrømming av grunn gass til

borehullet, har Oljedirektoratet tatt opp til ny vurdering direktoratets syn på problemstillinger knyttet til grunn gass. Sentralt i denne forbindelse har vært vurdering av alternativer til eksisterende avledningsrørssystemer.

De tekniske løsninger som i dag er valgt for å håndtere grunn gass-problemer på flyttbare innretninger, har betydelige begrensninger. Selv om et system basert på stigerør fra brønnhodet med påfølgende avledningsrør på overflaten har vært akseptert industripraksis, har erfaringer vist at slike systemer kan svikte på grunn av plugging, utvasking av rør eller funksjonsfeil av ventiler. Det har også blitt rapportert at forskyvning av teleskoprøret har ført til at pakningselement i avledningsrørssystemet har blitt forskjøvet. På denne bakgrunn har Oljedirektoratet foretatt en vurdering av konsepter for stigerørsløs kontroll ved boring ut av 30" åpningsrør.

Boring med slam og avledningsrørssystem vil redusere sannsynligheten for en utblåsning ved boring av topphullseksjoner. Dersom en gassinstrømming starter, vil gassen i ringrommet redusere slamvekten med risiko for påfølgende økende gassinstrømming. Det er antatt at mesteparten av boreslammet vil bli tømt fra et 18 5/8" stigerør ved en gassstrøm på 6 mill SCF pr dag selv om en greier å opprettholde en pumperate på 1 000 gpm. Stigerør og hull vil kunne bli fullstendig tømt for slam, og gassinstrømmingen vil kunne nærme seg strømningspotensialet til formasjonen.

En alvorlig innvending mot boring uten stigerør har vært antagelse om oppdriftstap på boreplattform på grunn av gass i sjøen med påfølgende stabilitetsproblemer. Nyere tekniske studier synes imidlertid å vise at tap av oppdrift som følge av en grunn gassutblåsning er av liten betydning ved sannsynlige brønnrater og normale brønndyp. Eksempelvis er det beregnet at for en 24 000 tonns halvt nedsenkbar boreplattform på 200 m vanddyb, vil en utblåsningsrate på 30 mill SCF pr dag bare redusere fribordhøyden med ca 1 meter. Det må imidlertid presiseres at disse beregninger er gjort under forutsetning av en symmetrisk sentrert utblåsning under plattformen.

Å forhale boreplattformen av lokasjonen ved boring uten retur under en slik situasjon, vil ta lengre tid enn å stenge et overflateavledningssystem. Forutsatt at den flyttbare plattformen er forankret med tilstrekkelig energi lagret i ankringssystemet slik at den kan forflyttes uten oppstartning av vinsjene, vil en likevel anta at denne tidsforskjellen er marginal.

Undervanns avledningssystem

Et interessant alternativ til boring uten retur er bruk av undervanns avledningssystem med en ringroms-avstengingsventil og dumpeventil (8") plassert under nedre stigerørskopling (LMRP). I tilfelle av grunn gass, stenges ringromsventilen og gassen ledes ut gjennom dumpeventilen til sjøen. Etter utblåsningen er kommunikasjonen med brønnen intakt.

Før en kan trekke sikre konklusjoner om stigerørsløst kontroll ved boring ut av 30" åpningrør, bør det imidlertid foretas ytterligere studier av oppdriftstap som følge av gass i sjøen. Spesielt bør en undersøke plattformstabilitet som funksjon av sentring av en gassutstrømming, eksempelvis ved utstrømming under en av pontongene til en halv nedsenkbar boreplattform. Et annet forhold som også må tas med i vurderingen er logging under boring.

Logging under boring (LUB)

Oljedirektoratet har foretatt en kartlegging av selskapenes erfaringer med bruk av utstyr for logging under boring for øvre hullseksjoner.

Etter selskapenes vurdering vil boring ut av pilot-hull (12-1/4" eller 17-1/2") med LUB-utstyr øke sikkerhetsnivået i forhold til konvensjonell boring og logging med elektrisk kabel. Dette er begrunnet ut fra følgende forhold:

Ved bruk av LUB-utstyr kan en oppnå sikrere bestemmelse av grunn gass ved boring gjennom grunne sandformasjoner, enn ved konvensjonelle metoder. Sammen med konvensjonelle gassmålinger i boreslamretur, kan gass-sonen bestemmes kort tid etter at sonen er penetrert og før planlagt totaldyp for hullseksjonen er nådd. Umiddelbar sikring av gass-sonen vil minske risikoen for at gass skal begynne å strømme på grunn av for lav slamvekt eller uforsiktighet ved uttrekking av streng eller andre påvirkende operasjoner.

Ved å logge en formasjon like over borekronen, vil loggkvaliteten normalt være bedre enn ved konvensjonell boring da utvasking og boreslamfiltrat ikke har påvirket formasjonen i noen særlig grad.

Ved logging med LUB-utstyr vil en ha god retningskontroll da utstyret normalt gir retningsmålinger under boringen.

I områder med kjent geologi hvor borestedssundersøkelser ikke indikerer forekomster av grunn gass, har Oljedirektoratet registrert stigende interesse blant operatørselskapene om åpning av 26" hullseksjon i én operasjon med LUB. Oljedirektoratets vurdering av de operasjonelle og sikkerhetsmessige konsekvenser av et slikt konsept, kan sammenfattes på følgende måte:

Selv om sannsynligheten for utblåsning av grunn gass er liten, kan direkte boring av 26" hullseksjon medføre en betydelig større risiko på grunn av større hullvolum og strømmingsflate i forhold til eksempelvis et 12-1/2" pilot-hull eller mindre.

Borestrengsammensetningen som trenges for å bore, logge og hullåpne er mindre retningsstabil enn den som brukes til boring av pilot-hull. Forskjellen er imidlertid ikke av en slik karakter at dette vil forårsake alvorlige vansker.

Når en hullseksjon bores og åpnes i én operasjon, vil borekronen være på bunnen av hullet. En eventuell innstrømming av formasjonsvæske vil således kunne utsirkuleres av brønnen. Ved boring av 12-1/4"

pilot-hull, vil det ikke alltid være mulig å gå langt nok ned i brønnen for effektiv utsirkulering av formasjonsvæske under hullåpning til 26".

Erfaringsmaterialet så langt indikerer at grunne gassformasjoner sjelden har unormalt høye trykk, og at formasjonsvæske således kommer inn i borehullet eksempelvis som et resultat av stempelsuging (swabbing). I slike tilfeller vil et hull åpnet til 26" med underrømmer ikke suge inn formasjonsvæske på samme måte som en borekrone i et pilot-hull.

Aktiviteten vil normalt gå raskere når det bores, logges og hullåpnes i én operasjon. Hullet er følgelig eksponert i kortere tid, og risikoen for problemer vil dermed bli redusert. Dette forutsetter imidlertid en høy utstyrspålitelighet og god tilgjengelighet av materiell for ulike operasjonelle forhold.

Direkteboring av 26" hull går erfaringsmessig langsommere enn boring av pilot-hull. Lavere bore-rate gir bedre oppløsning på LUB-loggen. Ser en derimot på totalt tidsforbruk for boring av 26" hullseksjon, vil boring av pilot-hull med påfølgende åpning til 26" hull, ta lengre tid enn direkteboring av 26" hullseksjon. Sistnevnte metode vil derfor være økonomisk gunstigst.

Etter Oljedirektoratets vurdering, vil boring av pilot-hull hvor LUB-utstyr inngår som en del av borestrengsammensetningen, øke sikkerhetsnivået sett i forhold til konvensjonell logging med elektrisk kabel.

Selv om direkte åpning av 26" hullseksjon med LUB-utstyr vil kunne detektere grunn gass på et tidlig tidspunkt og gi bedre detaljeringsgrad enn ved boring av pilot-hull, vil konsekvensen ved en grunn gassutblåsning gjennom 26" hull være betydelig større enn ved ukontrollert utstrømming gjennom et pilot-hull (12-1/4" eller mindre).

Det er således Oljedirektoratets oppfatning at boring av pilot-hull med LUB med etterfølgende åpning til 26" hullseksjon, er å foretrekke ut fra et sikkerhetsmessig synspunkt.

Det må understrekes at denne vurdering er foretatt på bakgrunn av et tradisjonelt gassavledningsrørssystem. Konklusjonen kan bli en annen ved bruk av alternative gassavledningskonsepter, eksempelvis under boring uten stigerør.

Andre faktorer som må vurderes nøye ved valg av avledningsrørssystem ved boring av topphull er:

- strømforhold
- vindforhold
- vanddyp
- pålitelighet av avledningsrørssystemet
- boreinnretninger

Økonomi

Beregninger viser at tidsbesparelsen er signifikant ved boring ut av 30" lederør uten retur og direkte åpning med 26" borekrone uten pilot-hull. Eksempelvis er spart tid for en brønn på Troll-feltet estimert til 4 % ved boring under slike betingelser.

4.6.3 Grunne boringer

I Sikkerhetsforskriften av 28.6.85 om samtykke til undersøkelse, heter det blant annet at departementets samtykke skal innhentes, dersom det skal foretas undersøkelse som medfører boring til dybde under 25 m under sjøbunnen.

Oljedirektoratet har i 1986 gitt 27 boretilatelser i forbindelse med samtykker til undersøkelser. 16 tilatelser er gitt til forskningsinstitusjoner i forbindelse med vitenskapelige undersøkelser og 11 tilatelser er gitt til rettighetshavere i forbindelse med geotekniske grunnundersøkelser, som en del av evalueringen av plattformkonsepter.

4.6.4 Samtidig boring og produksjon (SBP)

Innledning

Samtidig boring og produksjon (SBP) har utviklet seg til å bli en akseptert metode for utvinning av olje og gass i Nordsjøen. En feltutvikling basert på samtidige aktiviteter har hovedsaklig vært begrunnet ut fra store økonomiske investeringer ved konstruksjon, installasjon, utbygging og drift av olje- og gassinntretninger på norsk sokkel. For marginalfelter vil SBP kunne være en forutsetning for et prosjekts levedyktighet.

Et annet hovedpunkt har vært nødvendigheten av å kunne kartlegge reservoarforholdene på et tidlig tidspunkt, blant annet for å kunne vurdere effektiviteten av drivmekanismer som kan ha betydning for valg av produksjonsbrønner så vel som injeksjonsbrønner.

Alternativet til en utbyggingsløsning med samtidig pågående aktiviteter vil være sekvensielle faser med konstruksjon, installasjon, sammenkopling, boring og produksjon.

Ut fra Oljedirektoratets regelverk, kan samtidig boring og produksjon ikke finne sted med mindre spesielt samtykke er gitt av direktoratet. Disse restriksjoner har vært begrunnet ut fra frykten for at interaksjonen mellom samtidig pågående aktiviteter vil resultere i økt risiko pga:

- større sannsynlighet for og konsekvenser av personellulykker ved at flere personer er eksponert
- øket sannsynlighet for storulykker, f eks ved boring inn i en produserende brønn
- sannsynlighet for at et høyere aktivitetsnivå stiller større krav til ledelse, styring og koordinering

På bakgrunn av erfaringer samt det materialet Oljedirektoratet har hatt tilgjengelig under behandling av tidligere gitte samtykker, har en funnet det hensiktsmessig å uttrykke direktoratets holdning til samtidig pågående aktiviteter på samme innretning således:

Oljedirektoratet er av den oppfatning at parallelle aktiviteter under gitte forutsetninger vil kunne utøves innenfor akseptable sikkerhetsrammer. Spesielt vil dette gjelde for SBP.

Planlegging

En forutsetning for at SBP skal kunne foregå innen

sikkerhetsmessig akseptable rammer, er at samtidige aktiviteter vurderes samlet innen den totale utbyggingsløsning. Spesielt for integrerte plattformløsninger vil det være en forutsetning at SBP vurderes og tas stilling til av rettighetshaver på et tidligst mulig stadium i feltutviklingen, dvs i forbindelse med oversendelse av plan for utbygging og drift. Planen skal gi en detaljert redegjørelse for de tiltak for plattformens utforming som en eventuell beslutning om SBP har ledet til.

Barrierekonseptet

Grunnlaget for SBP fra et borings/brønnaktivitets-synspunkt er to-barrierekonseptet, dvs at parallelle aktiviteter bare kan pågå når hver brønnoperasjon kan utføres med minst to testede sikkerhetsbarrierer i strømmingsretningen. Hvis en brønnoperasjon under SBP ikke kan opprettholde to barrierer, skal alle samtidig pågående aktiviteter, som har sikkerhetsmessig betydning for brønnen, avbrytes inntil den sviktede barriere er gjenopprettet.

Testemetode og testetid må være dokumentert for hver barriere. Barrierene skal være definert.

Eksempler på barrierer for en boreoperasjon er boreslam (med tilstrekkelig tetthet til å kontrollere formasjonstrykket), sikringsventiler (BOP) eller sementerte og trykktestede foringsrør.

Som nevnt skal alle parallelle aktiviteter opphøre straks en nødvendig barriere svikter. Eksempler på sviktende barrierer kan være:

- ukontrollert innstrømming av formasjonsvæske (kick)
- tap av sirkulasjon under boring eller ved kjøring av foringsrør
- frigjøring av hydrokarboner til atmosfæren pga lekkasje i brønnkontrollutstyr, eksempelvis ventiltre.

Disse eksempler er tilfeldige. Det er en forutsetning at ansvarlig operatør vurderer på bakgrunn av fastlagte prosedyrer og kjennskap til prosessen, om en barriere er i ferd med å svikte eller har sviktet. Eksempelvis vil en nedre sikkerhetsventil (DHSV) som har sviktet i sikker lukket og testet posisjon, normalt ikke bli betraktet som en sviktet barriere.

Beskyttende produksjonsbarrierer

Tre operasjoner er normalt vurdert som spesielt kritiske ved vurdering av en produksjonsbrønns integritet:

- retningsboring nær en produserende brønn
- forflytting av borerigg (skidding)
- løfteoperasjoner over en produserende brønn

Produserende brønner må beskyttes mot skade fra brønner som bores, og det må derfor etableres sikkerhetssoner rundt såvel den produserende brønnen som den som bores.

Etter at en har definert sikker minsteavstand, er det nødvendig med overvåking av hver ny brønn i forhold til tidligere borede brønner. Hvis planlagt retning av en brønn faller innenfor den sikre minste-

avstand til en komplettert og perforert brønn, skal vedkommende brønn nedstenges i henhold til to-barrierekonseptet. Akseptert metode er at brønnen nedstenges på overflaten samt under det laveste punkt hvor interaksjon kan forekomme, enten med DHSV eller om nødvendig med setting av plugg.

Ved opp- eller nedrigging av BOP eller ved flytting av riggen fra en brønn til en annen, er det en viss sannsynlighet for at BOP og andre utstyrskomponenter kan falle ned og skade ventiltre for produksjon, produksjonslinjer eller forgreningsrør. Oljedirektoratet har akseptert at bare brønner innenfor en nærmere definert radius behøver å nedstenges under disse operasjoner. Ved sikring av BOP med vogn under «skidding» vil en normalt fravike kravet om produksjonsnedstengning av nabo-brønner.

Ved løfteoperasjon av tunge gjenstander over et produksjonsområde, vil det alltid være risiko for skade på såvel produksjonsinnretning som på sikringssystemer. Følgelig skal brønnene som befinner seg i området hvor fallende gjenstander kan sette barrierer ut av funksjon, stenges ned. Oljedirektoratet forutsetter at det er utarbeidet detaljerte prosedyrer som beskriver fremgangsmåte og ansvarsområde til personell som deltar i slike tungløftoperasjoner.

I tillegg til det grunnleggende syn at SBP bare kan utføres med minst to testede barrierer pr separat aktivitet, har utviklingen vist at spesielle forhold må reguleres med tilleggskrav.

Gass i boreområdet

Alle samtidig pågående aktiviteter må opphøre hvis gassnivået i boreområdet overstiger en viss grense. Praksis på norsk sokkel har utviklet seg til krav om at alarm gis ved 20 % av nedre eksplosjonsgrense, og at automatisk nedstenging av brønnen skjer ved 60 %.

Varmt arbeid

Ingen sveising, sliping, kutting eller annet høyenergiarbeid skal foregå i brønnhode-, BOP- eller boredekkområdet mens parallelle aktiviteter pågår.

Boring gjennom reservoaret

Det forventes en høyere risiko ved boring gjennom potensielle produserende soner. Med mindre operatør kan dokumentere at dette forhold er tatt hensyn til og løst på en tilfredsstillende måte under design av innretningen, vil Oljedirektoratet forvente at det legges restriksjoner på antallet av samtidig pågående aktiviteter ved boring gjennom produserende soner. Fortrinnsvis bør aktiviteten under denne fase begrenses til boring og produksjon.

På grunn av økt risiko for ukontrollert innstrømming av formasjonsvæske ved boring gjennom disse soner, må det også vurderes restriksjoner på bruk av brennerbom for hydrokarboner som ikke er relatert til boring, samt andre potensielle tennkilder.

Testing

Testing av nødavstengingssystemer (ESD) må koordineres etter fastlagte prosedyrer for å motvirke reduksjon av vitale ESD-funksjoner ved samtidig pågående aktiviteter, f eks skape situasjoner hvor det er umulig å lukke DHSV og overflateventiler hurtig. Skjerpet kontroll av arbeidsoperasjoner vil være nødvendig for at parallelle aktiviteter skal kunne foregå under testing av ESD-systemer.

Arbeid med brønn under trykk

Ved arbeid med brønner under trykk bør ingen andre samtidig pågående aktiviteter finne sted. Forberedelsen til serviceoperasjoner («snubbing»), f eks operering av hydraulisk overhalingsenhet, vil imidlertid kunne foregå samtidig med parallelle aktiviteter så lenge brønnen ikke står under trykk på overflaten.

Sikkerhetsmøter

Sikkerhetsmøter for personellet bør avholdes før utførelsen av enhver antatt kritisk operasjon, f eks ved operasjon som innbefatter sikkerheten til en brønn eller sikring av en brønn. Spesielt bør sikkerhetsmøter avholdes før boring ut av siste satte foringsrør før produksjonsforingsrøret.

4.6.5 Brønnbarrierer/stigerørsmargin ved boring med flyttbare innretninger

Ved evaluering av operatørs boreprogram praktiseres krav til stigerørsmargin i tilknytning til krav om to barrierer.

Med stigerørsmargin forstås:

«Hydrostatisk reserve i form av en forhøyet slamvekt for å kunne kompensere for tap av hydrostatisk trykk ved en plutselig erstatning av slamkolonnen i stigerøret (til RKB) med sjøvann (til havnivå)».

Ved større havdyp vil stigerørsmargin kunne utgjøre et betydelig hydrostatisk trykkbidrag utover øvrige hydrostatiske sikkerhetsmarginer (f eks tripmargin).

Krav til stigerørsmargin bør ikke ses isolert fra godheten til barrierene.

I forbindelse med krav til barrierer er det viktig å vurdere:

- tilgjengelighet av barrieren
- konsekvens ved svikt i barrieren
- Eksempelvis vil slambarrierens tilgjengelighet blant annet være avhengig av:
 - årstid
 - lokasjon
 - boreinnretning/boreutstyr
 - boreoperasjon
 - brønnegenskaper
 - borevæskeegenskaper
 - personell
 - prosedyrer

Ved boring med en innretning som kan operere innen vide værgrenser og som sjelden erfarer vær-

forhold som krever frakopling av stigerør, vil tilgjengeligheten av slambarrieren normalt være høy.

Tap av denne barriere vil være koplet til:

- utstyrfeil (som f eks leder til ufrivillig frakopling av stigerør)
- feilhandlinger (som f eks leder til ufrivillig frakopling av stigerør)
- utenforliggende årsaker (f eks kollisjon eller fare for kollisjon med annet fartøy)

Det antas at sannsynligheten for slike hendelser er lav.

Ved krav til stigerørsmarginer på større havdyp vil en ofte kunne introdusere operasjonelle vanskeligheter som unormal friksjon («differential sticking») eller oppsprekking av formasjonen.

Stigerørsmarginen vil i slike tilfeller kunne bli en risikofaktor heller enn en sikkerhetsfaktor.

Konsekvenser ved svikt i hovedbarrieren (bore-slam) vil være avhengig av tilgjengeligheten av BOP og trykkforhold i brønnen.

Kompenserende tiltak for boring uten stigerørsmargin kan således være:

- spesielle krav (eks værvinduer) ved boring gjennom hydrokarbonførende soner
- operasjonelle begrensninger ved frakopling av stigerør ved definerte hiv-kriterier
- slamreserve med nødvendig slamvekt/slamegenskaper for nedpumping før frakopling av borestreng i dårlig vær
- simulert frakopling av stigerør for å verifisere brønnegenskaper

4.7 Bærende konstruksjoner og rørledninger

4.7.1 Regelverksarbeid

- Utredningsarbeid i forbindelse med en planlagt «Forskrift for naturdata» pågår. Den vil erstatte «Forskrift for instrumentering og behandling av E- og P-data (Miljø og plattformdata)» fra 1978.
- Retningslinjer for laster er nå ferdig, og er oversendt Kommunal- og arbeidsdepartementet før fastsettelse.
- Retningslinjer for korrosjonsbeskyttelse har i 1986 vært til offentlig høring. Bearbeiding av høringskommentarer pågår og den forventes klar til fastsettelse våren 1987.
- Retningslinjer for stålkonstruksjoner har i 1986 vært til intern høring i Oljedirektoratet. Noe bearbeiding gjenstår før den kan sendes til offentlig høring ventelig sommeren 1987.
- Retningslinjer for betongkonstruksjoner har i 1986 vært til intern høring. De forventes klar til offentlig høring våren 1987.
- Retningslinjer for flytende konstruksjoner vil være klar til intern høring våren 1987 og offentlig høring ved årsskiftet 1987/88.
- Retningslinjer for fundamentering har i 1986 vært til intern høring. Den vil være klar til offentlig høring våren 1987.
- Det er i gang utredningsarbeid for en fremtidig

forskrift for rørledninger med tilhørende retningslinjer.

Alle retningslinjer er noe forsinket i forhold til de planer som ble satt ved starten av arbeidet.

4.7.2 Retningslinjer for inspeksjon av primær- og sekundærstrukturer for flyttbare innretninger

Oljedirektoratets nåværende «Retningslinjer for inspeksjon av primær- og sekundærstrukturer for produksjons- og utskipningsanlegg samt undervannsrørledninger» tilfredsstillende ikke Oljedirektoratets målsetting for inspeksjon av flyttbare innretninger.

Det er derfor satt i gang arbeid med nye retningslinjer for inspeksjon av bærende konstruksjoner på flyttbare innretninger. Det er innledet samarbeid med industrien og klassifikasjonsselskapene i denne forbindelse.

4.7.3 Bruk av flyttbare innretninger for utvinning av petroleumforekomster

På grunn av fall i olje- og gasspriser, rettighetshavers ønske om tidlig forståelse av reservoarforhold, utbygging av marginalfelt samt større havdyp på utlyste blokker, har interessen for bruk av flyttbare innretninger for utvinning av petroleumforekomster på norsk kontinentalsokkel øket meget sterkt i det siste.

Den første flyttbare produksjonsinnretning kom i drift på Oseberg-feltet i oktober 1986.

I utgangspunktet skal en flyttbar innretning for produksjonsaktiviteter styrkemessig være konstruert i henhold til Oljedirektoratets forskrifter for bærende konstruksjoner.

Sjøfartsdirektoratets, klassifikasjonsselskapers og utenlandske myndigheters regelverk for konstruksjon, bygging samt drift av flytende innretninger, er på flere områder ikke i overensstemmelse med Oljedirektoratets forskrifter for bærende konstruksjoner.

Oljedirektoratet har gitt arbeidet med å kartlegge forskjellene i regelverket høy prioritet og samarbeider med Sjøfartsdirektoratet, industrien og klassifikasjonsselskaper i denne forbindelse. Arbeidet vil fortsette i 1987.

4.7.4 Innsamling av naturdata

Innsamling av naturdata (strøm, vind, bølger osv) fra Ekofisk, Frigg og Statfjord har fungert bra i 1986.

Etter at Oljedirektoratet og Det norske meteorologiske institutt (DNMI) inngikk bistandsavtale 1. juli 1985, har det vært utført revisjoner mot innsamlingen på alle tre feltene. Ved bruk av DNMI har direktoratet oppnådd å få større faglig tyngde inn i revisjonene. Bistandsordningen må sies å ha fungert meget tilfredsstillende.

Innsamling av data fra produksjonsinnretninger og flyttbare utenlandsk-registrerte boreinnretninger har i 1986 foregått etter pålegg fra Oljedirektoratet.

Innsamlingen av data fra norsk-registrerte boreinnretninger har foregått etter pålegg fra Sjøfartsdirektoratet.

Oljedirektoratet foretok våren 1986 en evaluering av bølgeforholdene i Ekofisk-området. Evalueringen ble basert på en analyse foretatt av rettighets-haver høsten 1985. I løpet av 1986 har operatøren arbeidet videre med analysen, og har antydnet at 100-års bølgehøyden i området kan være lavere enn 26 m som har vært brukt i de senere år. Analysen ventes å være ferdig i januar 1987, og Oljedirektoratet vil da granske den nøye.

Midt-Norge synes å være det området på sokkelen hvor vi kan forvente de største bølgehøyder.

I 1986 er det utarbeidet EDB-programvarer i Oljedirektoratet for beregning av bølgestatistikk.

4.7.5 Fullskalamålinger

Fra 1976 er det foretatt målinger av oppførselen til 7 produksjonsinnretninger på norsk sokkel. Alle målinger er nå avsluttet, og de siste analysene ble gjort i 1986. Dataene fra Frigg TCP2, Statford A-ALP og Valhall QP er blitt offentlige i 1986.

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

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

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

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

Målestasjonenes plassering er oppgitt i tabell 4.7.6. Oljedirektoratets prosjekt finansieres ved hjelp av bidrag fra ODAP. I 1986 har ODAP betalt 4,5 mill kroner av prosjektets budsjett på 13 mill kroner.

Forskningsfartøyet M/S «Endre Dyrøy» er leiet fra Georg Lokøy, Brattholmen. Dette fartøyet har ligget i posisjon på Sentralbanken i posisjon 74°30'N og 31°00'Ø siden slutten av februar 1985.

Båten skifter mannskap hver 4. uke. Annenhver måned går båten en rundtur til alle målestasjonene i

forbindelse med vedlikehold og ettersyn av måleutstyret. Denne rundturen tar ca fem dager.

I tillegg er det installert en nyutviklet automatisk værstasjon, som har vært utprøvet over lang tid. Denne stasjonen ble i år ytterligere modifisert ved at det ble bygget inn flere sensorer. Blant annet registreres nå sann vindhastighet og vindretning, selv når båten er i bevegelse.

Data fra værstasjonen overføres automatisk via satellitt til Det norske Meteorologiske Institutt (DNMI) på Blindern. Dette skjer ni til femten ganger i døgnet. DNMI benytter dataene i forbindelse med værvarsling.

Følgende firmaer og institusjoner har deltatt i prosjektet:

- Oceanor A/S, Trondheim har utført bølge- og strømmålinger
- Det norske Meteorologiske Institutt har hatt ansvaret for de meteorologiske målingene, som utføres hver 3. time og rapporteres til land
- Institutt for kontinentalsokkelundersøkelser og petroleumsteknologi (IKU) har vært underleverandører til Oceanor A/S og har vært ansvarlig for drift av bølgemåleren på Sentralbanken.

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

Senhøsten 1986 ble det klart at fartøyet i 1987 vil bli enda sterkere engasjert i forbindelse med konsekvensutredninger, spesielt i forbindelse med det program som legges opp av Olje- og energidepartementet.

4.7.7 Konstruksjonsstål

Gjennom oppfølging av utbyggingsprosjektene, deltagelse i forskningsprosjekter og komitéarbeid følger Oljedirektoratet utviklingen og de erfaringer som gjøres innen det materialtekniske området.

I de seneste år har industrien i økende grad gått over til bruk av mikrolegert lavkarbonstål og kontrollert valset stål i strukturer og rørledninger. Strengt krav til kjemisk sammensetning og til innhold av forurensninger som svovel og fosfor har ført til en forbedring av stålets bruddseighet og sveiseegenskaper.

Også høyfast, seigherdet stål er så vidt tatt i bruk i forbindelse med bærende konstruksjoner. Med tanke på de utfordringer en står overfor på norsk sokkel, med bl a større havdyp og krav til lettere konstruksjoner, forventes det at også høyfast stål i større grad blir benyttet.

Oljedirektoratet avsluttet i 1985 et prosjekt hvor ti forskjellige ståltypen benyttet i utbyggingsprosjekter på sokkelen ble undersøkt. Gjennom sveisesimuleringsforsøk fikk en frem mikrostrukturer og

Tabell 4.7.6
Aktiviteten i ODAP og Oljedirektoratets prosjekter:

Stasjon Posisjon	Type måling	Periode	Ansvarlig
Bjørnøya 73°50'N 19°52'Ø	Bølgehøyde	hele året	OD
Sentralbanken 74°31'N 30°55'Ø	Bølgehøyde og retn. Strøm (6 dyp) Værobservasj Forskn fartøy	hele året	OD
Tromsøflaket 71°45'N 20°37'Ø	Bølgehøyde Meteorologi	hele året	ODAP

bruddseighetsegenskaper en kan forvente i sveisens varmpåvirkede sone.

I 1986 ble det besluttet også å utføre denne undersøkelsen på strukturstål benyttet i nye og fremtidige utbyggingsprosjekter. Dette har medført at ytterligere 4 ståltyper er blitt undersøkt i 1986.

4.7.8 Korrosjon og korrosjonskontroll

I årene fremover står en overfor nye store utfordringer ved feltutbygginger på norsk kontinentalsokkel. Oljeproduksjon på større havdyp og ved lavere temperaturer samt krav til lavere utbyggingskostnader krever forbedring av metoder for korrosjonsbeskyttelse.

I forbindelse med rørledninger fra undervannsproduksjonssystemer til plattformer, er nye beleggkonsepter under utvikling. Disse består av termiske og korrosjonsbeskyttende belegg i kombinasjon med katodisk beskyttelse. Termisk isolasjon benyttes for å unngå hydrattdannelse i rørledningene.

Sjøvannsinjeksjon blir tatt i bruk i stadig større grad for å øke oljeutvinningen. Dette forsterker behovet for kjemikaliebehandling og overvåking av prosessutstyr med hensyn på korrosjon, utfellinger og SRB (sulfat reduserende bakterier)-aktivitet. Det pågår forskning og utvikling for å optimalisere kjemikalietilsetningene og for å forbedre deres egenskaper med hensyn på korrosjon.

På de nyeste plattformene er det systemer for kontroll av beskyttelsespotensialet til strukturen. Systemene overvåker også enkelte av offeranodene. Denne overvåkingen vil være med på å øke erfaringsgrunnlaget for katodisk beskyttelse av innretninger på sokkelen.

Undersøkelser som er gjort på Tromsøflaket og Trollfeltet har gitt indikasjoner på at gjeldende strømtetthetskriterier for design med hensyn til katodisk beskyttelse ikke nødvendigvis kan anvendes på nye felter.

Oljedirektoratet vil gjennom aktiv deltagelse i forskningsprosjekter og oppfølging av utbyggingsprosjekter, nøye følge utviklingen innenfor det korrosjonstekniske området.

4.7.9 Instrumentert overvåking av innretninger på norsk sokkel

Uttak av petroleumsforekomster på større dyp vanskeliggjør bruk av tradisjonelle overvåkingsmetoder pga økt risiko. Den lave oljeprisen har påskyndet prosessen med å finne frem til overvåkingsmetoder som er tilpasset det nye miljøet, som fungerer uten bruk av dykker og med høy kvalitet til lav pris. Den nye teknologien er planlagt benyttet av norske operatører, og det er rimelig å tro at andre vil følge etter.

Oljedirektoratet har i 1986 engasjert seg i studier og forskningsvirksomhet på dette området i inn- og utland. Overgang til instrumentert overvåking vil kreve økt innsats både på den tekniske siden og innen forskriftsarbeid i de kommende år.

4.7.10 Internkontroll

Undersøkelsen om operatørselskapers og prosjektgruppers erfaringer med internkontroll som ble satt i gang i 1983, ble avsluttet tidlig i 1986. Informasjon fra ca 60 personer i ledende stillinger viste at ca 85 % var positive til utforming, omfang og anvendelse av Oljedirektoratets retningslinjer.

Med hensyn til implementeringen av internkontroll/kvalitetssikring var 10 % svært positive, mens ca 33 % fant at implementeringen ikke hadde medført spesielle problemer. Vel 40 % påpekte at manglende støtte fra øverste ledelse, både i basis- og prosjektorganisasjonen vanskeliggjorde implementeringen på grunn av begrensede midler til intern opplæring og motivasjon til å utarbeide tilfredsstillende styringssystemer og prosedyrer. Dette har ført til stor variasjon i de krav som stilles til industrien fra forskjellige prosjekter og operatører.

Høsten 1986 startet man derfor en lignende undersøkelse om hvordan industrien møter denne situasjonen, og hva dette medfører av problemer. Resultater av denne undersøkelsen ventes å foreligge i løpet av 1987.

4.8 Dykking og produksjonssystemer

I løpet av 1986 har det vært gjennomført 2049 over-

flateorienterte dykk og 182 573 manntimer i metning. For overflateorientert dykking ligger aktiviteten omtrent på samme nivå som i 1985, mens det for metningsdykking er en nedgang på ca 11 % i forhold til i fjor.

Oljedirektoratet har i beretningsperioden vært engasjert i fortsatt oppfølging av operatørens forberedelser for operasjonell dykking til 300 – 400 meter. Oppfølging har spesielt vært rettet mot teknisk utstyr og prosedyrer. Som ledd i disse forberedelser har det i beretningsperioden vært gjennomført tre bemannede dykkeoperasjoner til 360 meter ved Norsk Undervannsteknologisk Senter (NU-TEC) i Bergen. Disse dykkeoperasjoner har vært planlagt og gjennomført i forbindelse med i utbyggingen av Oseberg-feltet.

Oljedirektoratet har deltatt i en arbeidsgruppe for å utarbeide forslag til kvalifikasjonskrav for personell tilknyttet bemannede dykkeoperasjoner. Arbeidsgruppen har avsluttet sitt arbeid og overlevert sluttrapporten til Oljedirektoratet. Konklusjonene i rapporten vil bli benyttet som grunnlag for en standard for nevnte personellkategorier.

Videre deltar Oljedirektoratet i en arbeidsgruppe som skal utarbeide forslag til kammerparametre for dykkesystemer. Arbeidsgruppen er bredt sammensatt med deltakere fra dykkeindustrien.

Behovet for dykkeoperasjoner dypere enn 200 meter har etter hvert meldt seg. I den forbindelse er det nødvendig å få alle sider ved slike dykkeoperasjoner klarlagt så langt dette er mulig. Oljedirektoratet har derfor nedsatt en arbeidsgruppe som blant annet skal:

- Vurdere til hvilke dybder det er forsvarlig å gjennomføre dykkeoperasjoner.
- Foreslå på hvilke områder det eventuelt bør utføres mer forskning og utvikling.
- Revurdere någjeldende retningslinjer for dypdykking.

4.9 Sikringssystemer og elektrisk utstyr

4.9.1 Elektrisk utstyr

Når det gjelder elektriske anlegg bruker Oljedirektoratet forskrifter utarbeidet av Norges vassdrags- og energiverk (NVE), det gjelder forskrifter for skip og for landbaserte anlegg (bygninger og produksjonsanlegg). Nye forskrifter for skip trådte i kraft 1.9.86. Forskrifter for landbaserte anlegg er under revisjon og ventes fastsatt i løpet av 1987. Disse harmoniseres med de nye internasjonale normer fra IEC. Oljedirektoratet ser det som ønskelig på sikt å komme fram til én forskrift som dekker elektriske anlegg innenfor direktoratets ansvarsområde.

Oljedirektoratet har deltatt i utarbeidelsen av et utkast til retningslinjer for reparasjon av utstyr i eksplosjonssikker utførelse.

Oljedirektoratets deltakelse i arbeidet med å redusere kortslutningskreftene på nye plattformer har fortsatt i 1986.

4.9.2 Fiberoptikk

Teknikken med fiberoptisk signaloverføring synes å vinne innpass i oljevirksomheten. Metoden har mange fordeler i forhold til overføring ad elektrisk vei:

- immunitet fra elektromagnetisk støy
- elektrisk isolerende
- bedre signalkvalitet
- skaper ikke gnister, særlig viktig i eksplosjonsfarlige områder
- stor overføringskapasitet

Oljedirektoratet vil følge utviklingen nøye på dette området.

4.9.3 Brannskader 1986

Det følgende er en oversikt over branner på faste produksjonsinnretninger for 1986 som er innrapportert av operatørselskapene:

	Konstr. fasen	Driftsfasen		
		«A»	«B»	«C»
1. Personskader og store materielle skader	Ingen		Ingen	
2. Personskader og mindre eller ingen materielle skader				
3. Ingen personskade, men større materielle skader				
4. Ingen personskade og mindre eller ingen materielle skader	3	13	6	
Totalt branner	3	13	6	

«A» brannårsak: Som følge av drift/driftsarbeid

«B» brannårsak: Konstruksjonsarbeid

«C» brannårsak: Andre årsaker

Oljedirektoratet har registrert totalt 22 branner i 1986, mot 38 i 1985.

4.10 Boredatabanken (DDRS)

I april 1984 ble boredatabanken (DDRS – Daily Drilling Report System) satt i drift. Systemet har som oppgave å samle inn daglige borerapporter fra selskapene. Ved utgangen av 1986 omfatter DDRS opplysninger fra ca 270 brønner på norsk sokkel. Rapporteringen skjer enten ved manuell innlegging av data via on-line oppringt tilknytning til Oljedirektoratets dataanlegg, eller ved direkte rapportering. Ved direkte rapportering hentes rapportene først ut fra selskapets eget system før dataene sendes til Oljedirektoratets dataanlegg. Fordelene ved direkte rapportering er mange. Blant annet kan det oppnås en raskere rapportering, bedre kvalitet på dataene samt at selskapene slipper å foreta en manuell dobbeltregistrering – først til eget system, deretter til Oljedirektoratet.

I forbindelse med DDRS er det utviklet flere verktøy for videre behandling av borerapportene. Blant annet er det tatt i bruk moderne grafiske analyseverktøy for estimerte og reelle trykkforhold i brønnen/formasjonen og planlagt/endelig retning.

Planene videre omfatter blant annet en bedre

strukturering av opplysninger i forbindelse med feil/ problemer som har oppstått i forbindelse med bruk av boreutstyr. Videre vil det bli gjort en del endringer i formater/skjermbilder som brukes ved manuell innlegging av data. En vurderer også muligheten for at rettighetshaverne skal kunne hente ut opplysninger fra DDRS.

4.11 Arbeidsulykker

4.11.1 Bakgrunnsinformasjon

Oljedirektoratets statistiske oversikt over personskader omfatter skader som har funnet sted i arbeid på innretninger i forbindelse med produksjon av olje og gass på norsk kontinentalsokkel, samt i forbindelse med dykkeaktiviteter. Statistikken baseres på rapporterte personskader som oppfyller kriteriene arbeidsfravær inn i neste 12 timers skift eller skader som har medført medisinsk behandling.

Disse kriteriene for rapportering av yrkesskader medfører at tallmaterialet ikke direkte kan sammenholdes med tilsvarende offentlige oppgaver fra annen virksomhet da virksomheten på kontinentalsokkelen er pålagt andre og tildels strengere melde-regler.

Antall skader sammenholdes med de arbeidstimer som rettighetshavere har rapportert fra de enkelte innretninger og felt hvert kvartal. Et årsverk representerer i denne sammenheng 1752 arbeidstimer. Det har vist seg å være vanskelig å gi direktoratet en systematisk og pålitelig oversikt over den arbeidsmengde som utføres på de enkelte felt og innretninger.

Oljedirektoratet utfører regelmessig kontroll og korreksjon av det statistiske grunnlagsmaterialet. Den årlige etterkontroll hos operatør-selskapene, viser at det i næringen fremdeles er problemer med å rapportere personskader til direktoratet. Forsinket og ufullstendig rapportering fører dessuten til at skadestatistikkene må justeres hvert år. De mulige feilkilder som her er nevnt, må tas med i en videre analyse av tallmaterialet. Til tross for disse feilkildene mener Oljedirektoratet at de statistiske oversikter gir et rimelig korrekt uttrykk for skadebildet på produksjonsinnretningene på kontinentalsokkelen.

4.11.2 Skadestatistikk for dykkeaktiviteter

Figur 4.11 a gir en oversikt over antall personskader rapportert til Oljedirektoratet i årene 1978-86 i forbindelse med dykkeaktivitetene på den norske kontinentalsokkelen. Personskadene er inndelt i kategoriene dødsfall, andre skader og trykkfallsyke. Dykkeaktiviteten, indikert ved antall manntimer i metning, har i 1986 ligget omtrent på samme nivå som i 1985.

De 4 tilfeller av trykkfallsyke fordeler seg likt med 2 tilfeller ved overflateorientert dykking og 2 ved dykking med HeO₂. Ett av tilfellene omfatter 2 dykkere slik at totalt 5 dykkere ble behandlet i 1986.

Blant de 24 tilfeller kategorisert som andre skader kan 6 relateres til det hyperbare miljø (4 brannskader og 2 øreinfeksjoner).

Det er registrert 10 episoder karakterisert som nestenulykker. De øvrige skader er overveiende skader påført uten direkte forbindelse med dykkeoperasjonene.

4.11.3 Skadestatistikk utenom dykking

Oljedirektoratet har registrert 598 meldinger om personskader inntruffet i 1986, det samme som året før. Samtidig økte aktiviteten fra 8570 rapporterte årsverk til 9723 årsverk, en økning på 13,4 %. Denne økning skyldes vesentlig aktiviteten på Gullfaks-feltet og på Ekofisk-feltet. Skadefrekvensen varierer betydelig fra operatør til operatør. Dette har blant annet sin årsak i store forskjeller i aktivitetsnivåene, type innretninger og ulike faser i feltets utvikling.

Det inntraff ingen personskade med dødelig utgang i 1986.

Tabellene

Tabell 4.11 a viser blant annet en oversikt over personskader pr 1 000 årsverk i tidsrommet 1976-86 på produksjonsinnretningene, unntatt dykkeaktiviteter. Tabellen viser en nedgang i skadefrekvensen i 1986 i forhold til 1985 fra 69,8 til 61,2 skader pr 1 000 årsverk. Denne nedgang er statistisk signifikant.

Skader inntruffet på innretningene utenom arbeidstiden (fritidsskader) er ikke medregnet i tabellene 4.11 a-f. For 1986 er det rapportert 29 fritidsskader, samme som året før.

Tabell 4.11 b viser fordelingen av skadefrekvensene for de ulike funksjonene. Den mest markerte endring i forhold til 1985 har skjedd innen arbeidsområdet konstruksjon og vedlikehold hvor skadefrekvensen er redusert fra 85,2 til 66,3. Dette arbeidsområdet står for ca 62 % av arbeidsmengden utført på innretningene og ca 67 % av skadene. Det er vanskelig å peke på noen klare årsaksammenhenger til dette. Direktoratet tror imidlertid at resultatet delvis kan tilskrives en økt innsats innenfor verne- og miljøarbeidet i entreprenør-firmaene.

Det er dessuten verdt å merke seg at arbeidsområdet boring som tradisjonelt har den høyeste skadefrekvens og står for ca 20 % av arbeidsmengden, har hatt en nedgang fra 94,0 til 89,0 i antall skader pr 1 000 årsverk. Det er grunn til å tro at den nedadgående tendens de senere år har sammenheng med målrettet vernearbeid og økt grad av mekanisering.

Tabell 4.11 c viser fordelingen i skader og årsverk mellom operatør- og entreprenørsansatte innen de ulike arbeidsområdene for årene -85 og -86.

I 1986 bidro entreprenørselskapene med 65 % av den totale arbeidsinnsats på produksjonsinnretningene på sokkelen, det samme som i 1985. 85 % av personskadene i 1986 skjedde innenfor denne grup-

pen, en nedgang på 2 % fra året før. Skadefrekvensen var 80,2 mot 95,0 i 1985, mens den for operatørsansatte er 25,6, det samme som i 1985. Den vesentligste årsak til denne ulike fordeling er at boring og det meste av konstruksjons- og vedlikeholdsarbeidet som har et relativt høyt risikonivå, utføres av entreprenørselskaper. Nedgangen i skadehyppighet innenfor entreprenørselskapene er betydelig.

Tabellene 4.11 d-g er en tabellarisk oversikt over skadefordelingen innen ulike variabler. For sammenligningens skyld er også tallene for 1985 ført opp i tabellene d-f.

Figurene

Figur 4.11 b viser skadefordelingen etter antatt alvorlighetsgrad i tidsrommet 1979–1986. En personskade betegnes som alvorlig dersom skaden har medført amputasjon, varig mén eller når det er grunn til å tro at skaden vil medføre langvarig medisinsk behandling. Klassifiseringen er foretatt på bakgrunn av de opplysninger som er gitt på skademeldingsskjemaet og ved eventuell tilleggsinformasjon.

Figur 4.11 c viser skadefrekvens fordelt på funksjon for 1984, 1985 og 1986.

Konklusjon

Oljedirektoratet vurderer nedgangen i skadefrekvensen fra 1985 til 1986 som betydelig. Den prosentvise nedgangen er størst innen arbeidsområdene konstruksjon/vedlikehold og boring hvor de fleste entreprenørsansatte finnes. Selv om det ennå ikke er utført noen grundig årsaksanalyse, er det grunn til å tro at denne positive utvikling for en stor del skyldes en markert bedring av kvaliteten av verne- og miljøarbeidet hos entreprenørselskapene samt en bedre styring og planlegging av aktivitetene i de enkelte operatørselskapers virksomhet. Det er fremdeles rom for forbedringer når det gjelder samordning og effektivisering av verne- og miljøarbeidet innen de enkelte operatørs virksomhet. Direktoratet har imidlertid registrert en økt satsing og bevisstgjøring i næringen for betydningen av å drive miljøovervåking og et planmessig og aktivt verne- og miljøarbeid. Resultatet i 1986 er en oppmuntning, men forplikter samtidig alle parter til en forsterket innsats for å trygge liv og helse i petroleumsvirksomheten.

Fig. 4.11.a.

Totalt antall personskader i forbindelse med dykking på den norske kontinentalsokkelen i perioden 1978–86

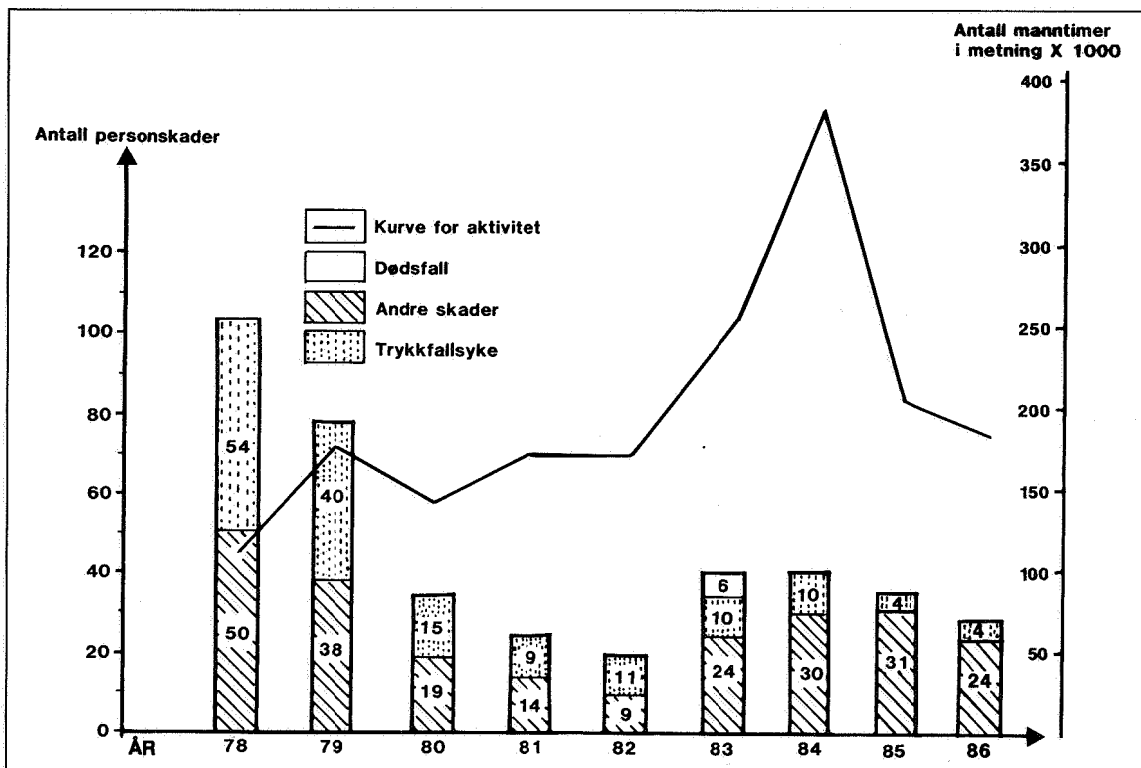


Fig. 4.11.b
Skadefordeling 1979-86 etter alvorlighetsgrad

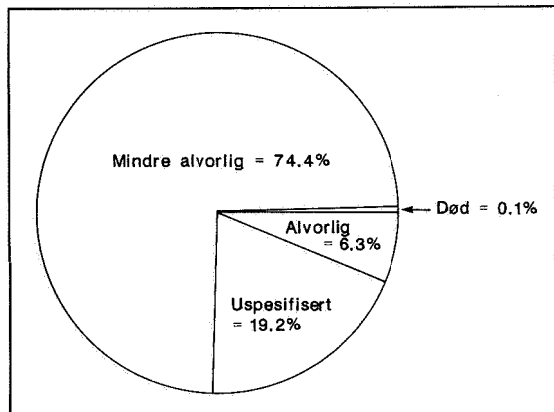
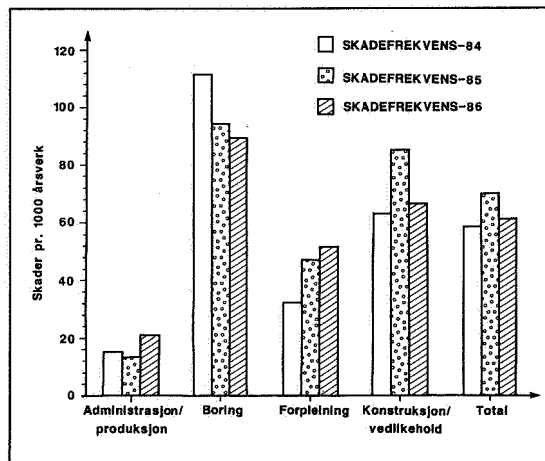


Fig. 4.11.c
Skadefrekvens 1984-86 etter funksjon



TAB 4.11.a
Skadede/døde pr. 1000 årsverk (1976-86). Produksjonsinnretninger mv.

År	Arbeids-timer	Timer pr årsverk	Årsverk	Antall skadede (inkl døde)	Antall skadede pr 1000 årsverk	Antall døde	Antall døde pr 1000 årsverk
1976	4876316	1852	2633	213	80.9	2	0.76
1977	8146948	1852	4399	282	64.1	2	0.45
1978	14932296	1752	8523	624	73.2	6	0.70
1979	14986608	1752	8554	575	67.2	0	0.00
1980	12237720	1752	6985	452	64.7	0	0.00
1981	15612072	1752	8911	415	46.6	0	0.00
1982	14790384	1752	8442	529	62.7	0	0.00
1983	11473848	1752	6549	334	51.0	0	0.00
1984	14643216	1752	8358	491	58.8	1	0.12
1985	15014640	1752	8570	598	69.8	1	0.12
1986	17108280	1752	9765	598	61.2	0	0.00
Total	143822328		81689	5111	62.5	12	0.15

TAB 4.11.b
Antall skadede pr. 1000 årsverk fordelt på funksjon (1979-86). Produksjonsinnretninger mv.

FUNKSJON	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	79-86	
Administrasjon/produksjon	Årsverk	1098	1174	1144	1306	1182	1614	1656	1507	10681
	Skader	25	23	22	21	29	25	23	32	200
	Skader/1000 årsverk	22.8	19.6	19.2	16.1	24.5	15.5	13.9	21.2	18.7
Boring	Årsverk	1467	1095	1098	1289	1300	1324	1384	1371	10328
	Skader	186	148	116	137	104	148	130	122	1091
	Skader/1000 årsverk	126.8	135.2	105.6	106.3	80.0	111.8	93.9	89.0	105.6
Forpleining	Årsverk	507	383	411	548	525	681	685	856	4596
	Skader	18	10	7	22	18	22	32	44	173
	Skader/1000 årsverk	35.5	26.1	17.0	40.1	34.3	32.3	46.7	51.4	37.6
Konstruksjon/Vedlikehold	Årsverk	5482	4333	6258	5299	3542	4739	4845	6031	40529
	Skader	346	270	270	348	183	296	413	400	2526
	Skader/1000 årsverk	63.1	62.3	43.1	65.7	51.7	62.5	85.2	66.3	62.3
Total	Årsverk	8554	6985	8911	8442	6549	8358	8570	9765	66134
	Skader	575.0	451.0	415.0	528.0	334.0	491.0	598.0	598.0	3990.0
	Skader/1000 årsverk	67.2	64.6	46.6	62.5	51.0	58.7	69.8	61.2	60.3

TAB 4.11.c

Fordeling av skader og årsverk på operatør- og entreprenøransatte

FUNKSJON		1985	1986	
Administrasjon/ produksjon	Årsverk	1575	1293	o (operatør)
		80	213	k (kontraktør)
	Skader	19	32	o
		4	0	k
	Skader/1000 årsverk	12.0	24.7	o
		49.8	0	k
Boring	Årsverk	0	0	o (operatør)
		1384	1371	k (kontraktør)
	Skader	0	0	o
		130	122	k
	Skader/1000 årsverk	0	0	o
		93.9	89.0	k
Forpleining	Årsverk	0	39	o (operatør)
		685	817	k (kontraktør)
	Skader	0	4	o
		32	40	k
	Skader/1000 årsverk	0	103.4	o
		46.7	49.0	k
Konstruksjon/ vedlikehold	Årsverk	1544	2063	o (operatør)
		3301	3969	k (kontraktør)
	Skader	61	51	o
		352	349	k
	Skader/1000 årsverk	39.5	24.7	o
		106.6	87.9	k
Total	Årsverk	3120	3394	o (operatør)
		5450	6370	k (kontraktør)
	Skader	80	87	o
		518	511	k
	Skader/1000 årsverk	25.6	25.6	o
		95.0	80.2	k

I AB. 4.11.1.d
Arbeidsulykker 1985-86. Produksjonsinnretninger mv. Skadehendelse/yrke

Yrke	Administrasjon	Boredrøks- arbeider	Borer	Elektriker	Forpleining	Hjelp- arbeider	Instrument- tekniker	Kranfører	Maler/ Sandblåser	Mekaniker/ Motormann	Operatør	Platøarb/ Isølatør	Forlegger	Service- tekniker	Stillas- bygger	Sveiser	Tårnmann	Uspestift- sen	Totalt	%	Ar
Skade- hendelse																					
Annen kontakt med gjenstander, maskin- del i bevegelse	5	16	0	2	5	22	2	0	4	8	2	5	5	3	3	3	5	0	90	15.1	85
Fall til lavere nivå	1	2	1	3	1	10	3	0	6	9	3	4	1	5	0	4	4	0	57	9.5	85
Fall til samme nivå	4	1	1	9	4	14	0	1	8	3	3	8	10	3	8	7	2	1	87	14.5	85
Tråkk feiltråkn- heter, feiltråkk	1	1	0	5	2	8	2	2	6	2	0	0	7	1	3	1	0	2	43	7.2	85
Fallende gjenstander	2	5	1	0	0	5	0	1	0	3	0	3	7	2	4	1	0	0	34	5.7	85
Annen kontakt med gjenstander i ro	1	1	0	6	2	0	0	0	6	1	2	7	5	2	3	0	0	0	36	6.0	85
Håndterings- ulykke	1	7	1	1	8	11	2	0	3	11	0	10	9	3	10	6	0	0	83	13.9	85
Kontakt med kjemisk fysikalske forbind	0	0	0	2	6	8	1	0	15	0	0	1	5	2	1	4	1	0	47	7.9	85
Overbelastning av kroppsdel	1	4	1	6	0	9	0	1	4	3	1	4	4	3	4	1	0	0	46	7.7	85
Splinter, sprut	0	0	0	4	0	5	0	0	10	2	2	3	10	3	2	12	1	0	54	9.0	85
Elektrisk strøm	0	1	0	4	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	7	1.21	85
Ekstreme temperaturer	0	0	0	0	4	2	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	8	1.3	85
Fall i sjøen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	85
Annet	0	0	0	0	0	2	0	0	1	1	0	1	1	0	0	0	0	0	1	0.2	86
Totalt	17	38	5	42	42	96	10	6	63	43	13	47	65	27	38	40	13	3	598	100	85
%	1.8	6.4	0.8	7.0	5.4	16.1	1.7	1.0	10.5	7.2	2.2	7.9	10.9	4.5	6.4	6.7	2.2	0.5	100		86
		6.9	1.3	6.0	7.2	15.1	2.5	0.8	12.0	7.7	4.5	8.5	7.2	2.8	7.0	5.7	1.7	1.2	100		86

TAB. 4.11.e

Arbeidsulykker 1985-86. Produksjonsinnretninger mv. Skadehendelse/skadet legemsdel

Skadehendelse	Skadet legemsdel											Totalt	%	Ar
	Øye	Rygg	Tå/fot	Hofte/bein	Mage/bryst	Arm/skulder	Hode/ansikt	Tann	Hånd/finger	Annet				
Annen kontakt med gjenstander, maskindel i bevegelse	0	0	9	7	3	6	12	8	45	0	90	15.1	85	
	2	2	11	5	3	9	7	6	75	0	120	20.1	86	
Fall til lavere nivå	0	12	6	15	7	12	1	0	3	1	57	9.5	85	
	0	10	7	8	9	4	8	0	7	0	53	8.9	86	
Fall til samme nivå	0	15	16	12	6	14	2	3	19	0	87	14.5	85	
	0	11	7	16	6	10	5	3	8	0	66	11.0	86	
Tråkk feiltråvener-feiltråkk	0	2	37	4	0	0	0	0	0	0	43	7.2	85	
	0	1	24	10	1	2	0	0	3	0	41	6.9	86	
Fallende gjenstander	0	2	9	3	2	2	8	2	6	0	34	5.7	85	
	0	0	12	3	0	0	5	1	11	1	33	5.5	86	
Annen kontakt med gjenstander i ro	0	3	2	10	2	2	6	2	9	0	36	6.0	85	
	1	4	2	6	8	3	10	2	12	0	48	8.0	86	
Håndteringsulykke	1	1	6	3	3	2	2	8	56	1	83	13.9	85	
	6	1	4	5	1	2	2	6	50	1	78	13.0	86	
Kontakt med kjemisk fysikalske forbind	40	0	0	0	0	0	3	0	0	4	47	7.9	85	
	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	29	4.9	86	
Overbelastning av kroppsdel	0	36	1	3	1	3	1	0	1	0	46	7.7	85	
	0	25	3	0	1	6	0	0	2	0	37	6.2	86	
Splinter, sprut	44	0	0	1	1	1	2	1	4	0	54	9.0	85	
	71	0	1	1	0	0	6	0	1	0	80	13.4	86	
Elektrisk strøm	1	0	0	0	0	1	2	0	1	2	7	1.2	85	
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	86	
Ekstreme temperaturer	0	0	1	0	1	2	1	0	3	0	8	1.3	85	
	0	0	4	1	1	2	2	0	2	0	12	2.0	86	
Fall i sjøen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	85	
	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0.1	86	
Annet	0	0	1	0	0	1	3	0	1	0	6	1.0	85	
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	86	
Totalt	86	71	88	58	26	46	43	24	148	8	598	100	85	
	106	54	75	55	30	38	45	18	171	6	598	100	86	
%	14.3	11.8	14.7	9.7	4.3	7.6	7.1	4.0	24.7	1.3	100		85	
	17.7	9.0	12.5	9.2	5.0	6.3	7.5	3.0	28.6	1.0	100		86	

TAB 4.11.f

Arbeidsulykker 1985-86. Produksjonsinnretninger mv. Skadehendelse/medvirkende faktor

Skadehendelse	Medvirkende faktor											Totalt	%	År
	Kjemiske, fysik. biolog. faktorer	Kjøling trykk varme ventilasj.	Material gods emballasje	Elektrisk utrustning	Annen maskin	Boretenger	Håndverkt.maskiner redskaper	Løst/fast innret. på bygn.konstr.	Løfte-/transp.-anordning	Annet				
Annen kontakt med gjenstander, maskindel i bevegelse	0 0	5 0	11 12	0 1	11 18	7 10	11 17	29 41	16 21	0	90 120	15.1 20.1	85 86	
Fall til lavere nivå	3 0	0 0	2 4	0 0	0 0	0 0	1 3	50 42	1 4	0	57 53	9.5 8.9	85 86	
Fall til samme nivå	10 2	0 0	12 2	2 1	1 1	0 0	0 2	61 54	1 4	0	87 66	14.5 11.0	85 86	
Tråkk feiltrå/ujevnheter, feiltråkk	1 0	0 0	10 5	0 0	0 2	0 0	1 1	29 30	1 2	1	43 41	7.2 6.9	85 86	
Fallende gjenstander	0 0	0 0	10 10	0 2	1 2	0 0	3 2	13 15	7 2	0	34 33	5.7 5.5	85 86	
Annen kontakt med gjenstander i ro	1 1	0 0	3 8	0 1	1 0	0 0	1 1	30 35	0 2	0	36 48	6.0 8.0	85 86	
Håndteringsulykke	0 0	0 0	20 23	0 1	6 1	3 1	30 45	19 6	5 1	0	83 78	13.9 13.0	85 86	
Kontakt med kjemisk fysikalske forbind	28 26	6 0	0 0	1 0	0 0	0 0	12 3	0 0	0 0	0	47 29	7.9 4.8	85 86	
Overbelastning av kroppsdel	0 0	0 0	11 15	0 0	3 2	0 0	6 5	19 14	2 0	5 1	46 37	7.7 6.2	85 86	
Splinter, sprut	7 10	7 2	11 18	0 0	5 3	0 0	22 37	0 3	0 0	2 7	54 80	9.0 13.4	85 86	
Elektrisk strøm	1 0	0 0	0 0	5 0	0 0	0 0	1 0	0 0	0 0	0	7 0	1.2 0.0	85 86	
Ekstreme temperaturer	4 1	0 0	2 10	0 0	0 0	0 0	1 0	1 1	0 0	0	8 12	1.3 2.0	85 86	
Fall i sjøen	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 1	0 0	0	0 1	0.0 0.2	85 86	
Annet	0 0	1 0	1 0	0 0	0 0	0 0	0 0	1 0	0 0	3 0	6 0	1.0 0.0	85 86	
Totalt	55 40	19 2	93 107	8 6	28 29	10 11	89 116	252 242	33 36	11 9	598 598	100 100	85 86	
%	9.2 6.7	3.2 0.3	15.6 17.9	1.3 1.0	4.7 4.8	1.7 1.8	14.9 19.4	42.1 40.5	5.5 6.0	1.8 1.5	100 100		85 86	

TAB 4.11.g
Arbeidsulykker 1979-86. Produksjonsinnetninger mv. Skadehendelse/yrke

Yrke	Administrasjon	Boredeks- arbeider	Borer	Elektriker	Fopplining	Hjelpar- beider	Instrument- tekniker	Kranløser	Maler/ Sandblåser	Mekaniker/ Motormann	Operatør	Platøarb/ Isolatør	Førlegger	Service- tekniker	Sillas- bygger	Sveiser	Tårnmann	Uspesifisert	Totalt	%
Skade- hendelse																				
Annen kontakt med gjenstander, maskin- del i bevegelse	22	178	15	31	30	211	13	9	19	56	17	36	40	27	42	18	67	1	832	20.9
Brann	0	0	0	2	0	5	0	0	0	2	0	1	2	0	0	1	0	0	13	0.3
Eksplasjon ol																				
Fall til lavere nivå	11	19	9	27	4	71	15	4	27	28	11	19	27	13	20	26	17	1	349	8.7
Fall til samme nivå	16	18	4	37	23	66	13	7	26	28	20	29	46	18	38	29	8	7	433	10.9
Tråkk feiltråv- heter, feiltråkk	15	9	1	39	11	52	10	6	20	15	13	14	33	12	21	29	9	2	311	7.8
Fallende gjenstander	7	18	6	5	2	35	3	1	5	13	2	19	23	12	24	10	4	0	189	4.7
Annen kontakt med gjenstander i ro	7	13	2	21	18	34	14	2	27	21	7	40	23	8	28	16	6	2	289	7.2
Håndterings- ulykke	4	46	6	36	37	97	16	5	25	70	16	45	66	16	34	43	20	0	582	14.6
Kontakt med kjemisk fysikaliske forbind	1	8	0	9	16	37	5	1	64	11	11	9	18	13	6	12	5	1	227	5.7
Overbelastning av kroppsdell	5	26	4	27	10	66	2	4	21	25	11	14	35	7	29	15	12	2	315	7.9
Splinter, sprut	7	8	4	10	2	29	2	1	32	22	8	32	63	6	6	83	2	0	317	7.9
Elektrisk strøm	0	1	0	20	0	1	1	1	0	1	0	2	0	0	0	0	0	0	27	0.7
Eksitrene temperaturer	0	0	0	2	18	4	1	0	0	4	3	5	6	1	1	9	0	0	54	1.5
Fall i sjøen	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	0.1
Annet	4	3	0	5	2	9	1	2	3	4	2	5	6	0	1	3	0	0	50	1.3
Totalt	99	347	51	271	173	717	96	43	270	300	121	270	388	133	250	294	150	17	3990	
%	2.5	8.7	1.3	6.8	4.3	18.0	2.4	1.1	6.8	7.5	3.0	6.8	9.7	3.3	6.3	7.4	3.8	0.4		100

5 Petroleumsøkonomi

5.1 Leteboring, vare- og tjenesteleveranser

Leteboringsaktiviteten har siden starten i 1966 økt betraktelig både i volum og verdi.

I fig 5.1.a er den verdimessige utviklingen av markedet fremstilt i fast 1986-kroneverdi.

Tabell 5.1 viser antall borehull og gjennomsnittskostnadene pr borehull for perioden 1971–86 i fast 1986-kroneverdi.

I 1986 var de totale kostnadene til leting noe over 5.7 mrd kroner (fig 5.1.b).

Under vises kostnadene i 1986, grovt fordelt på hovedgrupper av varer og tjenester som medgår i

letevirksomheten. Tallmaterialet er basert på innrapporterte data fra operatørselskapene, og kostnadene er i millioner NOK.

– Borefartøyer	1 666
– Transport	612
– Varer	676
– Tjenester	1 377
– Generelle undersøkelser	401
– Feltevalueringer	521
– Administrasjon	495
Totalt	5 748

TAB 5.1
Antall borehull og kostnad pr. hull
Millioner 1986-kroner

År	Antall borehull	Kostnad pr. borehull
1971	16	54
1972	13	69
1973	21	58
1974	17	60
1975	26	57
1976	23	74
1977	20	65
1978	18	75
1979	27	76
1980	35	90
1981	39	118
1982	49	123
1983	40	120
1984	47	154
1985	50	149
1986	36	160

FIG. 5.1.a
Årlige leteboringsutgifter i faste 1986-kr

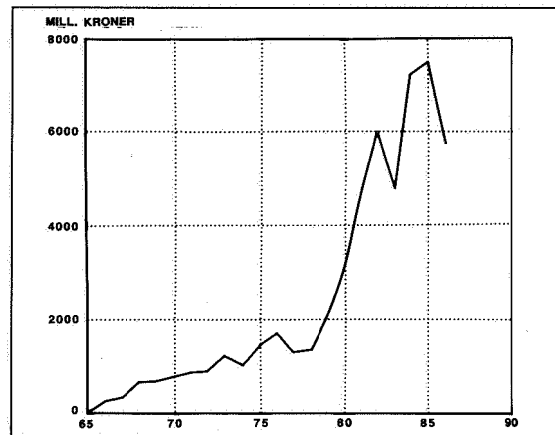
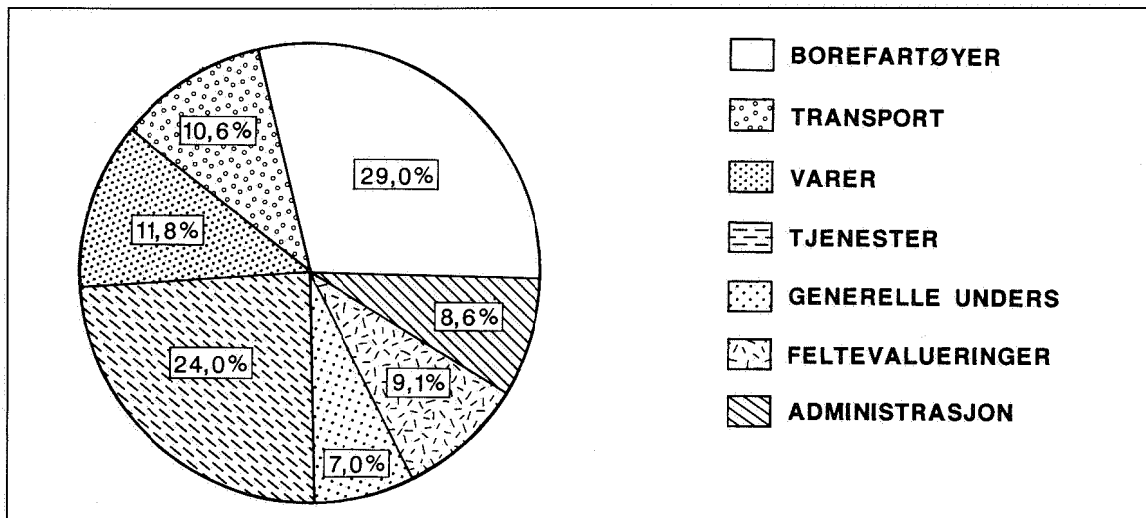


FIG. 5.1.b
Kostnader til leting etter olje og gass i 1986 fordelt på vare- og tjenestegrupper



5.2 Kostnader forbundet med aktiviteten på norsk kontinentalsokkel

Investeringer i feltutvikling og produksjonsboring

Oljedirektoratet har for perioden 1970–86 beregnet årlige kostnader forbundet med utvikling av felt inkludert produksjonsboring. Kostnadene gjelder utbygde felt, felt under utbygging og felt med godkjente utbyggingsplaner pr. 31.12.86. Tallene bygger på operatørenes rapportering.

På felt som ligger på begge sider av delelinjen mellom Norge og Storbritannia er bare den norske andelen inkludert. Følgende felt inngår i beregningen (norsk andel):

- Ekofiskområdet (inkl 5 felt og Tor, Albuskjell, Norpiperørledningen og vanninjeksjonsprosjektet)
- Valhall
- Ula
- Frigg (60,82%)
- NØ Frigg
- Odin
- Statfjord (84,09%)
- Murchison (22,2%)
- Heimdal
- Gullfaks Fase I
- Gullfaks Fase II
- Statpipe
- Oseberg
- Oseberg-Transport
- Tommeliten
- Troll
- Sleipner
- Zeepipe

I framstillingen er alle beløp regnet om til faste 1986-kroner.

Historiske og forventede investeringer for feltutbygging, produksjonsboring og transportanlegg for petroleum framgår av figur 5.2.a. Investeringsnivået bygget seg gradvis oppover fram til 1976 da det ble investert for 20,6 mrd kroner. 1986 ga en ny investeringsstopp på 25,1 mrd kroner. Investeringsnivået viser således store variasjoner i perioden fra 1976 og fram til i dag.

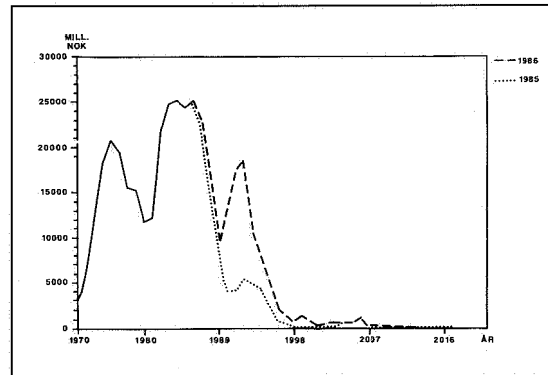
Investeringsnivået forventes å synke i perioden mellom 1986 og 1989, hvorefter investeringene i nye vedtatte felt slår positivt ut de neste årene. Disse feltene er Troll, Sleipner, Tommeliten og transport-systemet Zeepipe. I fig. 5.2.a ser man effekten på investeringsnivået av de nye feltene som differansen mellom tallene som er oppgitt for 1985 og 1986.

Årlige driftskostnader, inklusive drift av rørledning, framgår av figur 5.2.b. Nivået for etterspørselen etter denne typen varer og tjenester har vært jevnt økende fram til i dag som følge av de felt som etter hvert er satt i drift. Vare- og tjenesteinnsatsen for drift og vedlikehold vil fortsatt vise økning over tid som følge av vedtatte felt som settes i drift de kommende år. I dag ligger nivået for driftskostnader på omkring 10 mrd kroner årlig. Det er beregnet en topp i 1987 på ca 16,5 mrd kroner.

Sammenligner vi årets beregnede forventede driftskostnader med fjorårets, ser vi at effekten av at de første felt stenges ned ikke vil gjøre seg gjeldende før i 1997 mot tidligere 1993. Dvs at nivået for etterspørselen vil holde seg på et stabilt nivå til etter år 2000.

FIG. 5.2.a

Historiske og forventede investeringer for vedtatte felt. Faste 1986-kroner



5.3 Produksjonsavgift

Produksjonsavgiften blir beregnet på grunnlag av verdien av produserte petroleumsmengder.

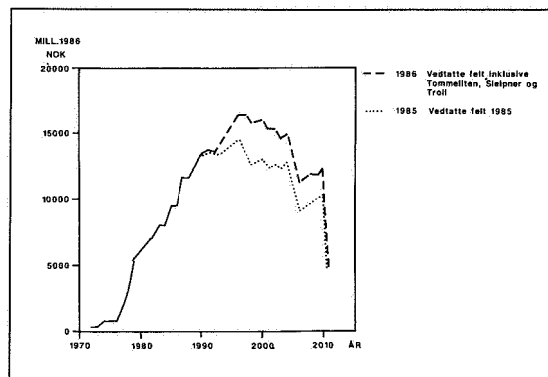
Oljedirektoratet er tillagt ansvaret med å innkreve produksjonsavgift.

Fortolkning og praktisering av de gjeldende lover og regler i forbindelse med beregning av produksjonsavgift innbefatter såvel juridiske, økonomiske, prosess tekniske som måletekniske problemstillinger.

De første bestemmelsene på dette området ble gitt ved kgl. res av 9.4.65. Av de felt som er i produksjon i dag er utvinningstillatelsene til Ekofisk, Frigg, NØ Frigg; Odin, Valhall, Ula og Heimdal meddelt i henhold til disse bestemmelsene. Kgl. res

FIG. 5.2.b

Historiske og forventede driftskostnader for vedtatte felt. Faste 1986-kroner



av 9.4.65 ble erstattet med kgl. res av 8.12.72. Av felt som er i produksjon er utvinningstillatelsene for Statfjord og Murchison meddelt i henhold til 72-resolusjonen.

Den nye petroleumsloven med forskrifter trådte i kraft 1.7.85. Produksjonsavgift skal fra 1.7.85 innkreves etter avgiftsbestemmelsene i det nye regelverk.

65- og 72-resolusjonen skapte mange fortolkningsproblemer mht beregningspunktet for produksjonsavgift. Med Petroleumsloven håpet man at fortolkningsproblemerne skulle være løst.

Imidlertid har det vist seg at også Petroleumslovens definisjon av referansepunktet for produksjonsavgift skaper uklarheter.

F.eks har alle rettighetshavere som driver produksjon påklaget Oljedirektoratets vedtak mht beregningspunkt for produksjonsavgift, da de mener de nye reglene ikke kan gis anvendelse for tillatelser meddelt iht eldre resolusjoner. Ved kgl.res av 19.12.86 avgjorde Olje- og energidepartementet disse klagen. Olje- og energidepartementet opprettholdt Oljedirektoratets tidligere vedtak. Det er også reist ett søksmål mot staten vedrørende betalingsterminer for produksjonsavgift.

5.3.1 Total produksjonsavgift

Det er i 1986 innbetalt kr 8 168 955 149,- i produksjonsavgift.

Tabell 5.3.1 viser den innbetalte produksjonsavgift i 1985 og 1986 fordelt på ulike petroleumsprodukt. Reduksjon i innbetalt produksjonsavgift i 1986 sammenlignet med 1985 skyldes nedgang i olje- og gassprisene siste år.

Figur 5.3.1.a viser innbetalt produksjonsavgift i 1985 og 1986 for felt og totalt.

Figur 5.3.1.b viser innbetalt produksjonsavgift 1973-86.

5.3.2 Produksjonsavgift olje

Oljedirektoratet har i 1986 mottatt kr 5 915 417 198,- i produksjonsavgift for olje fra Murchison, Ekofisk og Statfjord.

Avregningen for råolje har foregått etter normpris. Produksjonsavgiften er blitt innbetalt kvartalsvis som vist i tab. 5.3.2.

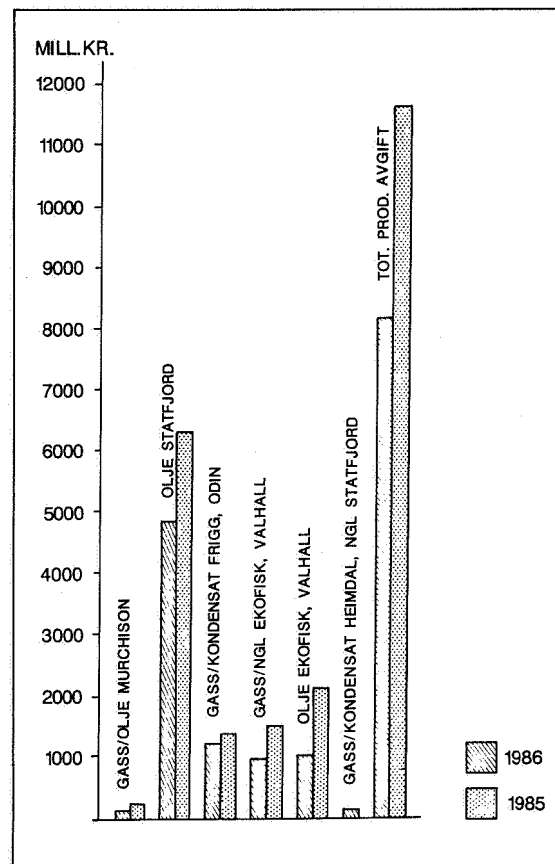
Tabell 5.3.1

Innbetalt produksjonsavgift i kroner 1985 og 1986

	1985	1986
Olje Ekofisk/Valhall	2 192 617 514	1 001 639 570
Olje Statfjord	6 334 537 041	4 827 100 261
Olje Murchison	238 061 138	86 677 367
Gass Murchison	4 464 012	4 131 011
Gass Ekofisk	1 330 169 497	831 173 831
Gass Frigg	1 071 219 432	1 048 216 288
Gass NØ-Frigg	54 221 080	53 008 707
Gass Odin	204 281 169	136 588 810
Gass Valhall	58 027 407	27 472 961
Gass Heimdal		30 264 081
NGL Ekofisk/Valhall	113 665 599	81 713 942
Kondensat Frigg-området	11 897 250	7 238 184
Kond. Heimdal, Statoil		9 907 626
LPG og NGL Murchison	12 401 324	4 935 685
NGL Statfjord		18 886 825
	11 625 562 463	8 168 955 149

FIG. 5.3.1.a

Innbetalt produksjonsavgift 1985-1986

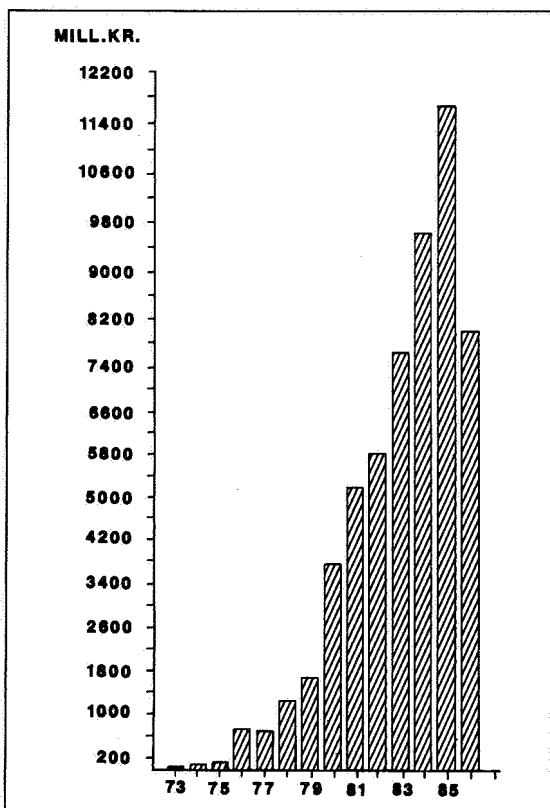


Tabell 5.3.2

Innbetalt produksjonsavgift for olje

	Ekofisk/Valhall	Statfjord	Murchison	Totalt
4. kv. 1985	439 779 352	2 152 461 214	58 082 049	2 650 322 615
1. kv. 1986	236 500 379	1 151 423 936	7 533 719	1 395 458 034
2. kv. 1986	170 874 356	593 702 909	13 856 999	778 434 264
3. kv. 1986	154 485 483	929 512 202	7 204 600	1 091 202 285
	1 001 639 570	4 827 100 261	86 677 367	5 915 417 198

FIG. 5.3.1.b
Innbetalt produksjonsavgift 1973–1986



5.3.3 Produksjonsavgift gass

Oljedirektoratet har i 1986 mottatt kr 2 130 855 689,- i produksjonsavgift for gass. Tabell 5.3.3 viser innbetalingen fordelt kvartalsvis på selskap/gruppe. På Statfjord-feltet er det ikke innbetalt produksjonsavgift for gass pga at kostnadsfradragene er større enn bruttoavgift i alle kvartallene.

Avregningen for gass har foregått etter kontraktspris som varierer for de enkelte gruppene.

Leveranse av gass til Dyno/Methanor opphørte fra og med 1.7.1984. De refunderte beløp til Dyno/Methanor er relatert til transport og behandling av allerede mottatt og betalt gass.

5.3.4 Produksjonsavgift NGL

Det er i 1986 innbetalt kr 122 682 262,- i produksjonsavgift for NGL. Tabell 5.3.4 viser innbetalingen av produksjonsavgift fordelt kvartalsvis på selskap/gruppe. Grunnen til at det ikke er innbetaling på Statfjordfeltet for 2. kvartal 1986 er at kostnadsfradragene er større enn bruttoavgift.

5.3.5 Kontroll av produksjonsavgift

Oljedirektoratet er tillagt oppgaven med innkreving og kontroll av at innbetaling skjer i henhold til regelverk. Det arbeides med videreutvikling av arbeidsrutinene med sikte på økt kontroll og tilpassning til direktoratets kontrollfilosofi for øvrig. Denne videreutviklingen baserer seg på systemrevisjon og stikkprøvekontroll hos selskapene.

Tabell 5.3.3
Innbetalt produksjonsavgift gass

	4. kv.1985	1. kv.1986	2. kv.1986	3. kv.1986	Totalt
EKOFISK-OMRÅDET					
Phillipsgr.	157 446 598*	239 909 596	153 436 082	241 954 059**	792 746 335
Dyno/Methanor	-362 046	-1 659 222	-26 192	-546 132***	-2 593 592
Shell	10 794 593	4 917 933	2 046 273	9 345 448	27 104 247
Amoco/Noco-gr.	4 304 188	3 922 776	2 342 668	3 347 209	13 916 841
Sum Ekofisk	172 183 333	247 091 083	157 798 831	254 100 584	831 173 831
FRIGG-OMRÅDET					
Petronord-gr. (Frigg)	290 548 886	379 500 676	196 726 131	181 440 595	1 048 216 288
Petronord-gr. (NØF)	4 927 635	7 156 163	2 140 020	3 701 466	17 925 284
Petronord-gr. (Odin)	6 057 481	5 981 454	3 098 329	2 496 764	17 634 028
Totalt Petronord-gr.	301 534 002	392 638 293	201 964 480	187 638 825	1 083 775 600
Esso NØF	12 401 688	11 606 584	5 259 366	5 815 785	35 083 423
Esso Odin	55 811 673	36 655 970	16 395 690	10 091 449	118 954 782
Sum Frigg-området	369 747 363	440 900 847	223 619 536	203 546 059	1 237 813 805
VALHALL					
Amoco/Noco-gr.	9 610 704	11 291 118	2 797 414	3 773 725	27 472 961
Sum Valhall	9 610 704	11 291 118	2 797 414	3 773 725	27 472 961
MURCHISON					
Statoil/Mobil-gr.	1 488 414	1 582 041	967 289	93 267	4 131 011
Sum Murchison	1 488 414	1 582 041	967 289	93 267	4 131 011
HEIMDAL					
Heimdal-gr.	0	0	18 049 884	12 214 197	30 264 081
Sum Heimdal	0	0	18 049 884	12 214 197	30 264 081
Sum alle felt	553 029 814	700 865 089	403 232 954	473 727 832	2 130 855 689

* ekskl. forskuddsbet. i 3.kv. kr 73 199 925,-.

** inkl. forskudd 4.kv.86 kr 62 360 000,-.

*** inkl. forskudd 4.kv.86 kr -354 168,-.

Tabell 5.3.4
Innbetalt produksjonsavgift NGL

	4. kv.1985	1. kv.1986	2. kv.1986	3. kv.1986	Totalt
EKOFISK-OMRÅDET					
Phillips-gr.	29 021 269	15 572 254	11 870 933	14 193 942	70 658 398
Shell	1 401 156	194 007	968 220	95 081	2 658 464
Amoco/Noco-gr.	357 700	175 524	98 492	77 345	709 061
Sum Ekofisk	30 780 125	15 941 785	12 937 645	14 366 368	74 025 923
FRIGG-OMRÅDET					
Petronord-gr.	1 505 636	1 747 009	4 335 739	-3 350 532	4 237 852
Esso	1 997 954	751 139	255 198	-3 959	3 000 332
Sum Frigg-området	3 503 590	24 98 148	4 590 937	-3 354 491	7 238 184
VALHALL					
Amoco/Noco-gr.	3 428 768	-160 225	1 536 859	2 882 617	7 688 019
Sum Valhall	3 428 768	-160 225	1 536 859	2 882 617	7 688 019
MURCHISON					
Statoil/Mobil-gr.	2 835 489	1 129 459	778 835	191 902	4 935 685
Sum Murchison	2 835 489	1 129 459	778 835	191 902	4 935 685
STATFJORD					
Statoil/Mobil-gr.	319 703	15 229 315	0	3 337 807	18 886 825
Sum Statfjord	319 703	15 229 315	0	3 337 807	18 886 825
HEIMDAL					
Heimdal-gr., Statoil	0	0	4 792 070	5 115 556	9 907 626
Sum Heimdal	0	0	4 792 070	5 115 556	9 907 626
Sum alle felt	40 867 675	34 638 482	24 636 346	22 539 759	122 682 262

5.4 Arealavgift på områder med utvinningstillatelser

Oljedirektoratet har i løpet av 1986 innkassert kr 242 839 770,- i arealavgift. Beløpet fordeler seg på Utvinningstill. som følger:

Utvinningstill. meddelt i 1965:	kr 114 003 295,-
Utvinningstill. meddelt i 1969:	kr 56 805 000,-
Utvinningstill. meddelt i 1971:	kr 5 502 000,-
Utvinningstill. meddelt i 1973:	kr 9 785 358,-
Utvinningstill. meddelt i 1975:	kr 14 616 000,-
Utvinningstill. meddelt i 1976:	kr 11 704 377,-
Utvinningstill. meddelt i 1977:	kr 2 504 000,-
Utvinningstill. meddelt i 1978:	kr 2 617 500,-
Utvinningstill. meddelt i 1979:	kr 12 543 380,-
Utvinningstill. meddelt i 1980:	kr 599 500,-
Utvinningstill. meddelt i 1986:	kr 12 159 360,-
	kr 242 839 770,-

Oljedirektoratet har refundert kr 44 699 500,- i arealavgift pr 1.11.86. Dette representerer den fradragberettigede delen av arealavgiften for utvinningstillatelsene 006, 033, 018, og 037 i perioden 1.11.85 til 1.11.86.

Figur 5.4 viser innbetalt arealavgift 1973-86.

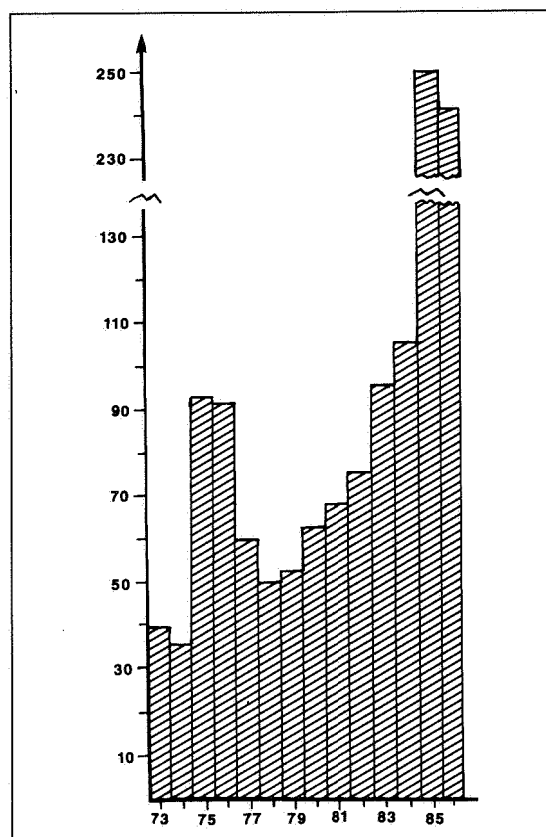
5.5 Petroleumsmarkedet

5.5.1 Råolje-markedet

5.5.1.1 Utviklingen på markedet

Fra januar til juli 1986 sank prisene på råolje på spotmarkedet fra USD 28 pr fat til under USD 9 pr fat. Foranledningen var at Saudi Arabia høsten 1985

FIG. 5.4
Innbetalt arealavgift 1973-1986



la om sin markedsstrategi. Landet fant ikke lenger å kunne opptre som svingprodusent med siktemål å stabilisere oljeprisene, og ga gjenvinning av tapte markedsandeler høyeste prioritet. Med det for øye innførte landets myndigheter bl a såkalte «netback-avtaler» i salgskontraktene. De innebar at verdien av kontraktene ble knyttet til verdien av produktene råoljen ble raffinert til. Prinsippet reduserer prisrisikoen for kjøperne og garanterer avsetningsmuligheter for produsentene.

Omleggingen førte til sterk vekst i Saudi Arabias og andre OPEC-lands oljeproduksjon, til stans i inngåelsen av kontrakter basert på normalpriser og til den nevnte dramatiske nedgangen i spotprisene.

Prisfallet ble sannsynligvis kraftigere enn OPEC-landene hadde regnet med, og organisasjonen kom etter hvert under sterkt press for å få til en tilbakevending til det gamle systemet.

I august vedtok organisasjonen en ny produksjonskvoteordning, og oljeprisen steg med ca USD 5 pr fat. På OPEC's desembermøte ble kvoteprinsippet stadfestet. Det ble fastsatt et produksjonstak på 15.8 mill fat pr dag, som skal gjelde ut første halvår 1987, og deretter oppjusteres til 16.6 mill fat pr dag i 3. kvartal og 18.3 mill fat pr dag i 4. kvartal. Det ble også fastsatt et system av normalpriser rundt en referansepris på USD 18 pr fat.

En faktor som har vanskeliggjort effektiv prisstabilisering er oljelagrene i transitt, som høsten 1986 vokste kraftig. Ca 25 % av primærlagrene på land av olje og oljeprodukter utgjør såkalte strategiske reserver. I tillegg finnes det sekundære produktlagre lenger ned i distribusjonssystemet. Oljeselskapenes lagre kan funksjonelt deles opp i operasjonelt nødvendige lagre, offentlig pålagte lagre og variable lagre. Størrelsen på de variable lagrene bestemmes av selskapenes prisforventninger og kostnadene forbundet med lagring. Bildet kompliseres ved at det til enhver tid kan være opp til 1200 mill fat i tankskip underveis fra produksjonsstedet til markedet, og betydelige mengder olje i supertankere som ligger fast ved viktige utskipningssteder. De totale landbaserte lagrene i OECD-området vokste fra 418 mill tonn i juli til ca 450 mill tonn i oktober 1986.

I denne situasjonen blir forventningene mht OPEC's produksjonspolitik av avgjørende betydning. Mistanke om at samholdet innen organisasjonen vil sprekke igjen, vil kunne føre til tømning av lagrene og prisfall. Tro på at samholdet vil vare, vil kunne få aktørene til å velge å fortsette å holde store lagre, og kanskje øke dem enda mer for å tjene på verdistigningen og ikke få problemer om OPEC skulle vedta ytterligere produksjonsbegrensninger.

Enkelte OPEC-land skal allerede ha overskredet de nye kvotene sine, og også fortsatt å selge olje på «netback»basis, men til nå har avtalebruddene vært såpass beskjedne at spotprisene ikke har sunket vesentlig under normalprisene. Samtidig har flere

store oljeselskap gått med på å tegne langsiktige fastpris-kontrakter med Saudi Arabia. Det finnes imidlertid ulike vurderinger i markedet om sannsynligheten for at dagens priser vil holde over våren og sommeren.

De fleste observatører venter moderat økonomisk vekst i OECD-landene i årene som kommer. OECD selv opererer med en vekstprognose for hele området på 2 3/4 % for 1987.

Etterspørselen vil trolig utvikle seg ulikt i forskjellige land og innen forskjellige sektorer. Men den vekst i den aggregerte etterspørselen de fleste observatører venter, vil kunne føre til økt energiforbruk. Effekten avhenger av bl a i hvilken grad oljeprisfallet får forplante seg til konsumprisene.

Det totale energiforbruket i OECD har siden 1979 falt med 2 mill fat olje pr dag. Nedgangen har imidlertid flatet ut.

Framdriften i energiøkonomiseringen påvirkes av endringene i oljeprisen isolert, de påfølgende endringene i prisene på andre energibærere, og prisforventningene som dannes.

Energiprisstigningen i 1970-årene førte til en mer effektiv utnyttelse av energibærerne. Fallet i oljeprisen vil kunne føre til stabilisering av, eller ny oppgang i, forbruket av energi pr produsert enhet. Resultatet beror igjen bl a på hvor sterkt oljeprisfallet får slå ut på prisene forbrukerne av oljeprodukter og andre energibærere må betale. Fra desember 1985 til oktober 1986 sank disse prisene i de viktigste industrilandene med gjennomsnittlig 33 %. Prisfallet i lokal valuta forbrukerne fikk oppleve, var altså gjennomsnittlig ca halvparten så stort som råoljeprisfallet i USD fra januar til juli 1986.

Hvilke muligheter som finnes til å substituere en energibærer med en annen, varierer fra sektor til sektor og med differansene mellom prisene på de enkelte energibærerne. Potensialet i OECD-området for substitusjon til olje vil med dagens priser være begrenset til ca 1 mill fat pr dag de nærmeste årene.

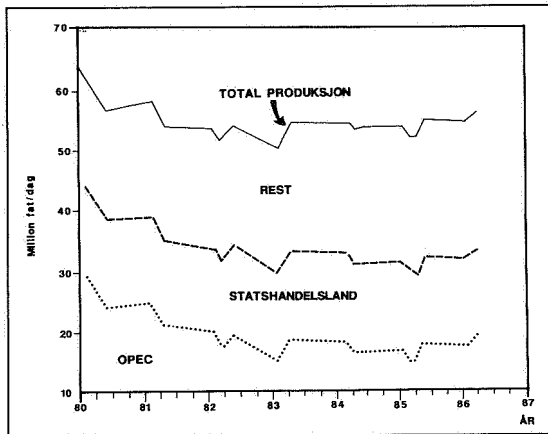
Figur 5.5.1.a viser hvordan råoljeproduksjonen fordelte seg på land fram til medio 1986. OPEC's andel av verdens totale produksjon sank fra 48 % i 1979 til 32 % i 1984. Organisasjonen har som nevnt siden tatt skritt for å snu denne trenden.

Produsentenes tilpassing på kort sikt, dvs om de velger å stenge eller fortsette å drive igangsatte felt, beror i hovedsak på om oljeprisen dekker driftskostnadene pr produsert enhet. Prisfallet har ikke fått mange produsenter til å stenge felt.

Produsentenes tilpassing på lengre sikt, dvs om de velger å bygge ut nye felt eller å vente, påvirkes av bl a forholdet mellom forventet oljepris og summen av utbyggingskostnadene og driftskostnadene pr produsert enhet.

Forskjellen mellom enkelte OPEC-medlemmers og de andre produsentenes langsiktige kostnader er store. De sistnevnte produsentenes lete- og utbyggingskostnader pr fat har sunket betydelig. Mange

FIG. 5.5.1.a
Sammensetning av verdens oljeproduksjon



av dem opererer imidlertid ennå med for høye kostnader til å kunne motstå nye, vedvarende prisfall.

5.5.1.2 Salg av råolje fra norsk kontinentalsokkel

Totale skipninger for den norske kontinentalsokkel lå i 1986 på 39.72×10^6 tonn. Dette representerer en økning på ca 7 % i forhold til 1985. Storbritannia er fortsatt den største mottaker med 27 % av skipningene, etterfulgt av Nederland med 24 % og Norge med 21 %.

Totale skipninger av NGL fra den norske kontinentalsokkel lå i 1986 på 1.87×10^6 tonn. En økning på ca 31 % fra 1985.

Statfjord våtgass går til Kårstø, og fra november 1985 har en fått flere laster med NGL fra denne terminalen. De største mottakerlandene var Norge (31 %) etterfulgt av Storbritannia (25 %) og Nederland (13 %). Fig 5.5.1.b og c.

I tillegg ble det skipet 0.2×10^6 tonn kondensat.

5.5.2 Gassmarkedet

5.5.2.1 Utviklingen på markedet

Gass i motsetning til olje, har med få unntak kun regionale markeder. Det skyldes at gass krever et utbredt og kostbart transportnett, noe som igjen har konsekvenser for strukturen i markedet og utforming av salgskontrakter. Bare i nedkjølt tilstand som LNG, er det mulig med transport av gass til fjernere markeder.

Etter 1980 har det vært rikelig tilbud av gass i Vest-Europa for å kunne dekke et forbruk som etter en nedgang etter 1980 steg til 190 mill t.o.e. i 1984. Forbruket er størst i Storbritannia, Vest-Tyskland, Nederland, Italia og Frankrike.

De største produsentene i Vest-Europa er Storbritannia som produserer kun for hjemmemarkedet, Nederland som fordeler sin produksjon med omtrent like store andeler til hjemmemarkedet og eksportmarkedet, og Norge som produserer kun for eksportmarkedet.

Den internasjonale gasshandelen i Vest-Europa domineres fortsatt av Nederland som fordeler leveringene sine til store deler av det vest-europeiske markedet. Sovjet har økt sin eksport til alle store forbruksland med unntak av Storbritannia og Nederland. Algerie eksporterer særlig til Frankrike og Italia.

De viktigste markedene for Norge i dag er Storbritannia og Vest-Tyskland. I begge land er forbruket av gass betydelig i husholdningssektoren og den industrielle sektor. Vest-Tyskland har i tillegg et betydelig forbruk av gass i den kraftgenererende sektor.

Sverige kan bli et nytt marked for norsk gass. Allerede nå importerer Sverige gass fra Danmark til bruk i industri og husholdninger i Sør-Sverige. Overkapasiteten på tilbudsiden gjør at veksten i gassforbruket blir bestemt av dens konkurranseposisjon vis a vis andre energibærere.

Gassforbruksveksten i tiden framover vil avhenge av utviklingen i energiforbruket generelt, konkurranseforholdene i industrisektoren, og myndighetenes holdning til kjernekraft og til spørsmålet om å opprettholde en kullindustri. Forbruksveksten vil altså i høy grad bero på politiske avgjørelser.

FIG. 5.5.1.b
Salg av råolje fra norsk kontinentalsokkel

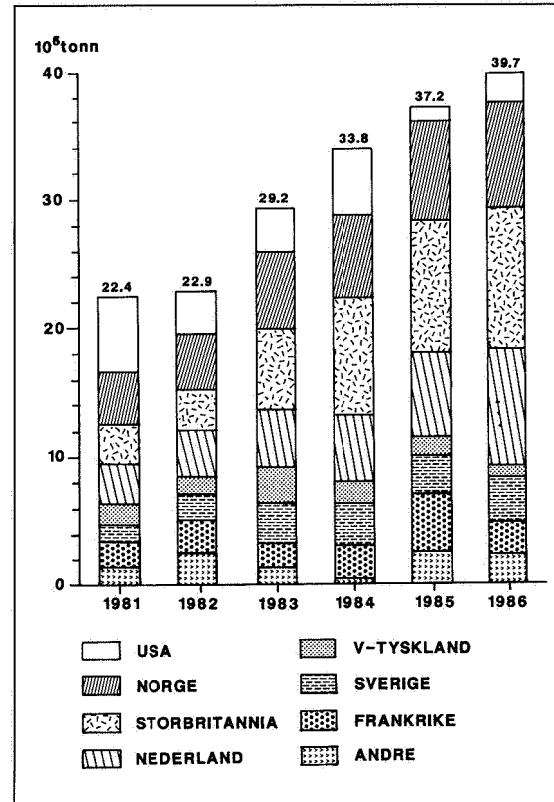
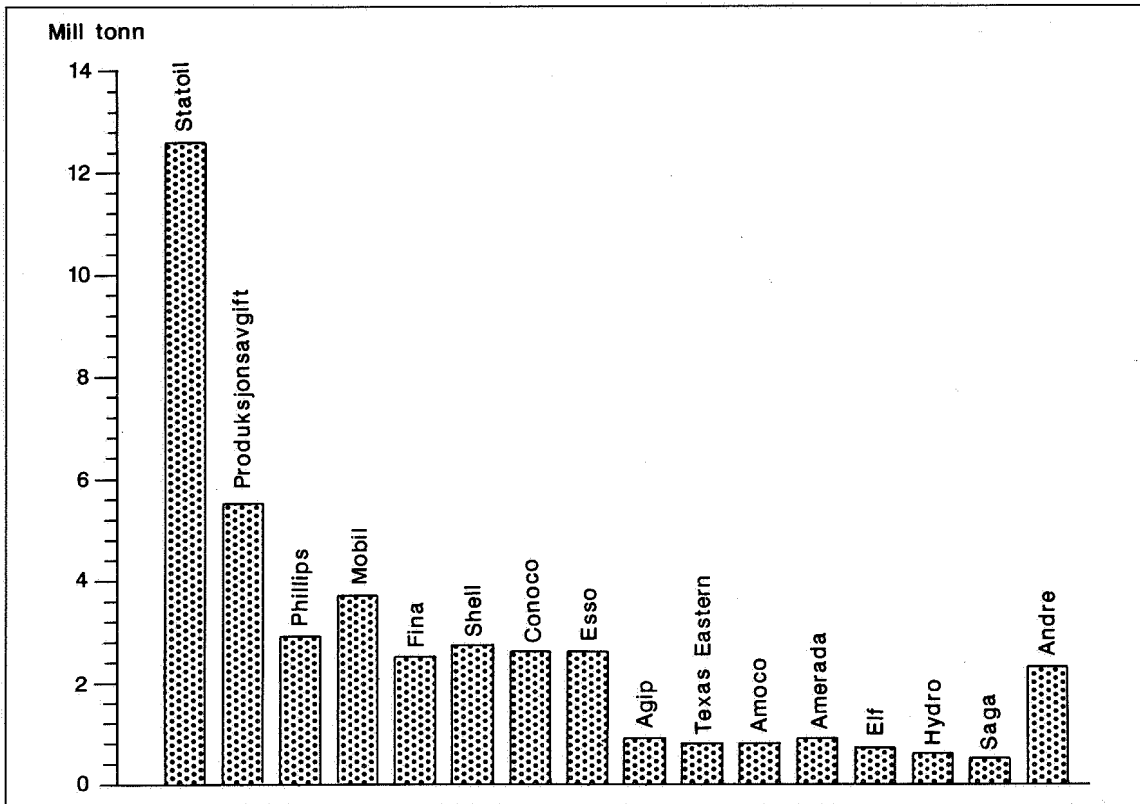


FIG. 5.5.1.c
Solgt råolje/NGL pr rettighetshaver i 1986



5.5.2.2 Salg av gass fra norsk kontinentalsokkel

I 1986 ble det solgt $12.75 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ gass til Storbritannia, $5.98 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ til Vest-Tyskland, $1.75 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ til Nederland, $1.65 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ til Belgia og $3.43 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ til Frankrike.

Total gasseksport var $25.56 \times 10^9 \text{ Sm}^3$. Dette er en økning på under 1% i forhold til 1985. (Fig 5.5.2.a og b).

I mars 1986 startet salget av gass fra Heimdal-feltet.

FIG. 5.5.2.a
Salg av gass fordelt pr. land

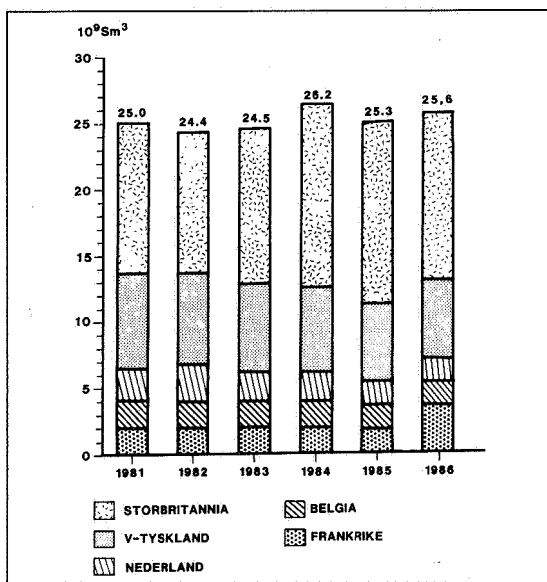
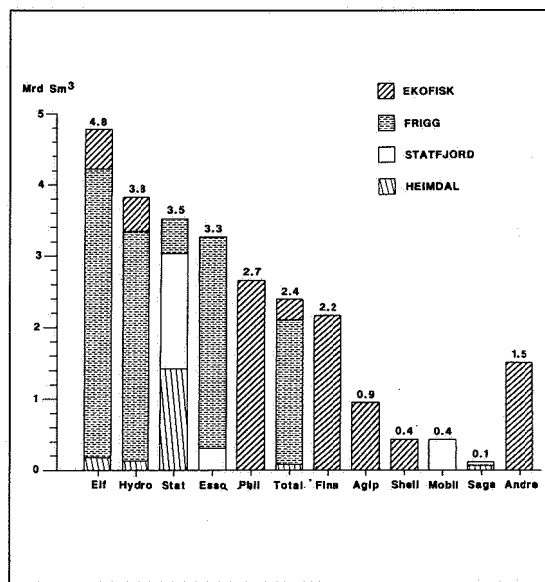


FIG. 5.5.2.b
Solgt gass pr rettighetshaver 1986



6 Spesielle utredninger og prosjekter

Oljedirektoratet har i 1986 bevilget totalt kr 18 425 495.- til spesielle prosjekter. Dette fordeler seg med kr 3 180 331.- til prosjekter for Divisjon for sikkerhetskontroll og kr 15 245 176.- til Divisjon for ressursforvaltning, herav kr 594 272.- til universitetene.

Videre ble det bevilget kr 4 613 080.- til prosjektet opprydding på havbunnen i Nordsjøen.

Til værskipprosjektet i Barentshavet, som administreres av Oljedirektoratet, ble det disponert kr 13 101 650.-.

En del av prosjekttitlene, med utførende institusjoner, er listet nedenfor. Noen av prosjektene er i tillegg omtalt spesielt.

6.1 Divisjon for ressursforvaltning

Det er i 1986 utvist stor aktivitet innen SPOR-programmet – statlig FoU-program som i 1986 gikk inn i sitt andre år. SPOR skal gjennom kompetanseoppbygging, forskning og utvikling av ny teknologi gi grunnlag for økt oljeutvinning.

Programmet går over 5 år, og har en økonomisk ramme på 100 millioner kroner.

6.1.1 Leteavdelingen

Prosjektittel	Utførende institusjon
Foraminiferstratigrafi i karbonater fra Karbon/Perm (Lopparyggen/Tromsøflaket)	British Museum/ Oljedirektoratet
Software utvikling/Bassengmodellering	Rogalandsforskning
Salg av borehullslogger på magnetbånd	Stavanger Data Service a.s
Studie av Brent gruppen på norsk sokkel	Univ. i Bergen
Diagenetisk undersøkelse av Statfjord- og Gullfaks-feltene	Univ. i Oslo

Foraminiferstratigrafi

I forbindelse med leteaktiviteten på Lopparyggen, og boring i bergarter av Perm og Karbon alder, har Oljedirektoratet kartlagt mulighetene for bruk av mikrofossiler til datering av slike bergarter.

Software utvikling

Hensikten med dette prosjektet har vært å utvikle program som skal inngå i Oljedirektoratets interne programpakke i forbindelse med estimering av hydrokarbondannelse og bassengutvikling.

Borehullslogger på magnetbånd

Alle frigitte borehullslogger er nå klargjort for salg på magnetbånd.

Studie av Brent gruppen

Universitetet i Bergen v/S.L. Røe startet i 1985 et prosjekt for Oljedirektoratet, som omfatter en studie av Brent gruppen på norsk sokkel. Dette innbefatter kjernebeskrivelse fra blokkene 30/6 og 30/4 området, samt en regional syntese.

Diagenetisk undersøkelse av Statfjord og Gullfaks

Universitetet i Oslo v/P. Aagaard og H. Dypvik er i gang med et prosjekt for Oljedirektoratet angående diagenetiske undersøkelser av Statfjord formasjonen i Statfjord- og Gullfaks-feltene. Dette omfatter isotopundersøkelser, datering og mineralstabilitet/formasjonsvannets kjemi.

6.1.2 Driftsavdelingen

Prosjekttittel	Utførende institusjon
Brønntest-analyse Vest Ekofisk	IPEC
Standardisering av prøvertaking og analyser av formasjonsvann	READ
Utvinning fra oppsprukne reservoarer.	Rogalandsforskning
Mekanismer og modeller	
Finite Element Analysis.	UCL
Ekofisk innsynkningen	
Nitrogen injeksjon på Ekofisk	IKU
Vurdering av brønntester på Ekofisk	Smedvik IPR
Draugen reservoarstudie	IPEC
PVT-egenskaper for sim. Ekofisk	Rogalandsforskning
Relative permeabiliteter til bruk i Ekofisk-simulering	Rogalandsforskning
NEL-Automatisk Sampling, fase 4	National Engineering Lab. (NEL)
Densitometre, analyse av eksperimentelle data	Rogalandsforskning
VOS-prosjekt	Dantest Danmark
Fabrikasjonskrav til blendeplater	NEL
Målerør til gassmålestasjoner	NEL
Kalkulasjoner av strømningskoeffisient	Oljedirektoratet
Videreføring av PPRS-2	Rogalandsforskning

6.1.3 Utbyggingsavdelingen

Prosjekttittel	Utførende institusjon
Relativ permeabilitet	FRANLAB
Bistand, bruk av RADPAC på Snorre	IPEC
Heidrun reservoarstudie	IPEC
Reservoarstudie for Oseberg området	READ
Utvikling av tynn oljesone	IKU
Horisontalbrønnstudie	NTH
Litteratursøk, tynn oljesone	READ
Reservoir Monitoring Sub Sea Wells	SSI
Vurdering av tariffsystemer	CMI/SAF
Kostnadsreduksjoner ved framtidige utbygginger	Novatech

Vurdering av tariffsystemer

Diskusjonen omkring prinsipper for fastsetting av tariffier og organisering av transporttjenester har økt aktualitet i tilknytning til utbyggingen på Haltenbanken.

I dette området er det ennå ikke satt i gang utbygginger, og myndighetene har derfor en enestående sjanse til å organisere et transportsystem som vil bidra til en samfunnsøkonomisk gunstig utbygging av området.

Chr. Michelsens Institutt og Senter for Anvendt Forskning ved NHH, har vært engasjert for å belyse problemer i tilknytning til samfunnsøkonomisk fastsetting av prisen på transporttjenester, og konsekvensen av ulike former for organisering av slike transportsystemer.

Arbeidet er ikke avsluttet, og vil bli videreført i 1987.

Kostnadsreduksjoner ved framtidige utbygginger.

Framtidig høy aktivitet innen norsk oljeindustri er avhengig av et kostnadsnivå som er lavt nok til at virksomheten blir lønnsom selv ved svingende oljepriser. Reduksjon av utbyggings- og driftskostnadene vil være vesentlige bidrag i denne sammenheng.

Oljedirektoratet gjennomførte derfor i 1986 et prosjekt med den målsetting å kartlegge mulighetene for kostnadsreduksjon ved framtidige feltutbygginger. En vurdering av hovedtrekkene i den teknologiske utvikling ved en framtidig høy, alternativt lav oljepris, er også foretatt. Utredningen dekker perioden fram til ca år 2000.

Det er i utredningen lagt størst vekt på å identifisere muligheter for kostnadsreduksjoner. En har i den grad det har vært mulig, også forsøkt å utarbeide grove anslag over mulige reduksjoner. Der

dette har vært vanskelig eller umulig, er mer kvalitative vurderinger foretatt.

Føtredningen er det vist hvilke elementer det er som er kostnadsdrivende ved dagens utbyggingskonsepter, og hvordan de enkelte funksjoner og delkonsepter; boring, prosess, innkvartering, produksjonsplattform, flytende produksjonsenhet, havbunnsinnstallasjon, rørledninger etc inngår som del-elementer i et totalsystem ved en feltutbygging. Dette er gjort for å gi bakgrunn for å vurdere kostnader ved delkonsepter mot hverandre.

Det er flere veier å gå, som enkeltvis og i kombinasjon vil kunne redusere kostnadene. Følgende områder er vurdert i studiene:

- Utvikle rimeligere og optimaliserte løsninger basert på kjent og utprøvd teknologi.

- Utvikle ny teknologi som gir kostnadsreducerende potensialer.
- Forbedre prosjektgjennomføringsmetodene.
- Endre regelverket der dette er unødig kostnadsdrivende.

I tillegg kan det være muligheter for bedret økonomi gjennom en teknologiutvikling som åpner for nye markeder.

Rapporten dekker i hovedsak de tre første av disse nevnte veiene.

Totalt sett blir potensialet for kostnadsreduksjoner ved en feltutbygging anslått til 20 – 30 % utover hva som er realisert ved de seneste utbyggingene.

6.1.4 Planavdelingen

Prosjekttittel	Utførende institusjon
Risikoadministrasjon i utbyggingsprosjekter	Sintef
Opsjonsvurdering av utbyggingsprosjekter	SAF
Valg av fleksibilitet i gasskontrakter i lys av utbyggingskostnader og kjøpernes tilpasning under usikkerhet	CMI

Opsjonsvurdering av utbyggingsprosjekter.

Ved konvensjonell prosjektanalyse, dvs diskontering av kontantstrømmer, tar en ikke hensyn til den økonomiske verdien av opsjon eller muligheten av å kunne foreta beslutninger på et senere tidspunkt når ny informasjon foreligger. Studien er en første kartlegging for Oljedirektoratet av hensiktsmessigheten av opsjonspristeori ved analyse av utbyggingsprosjekter.

Risikoadministrasjon i utbyggingsprosjekter.

Prosjektet vurderer metoder for behandling av økonomisk usikkerhet og risiko både for enkeltprosjekter og for prosjektporteføljer.

Fleksibilitet i gasskontrakter – utbyggingskostnader.

Prosjektet ble gjennomført i forbindelse med vurderingen av utbyggingsplanene for Sleipner og Troll. Formålet var å analysere verdien for norske gassprodusenter av å kunne tilby ulike grader av fleksibilitet i gassleveransene i forhold til kostnadene dette ville medføre. Analysen omfatter både fleksibilitet vedrørende installasjoner på enkeltfelt, fleksibilitet ved ulik kopling av felt og fleksibilitet knyttet til transport og eventuelle lagerfunksjoner.

6.2 Divisjon for sikkerhet og arbeidsmiljø

Prosjekttittel	Utførende institusjon
M/S «Endre Dyrøy» – forskningsfartøy	Oceanor
Videreutvikling av boredatabank	Rogalandsforskning
Medlemskap – Welding Institute	Welding Institute
Medlemskap – CIRIA/UEG	CIRIA/UEG
Fleksible slanger og rør	Veritas/Veritec
Støtte til NEK vedr internasjonal standardisering av forskrifter	Norsk Elektroteknisk Komité
Akseptkriterier for brannskillere	SINTEF
Evaluerings av ny teknologi og utstyr for boring og andre brønnaktiviteter	Oljedirektoratet
Problemer ved dykking til større dyp	Oljedirektoratet
Studie av driftstilgjengelighet	SINTEF
Pålitelighetsstudie av rørledningssystemer	Aprotec
Databank for marin begroing	Veritec
Akseptkriterier for arbeidsmiljøforhold	Universitetene i Bergen og Trondheim, Quasar Consultants
Arbeidsmiljø for dykkere	Oljedirektoratet
Vurdering av akseptkriterier for boreutstyr	Petresco
Forskrift for innsamling og lagring av miljødata	Oljedirektoratet
Retningslinjer til forskrift for bærende konstruksjoner	Oljedirektoratet
Retningslinjer for beredskap	Scandpower A/S
Utvikling av regelverksstruktur	Oljedirektoratet
Innflytelse av sveising på materialer	Cranfield Institute
Fiberoptikk – sikkerhetsaspekter	Veritas/SINTEF
Vinterisering	SINTEF
Problemstillinger i forbindelse med sluttproduksjon og fjerning	Veritec

Akseptkriterier for arbeidsmiljøforhold

Hensikten med dette prosjektet er å utvikle akseptkriterier som skal legges til grunn for ivaretagelse av Sikkerhetsdivisjonens forvaltningsmessige ansvar for arbeidsmiljøforhold i petroleumsvirksomheten. Det skal utarbeides materiale som skal danne grunnlag for saksbehandlingen ved utstedelse av samtykker, gjennomføring av revisjoner, samt informasjonsvirksomhet mot industrien og FoU-miljøer. Fagfolk fra universitetene i Bergen og Trondheim er trukket inn i dette arbeidet.

Vinterisering av flyttbare innretninger

Dette er et samarbeidsprosjekt mellom flere fagseksjoner i Sikkerhetsdivisjonen. Prosjektet skal lede frem til utarbeidelse av akseptkriterier for vinterboring i nord-områdene. Det har vært kontakt med kanadiske myndigheter og operatører med erfaring fra boring i arktiske strøk. Akseptkriteriene vil gjelde både utstyr, operasjoner og innretningens konstruksjon. SINTEF er brukt som utenforstående faginstans.

Retningslinjer for beredskap

Målsettingen med prosjektet er å utvikle en beredskapsmodell/beskrivelse/retningslinje som ivaretar alle nødvendige beredskapsmessige funksjoner, fremmer fleksibilitet og enkelhet mht valg av meto-

der og utstyr. Videre skal modellens funksjonskrav være slik at de er vurderbare og i overensstemmelse med internkontrollprinsippet.

Prosjektet er delt i to delprosjekter:

Delprosjekt 1:

Retningslinjer og krav til funksjoner, systematikk og vurderinger av beredskapsystemer.

Delprosjekt 2:

Retningslinjer og krav til beredskapskommunikasjon.

Begge delprosjekter er startet i 1986. Prosjektet antas avsluttet medio 1987, og den økonomiske totalramme er anslått til 2,3 millioner kroner.

Scandpower A/S er engasjert som konsulent i prosjektet.

Videreføring av prosjekt fleksible slanger, rør og rørledninger i hydrokarbonsystemer

Prosjektet ble påbegynt i 1984 (fase I), og videreført i 1985 og 1986 (fase II). Målsettingen er å tilføre Oljedirektoratet fagkompetanse på området fleksible rør som er ny teknologi på norsk sokkel, med tanke på utarbeidelse av forskrifter/retningslinjer og behandling av utbyggingsløsninger.

Det eksisterer ennå lite tilgjengelig informasjon

fra drift av fleksible rørsystemer. Dette kombinert med manglende mulighet for inspeksjon med konvensjonelle metoder, utgjør det største problem ved vurdering av bruk av fleksible slanger, rør og rørledninger.

I den senere tid er Oljedirektoratet også blitt forelagt planer om bruk av fleksible stigerør i forbindelse med flytende produksjonsanlegg. Erfaringsmaterialet fra slike stigerør er svært begrenset. Som eksempel på problemområder kan nevnes forholdet belastning/levetid og feilmekanismer.

Prosjektet i 1986 har vært konsentrert om vurderinger av erfaringsdata fra driftsfasen og fleksible stigerør.

Det har vært avholdt flere møter med operatørselskap med omfattende erfaring fra bruk av fleksible rørledninger og stigerør.

DnV og Veritec er brukt som konsulenter på prosjektet.

6.3 Administrasjonsavdelingen

Prosjekttittel	Utførende institusjon
Opprydding av havbunnen i Nordsjøen Infoil 2	Oljedirektoratet Norsk senter for informatikk

Opprydding av havbunnen i Nordsjøen

Oljedirektoratets opprydding av havbunnen foregikk i 1986 på et 840 km² stort område på Vikingbanken i blokk 30/3 og deler av blokk 30/2 og 31/1. Området var valgt på grunnlag av anbefalinger av fiskernes organisasjoner og fiskerimyndighetene. Etter at området var kartlagt med sidesøkende sonar, ble de påviste heftene nærmere identifisert av fjernstyrt undervannsfarkost. Dynamisk posisjonert fartøy og fjernstyrt undervannsfarkost ble deretter brukt til å heve de gjenstander som det ble antatt ville være til hinder for et effektivt fiske i området.

Under ryddeaksjonen ble det også funnet vrak av en tysk ubåt. Denne lå på 190 m dyp og ble senket av engelske jagere høsten 1939. Det ble også konstatert et vrak av en fiskefarkost og et 12 m langt skjelett av en hval.

Vrakene vil ikke bli hevet av Oljedirektoratet, men de nøyaktige posisjoner blir avmerket på Sjøkartverkets fiskerikarter. Sjøkartverket vil forøvrig få overført alle sonar- og andre bunndata som er samlet inn ved opprenskningsaksjonen.

Etter at den planlagte opprydding på Vikingbanken var avsluttet, ble den resterende del av årets bevilgninger brukt til å fortsette det påbegynte arbeid med opptak av rør fra Egersundbanken. Dette dreier seg om en ansamling på ca 200 stålrør av store dimensjoner, sannsynligvis en dekkslast som er tapt i dårlig vær. Rørene ble konstatert ved den statlige oppryddingen i fjor, da 21 rør ble tatt opp. I år ble 55 rør fjernet.

Firma Bergen Underwater Services A/S var engasjert til å stå for arbeidet som i år hadde en kostnadsramme på 4,7 mill kroner. Styringskomitéen for oppryddingsaksjonen som består av representanter fra Fiskeridirektoratet, Noregs Fiskarlag og Norsk Industriforening for Oljeselskap har konkludert med at årets aksjon har vært vellykket og at det samme opplegg for gjennomføring også skal benyttes neste år.

Infoil 2 – norsk-britisk database over offshorerelaterte forskningsprosjekter

Hovedtyngden av arbeidet med databasen Infoil 2 har i 1986 vært:

- å tilrettelegge data fra produksjon av ny utgave av trykt katalog fra databasen.
- kontakt med NLDC – Newfoundland and Labrador Development Corporation i St John's, Newfoundland og COGLA – Canada Oil and Gas Lands Administration i Ottawa, Ontario om deltagelse med kanadisk innmating av prosjektdata til basen og markedsføring av online-tjenesten i Canada.

Den nye katalogen som er trykkeklar i begynnelsen av 1987 vil inneholde:

Fra Norge	332 prosjektinnførsler
Fra Storbritannia	242 prosjektinnførsler
Fra USA	104 prosjektinnførsler
Fra Fjerne Østen	3 prosjektinnførsler
Totalt	681 prosjektinnførsler

Katalogen fra 1984 inneholdt til sammenligning 522 prosjektinnførsler.

506 nye prosjektinnførsler er kommet til i løpet av 1986, slik at databasen ved årets utgang inneholder opplysninger om totalt 1825 prosjekter.

Av disse kommer 836 fra Storbritannia, 882 fra Norge, 104 fra USA og 3 fra det Fjerne Østen.

Databasen er i 1986 benyttet i 14,5 timer av eksterne online brukere i alle de nordiske land, England, Skottland og Frankrike.

Kontakt med Canada har medført møtevirksomhet, utprøving av den norske programvaren POLYDOC ved NLDC og forhandlinger både med NLDC og COGLA.

Endelig svar fra NLDC blir gitt 1.4.87 mens forhandlingene med COGLA blir fortsatt i 1987.

7 Internasjonalt samarbeid

7.1 Bistand til fremmede stater

I 1986 var Oljedirektoratets engasjement gjennom NORAD hovedsakelig konsentrert i Tanzania, Mozambique og i en mindre grad i Seychellene. I disse landene var Oljedirektoratet primært beskjeftiget med (1) generell databehandling, (2) behandling og lagring av seismiske databånd, (3) datatolkning, (4) veiledning til konsulentfirma som utfører tolkningsoppdrag/seismisk repressering, (5) hjelp til å etablere arkivsystem (Tanzania) og (6) veiledning til NORAD-støttede rådgivere i Mozambique og Tanzania.

En detaljert undersøkelse om «Bassengutvikling i det sørlige Afrika» ble fullført i Oljedirektoratet i løpet av beretningsperioden. Oljedirektoratet benyttet denne undersøkelsen sammen med en undersøkelse fra forrige år «Bassengutviklingen på Afrikas østkyst og det vestlige Indiske hav» ved framleggelsen av en studie ved et seminar arrangert av «Southern Africa Development Cooperation Conference» (SADCC) i Arusha, Tanzania i november 1986. Denne studien som dekket hele området i det sørlige Afrika var et nøkkelbidrag i en konferanse der de andre studiene dekket spesifikke områder/land og ga således en referanseramme for evaluering av områdets petroleumspotensiale.

Oljedirektoratet har også evaluert petroleumspotensialet i den sørlige del av Bangladesh.

Andre NORAD-prosjekter som Oljedirektoratet var engasjert i omfatter:

(a) India

Hjelp til planlegging av NORAD bistand til «Institute of Ocean Engineering and Technology» som drives av Indias statlige oljeselskap (ONGC)

(b) Botswana

Hjelp til geologisk evaluering av bassenger for å legge grunnlaget for forhandlinger med oljeselskap som søker om utvinningstillatelser i landet.

(c) Folkerepublikken Sør-Yemen

En forberedende studietur for å se på utforskningsvirksomheten og vurdere landets framtidige bistandsbehov.

Oljedirektoratet har også hatt utplassert en avdelingsingeniør i Tanzanias statlige oljeselskap (TPDC). Oljedirektoratet har i de siste årene vært

hovedlagringsplass for geologiske data fra Tanzania. Databanken ble overført til Tanzania i 1986.

7.2 EDTC - European Diving Technology Committee

Oljedirektoratet har arbeidet aktivt i denne gruppen hvor de fleste land i Europa er med. Organisasjonens formål er å gi anbefalinger til medlemslandene i spørsmål som angår dykkernes sikkerhet. Det arbeides for større harmonisering og standardisering som vil kunne bedre sikkerheten i dykkeoperasjoner. Oljedirektoratets representant har hatt vervet som formann i to-årsperioden 1985/86.

7.3 AODC - Association of Offshore Diving Contractors

AODC Norge har i 1986 deltatt i tre arbeidsgrupper som Oljedirektoratet har tatt initiativet til å få opprettet. En av arbeidsgruppene er ferdig med sitt oppdrag som har resultert i en standard for kvalifikasjonskrav for dykkeledere.

7.4 Samøvelser «Bright Eye»

I totalberedskapen for Nordsjøen inngår de forskjellige lands nasjonale redningstjenester. For stadig å bedre beredskap og samarbeid holdes det årlige øvelser («Bright Eye») med deltakelse fra de forskjellige nasjoner. I disse øvelsene inngår også scenarier som omfatter petroleumssinnretninger.

Øvelsene gir godt grunnlag for vurdering av operatørselskapenes tilpasning av beredskapsoppbygget for assistanse fra andre. Oljedirektoratet følger disse øvelsene nøye.

7.5 CIRIA/UEG

Oljedirektoratet har siden 1980 vært medlem av CIRIA/UEG, UK. CIRIA/UEG er en forsknings- og informasjonsinstitusjon som utfører en lang rekke betydningsfulle forskningsprosjekter i forbindelse med oljevirkosomheten.

Prosjektene har vært meget relevante for de ansvansområder og arbeidsoppgaver som er tillagt Divisjon for sikkerhetskontroll. Det faglige samarbeid som er etablert og den informasjonskilde som CIRIA representerer, har vært til stor hjelp bl a i sikkerhetsutredninger og forskriftsarbeide for norsk kontinentalsokkel.

7.6 Welding Institute

Oljedirektoratet har vært medlem av Welding In-

stitute siden 1981. Dette sveiseinstituttet er det ledende på offshore området og er meget aktivt innen forskning, undervisning og konsulenttjenester. Medlemskap gir adgang til konsulentbistand, prosjektdeltakelse og løpende informasjon om det nyeste innen material- og sveiseteknikk.

7.7 CCOP/ASCOPE/NECOR

Oljedirektoratet deltar i et program for utvikling av sikkerhetsforskrifter for petroleumsvirksomheten som går i regi av FN's særorganisasjonssystem. Dette konkrete programmet er rettet mot en del øst-asiatiske land (Thailand, Malaysia, Indonesia, Filippinene og Kina) og administreres av CCOP/ASCOPE/NECOR.

NECOR er den norske avdeling av ECOR (Engineering Committee on Oceanic Resources) som er en rådgivende underkomite i FN-systemet når det gjelder utnyttelse av ressurser under havbunnen. Norske myndigheter har bidratt med ca 1 mill kroner til programmet i 1986.

Det er laget et arbeidsprogram som går over 5 år fra 1985 der de enkelte land skal utvikle lover og forskrifter innen de områder som har høyest prioritet. Oljedirektoratet vil delta i dette arbeidet med spesialister på det enkelte felt for å være behjelpelig med gjennomføringen av programmet.

De enkelte land har i varierende grad kommet i gang med dette arbeidet, og assistanse fra NECOR har foreløpig vært begrenset til kurs og seminarer innen sikkerhetsrelaterte felter.

7.8 Det Europeiske Fellesskap (EF)

Oljedirektoratet følger arbeidet innen Det europeiske fellesskap, hva angår harmonisering av sikkerhetskrav mv, relatert til petroleumsvirksomheten til havs. Norge har status som observatør i møter som arrangeres i fellesskapets regi under betegnelsen «Safety and Health in the Oil and Gas Extractive Industries».

Oljedirektoratet har i 1986 vært konsultert i forbindelse med kontakter mellom Kommunal- og arbeidsdepartementet og EF-kommisjonen med hensyn til et nærmere samarbeide når det gjelder arbeidsmiljø og sikkerhet.

7.9 ILO - International Labour Organization

ILO's Petroleumskomite avholdt sin 10. sesjon i Geneve 9-17 april 1986. 23 land deltok med treparts delegasjoner. Oljedirektoratet var representert i den norske delegasjon sammen med representanter for regjering og partene i arbeidslivet. En rekke problemstillinger relatert til verne- og miljøarbeid i petroleumsindustrien ble grundig drøftet. Spesielt ble forhold knyttet til dykking og undervannsoperasjoner fokusert.

7.10 Nordvest - europeisk samarbeid

Den femte nordvest-europeiske konferanse om «Safety and Pollution Safeguards in the Development of North-West European Mineral Resources» ble avholdt i København 3-5 november 1986. Deltakerlandene er Belgia, Danmark, Eire, Frankrike, Nederland, Norge, Storbritannia, Sverige og Forbundsrepublikken Tyskland. I København-konferansen deltok flere internasjonale organisasjoner ved observatører.

Konferansen var en videreføring av London-konferansen i 1984. I tillegg til gjennomgang av det materiale som var fremlagt for konferansen, ble spørsmålet om den fremtidige arbeidsform behandlet. Det ble besluttet nedsatt en arbeidsgruppe for vurdering av arbeidsformen og komme med forslag til eventuelle endringer i denne. Arbeidsgruppens rapport blir gjenstand for behandling i særskilt møte hvor Forbundsrepublikken Tyskland ivaretar sekretariatfunksjonen og den praktiske utvikling. Nederland påtok seg sekretariats/formannsfunksjonen for å videreføre arbeidet med basis i den beslutning som fattes i møtet i Forbundsrepublikken Tyskland.

7.11 IMO - International Maritime Organization

Med basis i «Ocean Ranger»-ulykken tok IMO i 1986 opp arbeidet med internasjonale kvalifikasjonskrav for nøkkelpersonell på flytende innretninger som tar del i petroleumsvirksomhet til havs. Arbeidet utføres i Sub-Committee on Training and Watchkeeping, som har opprettet en egen arbeidsgruppe for oppgaven. Oljedirektoratet er representert i den norske delegasjonen. Norge ble tildelt formannsvervet i arbeidsgruppen som forutsettes å avslutte sitt arbeid i 1988.

7.12 ISO - Den internasjonale standardiseringsorganisasjon

Oljedirektoratet deltar i det måletekniske standardiseringsarbeidet som drives av Den internasjonale standardiseringsorganisasjonen ISO. Internasjonale standarder legges til grunn for måling av olje og gass. For å bidra til videre utvikling av internasjonale standarder, deltar Oljedirektoratet i de tekniske komitéene som arbeider med måling av olje og gass.

For å effektivisere det nasjonale arbeidet på dette området, er det dannet et nasjonalt måleteknisk forum hvor Oljedirektoratet deltar. Dette forum hadde ansvaret for gjennomføring av et internasjonalt møte innen ISO's tekniske komité i Stavanger (TC28). I 1986 har Oljedirektoratet deltatt ved nasjonale møter samt internasjonale møter innen TC30/SC2 og TC28/SC2.

8 Statistikk og oversikter

8.1 Målenheter

Oljedirektoratet vil normalt benytte enhetene fra Det internasjonale enhetssystem, SI. Dette systemet anbefales også for bruk av oljeselskapene som opererer på sokkelen. Imidlertid er det tradisjonelt slik at andre enheter enn de som tillates brukt i SI, har en sterk posisjon i petroleumsindustrien.

En del begreper og uttrykk for forkortelser forekommer i forbindelse med produksjonsdata for olje og gass og har tilknytning til målenhetene. Noen av disse er kort omtalt nedenfor.

Mengdeangivelse – olje

En nøyaktig angivelse av en oljemengde i volum må refereres til en nærmere oppgitt tilstand karakterisert ved trykk og temperatur. Dette er nødvendig fordi en oljemengdes volum påvirkes av både trykk og temperatur. Trykk og temperatur som oljevolumet refereres til, omtales som volumets referansebetingelse. De to vanligste referansebetingelser er a) 60°F, 0 psig og b) 15°C, 1.01325 bar.

Andre trykk- og temperaturreferanser enn disse kan også forekomme. En bør merke seg at uttrykk som «standardtilstand», «Barrels at standard conditions» etc ikke er entydige dersom ikke trykk- og temperaturreferanser er definert.

Referanse-betingelse (b) anbefales brukt av Den internasjonale standardiseringsorganisasjon, ISO. Videre ble denne referansebetingelse innført som Norsk Standard i 1979, NS 5024 (se 8.2). Oljedirektoratet arbeider med å innarbeide denne referansebetingelse i petroleumsindustrien.

Nøyaktig omregning av et oljevolum fra en betingelse til en annen innebærer bruk av spesielle tabeller. For overslagsberegninger kan en imidlertid regne at et volum ved 60°F, 0 psig tilnærmet tilsvare volumet ved 15°C, 1.01325 bar.

Vanlige forkortelser:

Sm³ = Standard kubikkmeter. Temperatur- og trykkreferanser må oppgis for å gi enheten en entydig mening.

Barrels at standard conditions = Tradisjonell amerikansk enhet. Referansebetingelse vanligvis 60°F og 0 psig.

Omregning:

1 Sm³ tilsvare ca 6.29 barrels at standard conditions.

Mengdeangivelse – gass

I enda sterkere grad enn for oljevolum vil den tallmessige verdi av et gassvolum være bundet til det trykk og den temperatur volumet refererer seg til. Fire referanse-betingelser er vanlige å benytte: a) (60°F, 14.73 psia), b) (60°F, 14.696 psia) c) (15°C, 1.01325 bar) d) (0°C, 1.01325 bar). Referansetilstandene a), b) og c) omtales vanligvis som «standard-tilstander», d) som «Normaltilstand».

En kan ikke omregne et volum nøyaktig fra en referanse til en annen uten å ha kjennskap til gassens fysiske egenskaper. For overslagsberegninger kan en imidlertid regne at et volum av samme mengde gass er tilnærmet like for betingelse (a), (b) og (c) og at volumet av mengden er 5 % lavere for betingelse (d).

Vanlige forkortelser:

SCM eller Sm ³ =	Standard kubikkmeter.
Nm ³ =	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 at 60°F:

Specific Gravity 60/60°F uttrykt ved forstørret skala. Enhet er °API. Omregning ved følgende formel:

$$\text{API-Gravity at } 60^{\circ}\text{F} = \frac{141.5}{\text{Spesific Gravity } 60/60^{\circ}\text{F}} - 131.5$$

- (c) Density at 15°C:
Absolutt densitet ved temperatur 15°C og trykk tilsvarende atmosfæretrykk på målested.

Gass:

- (a) Specific Gravity
Relativ densitet av gass i forhold til luft. Innholdet av dette begrepet er ikke eksakt definert dersom ikke temperatur og trykk er oppgitt. Svært ofte oppgis imidlertid ingen temperatur- eller trykk-referanse for Specific Gravity. For overslagsberegninger spiller dette ikke så stor rolle, da forskjellen for de vanligst brukte referansebetingelser er liten.

Angivelse av olje og gass i oljeenheter

Olje og gass omtales ofte i form av tonn oljeekvivalenter i sammenhenger der nøyaktige mengde- eller kvalitetsangivelser ikke er påkrevd. Omregningen har sitt utgangspunkt i energimengden som frigjøres ved forbrenning av olje og gass. For mange oljer og gassers vedkommende vil energimengden i et tonn olje være nær energimengden i 1 000 Sm³ gass. Denne omregningsfaktoren er svært enkel å bruke, samtidig som kvalitetsforskjellen mellom olje og gass er såvidt stor både ved behandling, lagring, distribusjon og anvendelse at det ikke er riktig å angi omregningen med flere siffer. Vanlig praksis er derfor:

1 tonn oljeenheter (t.o.e.) tilsvarende 1 tonn olje eller 1 000 Sm³ gass.

8.2 Standard referansebetingelser

Nedenfor er gjengitt Norsk standard NS 4900 – ISO 5024, standard referansebetingelser, som er utarbeidet av Norges Standardiseringsforbund (NSF) og gjengitt etter samtykke fra NSF:

- Petroleum, flytende og i gassform
- Måling
- Standard referansebetingelser

Standarden inneholder den engelske versjon av International Standard ISO 5024–1976 og en norsk oversettelse. Hvis ikke annet er avtalt, er den norske tekst bindende.

Innledning

I mange år har resultatene fra målinger utført på petroleum og petroleumsprodukter innenfor internasjonal handel blitt korrigert til atmosfærisk trykk og 60°F.

Den verdensomfattende tendens til utelukket å bruke det internasjonale system for målenheter (SI) krever at trykk og temperatur angis i disse enheter. Samtidig søkes å beholde de tilvante verdier, så langt dette er mulig.

Håpet er at fastsettelse av ett sett ensartede standard referansebetingelser vil forenkle de krav som verdenshandelen stiller.

Orientering og gyldighet

Standarden fastsetter standard referansebetingelser for trykk og temperatur ved målinger utført både på flytende og gassformig petroleum og petroleumsprodukter.

Standard referansebetingelser

Standard referansebetingelser for trykk og temperatur til bruk ved målinger av både flytende og gassformig petroleum og dets produkter skal være 101.325 kPa¹⁾ og 15°C, med unntak for flytende hydrokarboner som har et damptrykk større enn det atmosfæriske ved 15°C. I dette tilfelle skal standardtrykket være likevektstrykket ved 15°C.

8.3 Leteboring på norsk kontinentalsokkel

Siden leteboringen etter petroleum startet i 1966 i norsk sektor av Nordsjøen er det pr 1.1.87 boret 533 letehull på norsk kontinentalsokkel. 385 av disse er undersøkelses- og 147 er avgrensningshull. Av disse er 504 hull avsluttet pr samme dato. 25 hull er suspendert av forskjellige grunner*, og 4 er under boring. Hullene er boret av 18 forskjellige operatørselskaper.

36 borehull ble påbegynt i 1986, 26 undersøkelses- og 10 avgrensningshull. Disse ble boret av 8 operatørselskaper hvorav 3 var norske. De norske selskapene boret 27 hull (75 %).

I 1986 ble dessuten arbeid gjenopptatt i 7 suspenderte letehull, og alle disse er avsluttet.

17 av hullene påbegynt i 1986 ble boret nord for Stad, 2 i Troms og 15 utenfor Midt-Norge.

Det ble boret i 27 blokker, 13 i sør, 2 i Troms og 12 utenfor Midt-Norge 46 letehull er avsluttet og 4 er suspendert i løpet av året.

Det er pr 31.12.86 boret 1 683 297 m i de letehull som inngår, derav 123 771 m i 1986.

Gjennomsnitt dybde for de 46 letehullene som ble avsluttet i 1986 var 3 353 m og gjennomsnitt vandedyp var 236 m.

Til boring på norsk sokkel er det benyttet 62 forskjellige boreinnretninger, 5 under 2 forskjellige navn. Av disse er 44 av typen halvt nedsenkbare, 11 oppjekkable, 5 boreskip og 2 faste installasjoner. I løpet av 1986 har 15 borefartøy deltatt i leteaktiviteten. 1 av disse kom inn på sokkelen i løpet av året. Dette var boreskipet «Bucentaur» som bare ble brukt for å plugge et borehull.

10 borefartøy er tatt ut av leteboringen på sokkelen i 1986. Den største nedgangen i boreaktiviteten har man sett fra august, da 12 borefartøyer var i aktivitet, til november med bare 4 fartøyer.

Det dypeste borehull på den norske sokkelen er 30/4–1 med BP som operatør. Boringen ble påbegynt i november 1978 og avsluttet i mars 1979.

¹⁾ 101.325 kPa = 1.013 25 bar = 1013.25 mbar = 1 atm

*Noen grunner for suspensjon er senere testing, mulig komplettering som produksjonsbrønn samt videre boring eller senere plugging.

FIG. 8.3.c
Norske operatørselskapers andel av borevirksomheten. Prosent av operasjonsdager pr år 1975–1986

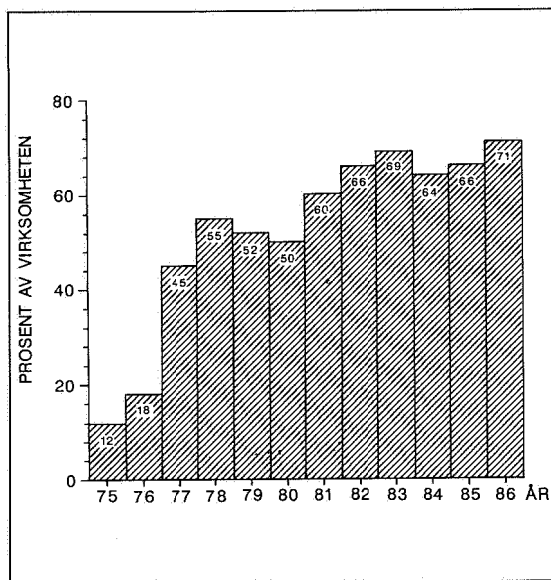
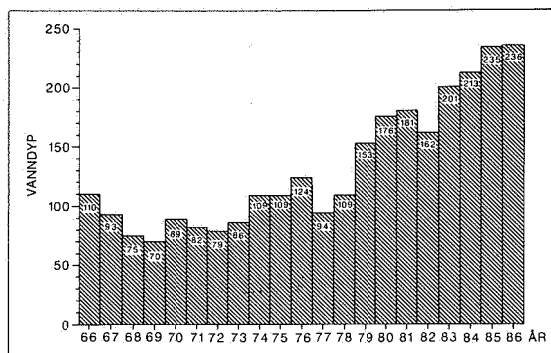


FIG. 8.3.d
Gjennomsnitt vanddyb pr år 1966–1986



Tab 8.3.c
Borefartøydøgn på norsk sokkel 1986 fordelt på borefartøyer (leteboring)

Boreinnretning	1. Kvartal	2. Kvartal	3. Kvartal	4. Kvartal	totalt i året
Borgny Dolphin	85	91	59		235
Bucentaur		13			13
Byford Dolphin	68	42	77		187
Dyvi Delta	87	91	91	86	355
Dyvi Stena	90	77	39		206
Henry Goodrich	78		73	1	152
Nortrym	89	83	65		237
Polar Pioneer	90	88	91	87	356
Ross Isle	89	71	42		202
Treasure Hunter	89	41	11		141
Treasure Saga	89	88	90	84	351
Treasure Scout	89	89	90	90	358
Vinni	85				85
West Vanguard		3	92	53	148
West Venture	90	10			100
Zapata Ugland	12	91	54		157
Totalt	1130	878	874	401	3283

Tab 8.3.d
Borefartøydøgn pr. kvartal 1966 – 1986

ÅR	1. Kvartal	2. Kvartal	3. Kvartal	4. Kvartal	Totalt pr. år
1966			74	85	159
1967	90	91	168	191	540
1968	144	334	286	244	1008
1969	211	224	268	114	817
1970	64	167	424	286	941
1971	179	180	286	198	843
1972	172	363	560	372	1467
1973	142	205	309	461	1117
1974	490	462	339	367	1658
1975	267	468	523	411	1669
1976	646	451	536	423	2056
1977	225	296	532	564	1617
1978	371	436	485	342	1634
1979	464	548	653	757	2422
1980	936	892	1022	1027	3877
1981	1030	933	1000	1068	4131
1982	1081	1192	1075	1028	4376
1983	1084	920	944	952	3900
1984	943	1044	1193	1053	4233
1985	906	1019	1128	984	4037
1986	1130	878	874	401	3283
Totalt	10575	11103	12679	11328	45685

Tab 8.3.e
Borehull fordelt på operatørselskaper

Statoil	122	borehull
Norsk Hydro	77	«
Phillips	52	«
Esso	47	«
Elf	45	«
Saga	41	«
Shell	41	«
Amoco	33	«
Conoco	23	«
Mobil	18	«
BP	17	«
Gulf	6	«
Murphy	4	«
Total	2	«
Agip	2	«
Syracuse	1	«
Texaco	1	«
Union	1	«
Totalt	533	borehull

Tab. 8.3.f
Borehull påbegynt 1986

Statoil	12	borehull
Norsk Hydro	10	«
Saga	5	«
Conoco	4	«
Shell	2	«
Agip	1	«
Elf	1	«
Total	1	«
	36	borehull

Tab 8.3.g
Gjennomsnitt vanddyb og boredyp

År	Gjennomsnitt vanddyb (m)	Gjennomsnitt totaldyb (m)
1966	110	2 737
1967	93	2 599
1968	75	3 495
1969	70	3 143
1970	89	2 983
1971	82	3 101
1972	79	3 712
1973	86	3 089
1974	109	3 078
1975	109	2 954
1976	124	2 949
1977	94	2 719
1978	109	3 502
1979	153	3 375
1980	176	3 115
1981	181	3 235
1982	162	3 314
1983	201	3 155
1984	213	3 116
1985	235	3 208
1986	236	3 353

Tab. 8.3.h
Boreinnretninger som har vært i aktivitet på norsk kontinentalsokkel

Boreinnretning	Antall borehull	Antall gjen-åpn. Type boreinnretning
Aladdin	1	Halvt nedsenkbar
Borgny Dolphin (før Fernstar)	25	7 «
Borgsten Dolphin (før Haakon Magnus)	6	«
Bucentaur		1 Boreskip
Byford Dolphin (før Deepsea Driller)	15	Halvt nedsenkbar
Chris Chenery	2	«
Deepsea Bergen	12	1 «
Deepsea Driller (nå Byford Dolphin)	8	«
Deepsea Saga	17	3 «
Drillmaster	6	1 «
Drillship	1	Boreskip
Dyvi Alpha	17	2 Halvt nedsenkbar
Dyvi Beta	7	1 Oppjekkbar
Dyvi Gamma	1	«
Dyvi Delta	15	1 Halvt nedsenkbar
Dyvi Stena	6	«
Endeavour	2	Oppjekkbar

Boreinnretning	Antall borehull	Antall gjen-åpn. Type boreinnretning
Fernstar (nå Borgny Dolphin)	3	Halvt nedsenkbar
Gulftide	3	Oppjekkbar
Glomar Biscay II (før Norskald)	12	1 Halvt nedsenkbar
Glomar Grand Isle	11	3 Boreskip
Glomar Moray Firth I	2	Oppjekkbar
Haakon Magnus (nå Borgsten Dolphin)	2	Halvt nedsenkbar
Henry Goodrich	2	«
Maersk Explorer	7	Oppjekkbar
Neddrill Trigon	3	«
Neptune 7 (før Pentagone 81)	12	Halvt nedsenkbar
Nordraug	10	«
Norjarl	3	«
Norskald (nå Glomar Biscay II)	26	«
Nortrym	29	«
Ocean Tide	5	Oppjekkbar
Ocean Traveler	9	Halvt nedsenkbar
Ocean Victory	1	«
Ocean Viking	29	1 «
Ocean Voyager	2	«
Odin Drill	3	«
Orion	7	Oppjekkbar
Pelerin	1	Boreskip
Pentagone 81 (nå Neptune 7)	1	Halvt nedsenkbar
Pentagone 84	3	1 «
Polar Pioneer	5	«
Polyglomar Driller	11	«
Ross Isle	13	3 «
Ross Rig	28	«
Saipem II	1	Boreskip
Sedco H	2	Halvt nedsenkbar
Sedco 135 F	2	«
Sedco 135 g	1	«
Sedco 703	3	1 «
Sedco 704	3	«
Sedco 707	6	Halvt nedsenkbar
Sedneth I	3	«
Transworld Rig 61	2	«
Treasure Hunter	2	3 «
Treasure Saga	21	1 «
Treasure Scout	18	«
Treasure Seeker	27	4 «
Vildkat	4	«
Vinni	1	«
Waage Drill I	2	«
West Vanguard	15	«
West Venture	11	2 «
Zapata Explorer	13	Oppjekkbar
Zapata Nordic	5	«
Zapata Uglan	5	1 Halvt nedsenkbar
	531	38
I tillegg er 2 borehull boret fra faste installasjoner:		
Cod Plattform	1	1
Ekofisk B	1	
	533	39

8.4 Produksjonsboring på norsk kontinentalsokkel
Siden boring av produksjonshull startet i 1973 i norsk sektor av Nordsjøen, er i alt 384 produksjonshull blitt påbegynt.

Informasjon om disse produksjonshullene er satt opp i tab 8.4.a.

262 av disse hullene er produksjonsbrønner (olje,

Tab 8.4.a
Produksjonsboring

Felt	Totalt boret	Påbegynt 1986	Produserer	Injeksjon/ (observ.)	Borer	Suspend./ plugget/ kompl.
Albuskjell A	11	1	8			3
Albuskjell F	13		7			6
Cod	9		6			3
Edda	10		6			4
Ekofisk A	15		13		1	1
Ekofisk B	23	1	17	1 (1)***	1	3
Ekofisk C	13	1	7	4* (1)****		1
Ekofisk K	7	1				7
Eldfisk A	28	2	19			9
Eldfisk B	18	3	13		1	4
Frigg (UK)	24		22			2
Frigg	24		22	(2)***		
Gullfaks A	6	3	3		1	2
Heimdal	11		9	(1)****		1
NØ Frigg	7		6			1
Odin	11		11			
Oseberg	9	8			1	8
Statfjord A	38	1	22	14		2
Statfjord B	29	4	19	10		
Statfjord C	20	9	10	7		2
Tommeliten	2	2			1	1
Tor	14		10			4
Ula	3	3	2		1	
Valhall	26	6	19		1	6
V. Ekofisk	13	1	11		1	1
	384	46	262	36** (3)*** (2)****	10	71

* brønnene er prod./inj. brønner, avhengig av gass salg.

** 4 brønner er prod./inj. brønner, avhengig av gass salg.

*** brønnene er observasjons-/produksjonshull

**** brønnen er observasjons-/injeksjonshull

262 hull	produserer (160 olje, 38 kondensat og 64 gass)
22 hull	er nedstengt/plugget
36 hull	er injeksjonsbrønner
3 hull	er observasjons-/produksjonshull
2 hull	er observasjons-/injeksjonshull
10 hull	borer (2/8-A-16 A, 2/4-A-12, 34/10-A-5 H, 7/12-A-2, 2/4-B-10 A, 2/4-D-3, 30/9-B-26, 1/9-A-2 h, 2/7-B-18 A og 33/9-C-31)
1 hull	er nedstengt (10/1-A-12) og boret dypere med engelsk till.nr. og ny betegnelse (10/1-A-25).
16 hull	er susp. på td (2/4-K-4, 2/4-K-13, 2/4-K-22, 34/10-A-3H, 30/9-B-21, 30/9-B-29, 2/4-K-12, 2/8-A-11 S2, 30/9-B-25, 30/9-B-23, 30/9-B-49 H, 30/9-B-20, 34/10-A-3 H, 30/9-B-24, 30/9-B-27 og 1/9-A-1 H).
1 hull	er suspendert etter at 13 3/8" var satt (2/4-K-23)
3 hull	er susp. etter at 20" var satt (25/4-A-1, 33/9-C-4 og 5)
1 hull	er suspendert etter at 30" var satt (2/4-K-2)
1 hull	er susp. med fisk i 30" åpent hull (2/4-K-3)
26 hull	har aldri produsert

384 hull

gass og kondensat), 36 er vann- eller gassinjeksjonshull, 3 er observasjons/produksjonshull, 2 er observasjons/injeksjonshull, 45 er midlertidig ute av drift, suspendert for senere komplettering eller av andre grunner og 26 er tørre. 10 produksjonshull var under boring ved årsskiftet.

Det produseres pr. 01.01.87 fra 15 felt, med 21 produksjonsplattformer og en havbunnskomplettering (NØ Frigg).

3 nye felt er satt i produksjon i 1986; Heimdal-feltet med produksjonsstart 09.02.86 og Ula-feltet som startet boring 09.07.86 og kom i produksjon 06.10.86, og Gullfaks-feltet som startet produksjon 3 fra havbunnskomplettete brønner 22. og 23.12.86.

På Oseberg-feltet ble det 22.09.86 satt i gang prøveproduksjon fra testbrønn 30/9-T-1 med produksjons/test skipet PTS «Petrojarl I». Hensikten

med denne produksjonen er å innhente reservoar-data. Det er første gang et produksjons/test skip, og denne type prøveproduksjon, brukes på norsk sokkel.

Produksjonsboring på Tommeliten-feltet ble påbegynt 22.09.86 med borefartøyet «Ross Isle». Borehullene på feltet skal havbunnskompletteres. Ved årsskiftet var 3 borefartøy i aktivitet med produksjonsboring.

På Gullfaks-feltet borer «Deepsea Bergen» havbunnskomplettete hull som skal tilkoples Gullfaks A plattformen, og på Oseberg-feltet er «Vildkat» i aktivitet med forboring av produksjonshull til Oseberg B-plattformen. Alle tre borefartøyene er halvt nedsenkbare.

Pr. 31.12.86 er det påbegynt 46 produksjonshull i 1986. 28 produsenter, 6 vanninjeksjonshull og 12 hull som er suspendert for senere komplettering.

Tab 8.4.b
Produksjonshull påbegynt 1986

Till. Nr.	Borehull Nr.	Påbegynt	Avsluttet	Operatør	Felt	Anmerk.	
P 234	33/12-B-20	16.06.86	13.07.86	Mobil	Staffj. B		
P 324	30/9-B-21	22.09.85	13.01.86	N.Hydro	Oseberg	Susp. på TD	3318
P 326	25/4-A-9	07.11.85	13.11.85	Elf	Heimdal		2187
		09.12.85	03.01.86				
P 327	25/4-A-5	13.11.85	17.11.85	Elf	Heimdal		2203
		03.01.86	27.01.86				
P 328	25/4-A-7	17.11.85	21.11.85	Elf	Heimdal		2187
		16.02.86	10.03.86				
P 329	25/4-A-10	21.11.85	23.11.85	Elf	Heimdal		2345
		11.03.86	06.04.86				
P 330	25/4-A-11	24.11.85	25.11.85	Elf	Heimdal		2195
		27.01.86	16.02.86				
P 331	33/9-A-26	15.10.85	29.11.85	Mobil	Staffj. A		5161
		14.12.85	15.01.86				
		27.01.86	29.01.86				
P 333	34/10-A-2 H	28.10.85	26.11.85	Statoil	Gullfaks A	Plugget	2252
		11.05.86?	15.07.86				
P 334	33/12-B-35	01.12.85	12.01.86	Mobil	Staffj. B		3997
P 336	2/4-K-12	23.11.85	04.03.86	Phillips	Ekofisk K		3355
P 337	33/9-C-35	24.11.85	29.11.85	Mobil	Staffj. C	V.inj.	4052
		11.02.86	21.03.86				
P 338	33/9-C-14	29.11.85	22.01.86	Mobil	Staffj. C	V.inj.	5199
P 339	34/10-A-3 H	28.11.85	30.01.86	Statoil	Gullfaks A		2310
P 340	33/9-A-40	01.02.86	01.06.86	Mobil	Staffj. A		4283
P 341	30/9-B-29	13.01.86	18.03.86	N.Hydro	Oseberg	Susp. på TD	3496
P 342	33/12-B-14	13.01.86	04.03.86	Mobil	Staffj. B	V.inj.	4749
P 343	34/10-A-4 H	31.01.86	02.05.86	Statoil	Gullfaks A		2230
P 344	2/8-A-21	07.02.86	21.03.86	Amoco	Valhall		4672
P 345	2/4-K-23	04.03.86	31.03.86	Phillips	Ekofisk K	Susp.etter 13 3/8	1493.5
P 346	1/6-A-7	19.02.86	28.06.86	Phillips	Albuskjell		3689.3
P 347	33/12-B-22	04.03.86	29.04.86	Mobil	Staffj. B		2935
P 348	30/9-B-27	18.03.86	19.05.86	N.Hydro	Oseberg	Susp. på TD	3463
P 349	33/9-C-16	23.03.86	07.05.86	Mobil	Staffj. C		2907
P 350	33/12-B-6	30.04.86	03.06.86	Mobil	Staffj. B		2745
P 351	2/8-A-16 A	04.04.86	17.06.86	Amoco	Valhall		3020
P 352	34/10-A-2 AH	10.05.86	28.07.86	Statoil	Gullfaks A		
P 353	33/9-C-32	08.05.86	08.07.86	Mobil	Staffj.c		2897
P 354	30/9-B-25	19.05.86	08.07.86	N.Hydro	Oseberg	Susp. på TD	3920
P 355	33/9-C-9	08.06.86	08.07.86	Mobil	Staffj.C	V.inj.	3580
P 356	2/8-A-11 A	19.06.86	19.06.86	Amoco	Valhall		
P 357	2/4-C-11	16.06.86	15.10.86	Phillips	Ekofisk		
P 358	30/9-B-49 H	09.07.86	07.09.86	N.Hydro	Oseberg	Tester	
P 359	30/9-B-20	09.07.86	26.08.86	N.Hydro	Oseberg	Susp. på TD	
P 360	2/8-A-18 A	13.08.86	05.10.86	Amoco	Valhall		
P 361	33/9-C-37	08.07.86	16.08.86	Mobil	Staffj.C		
P 363	2/7-B-5 A	06.07.86	22.08.86	Phillips	Eldfisk B		
P 364	2/7-B-18 A	01.12.86		Phillips	Eldfisk B	Borer	
P 365	7/12-A-10	09.07.86	04.10.86	BP	Ula		
P 366	33/9-C-19	15.08.86	05.10.86	Mobil	Staffj.C	V.inj.	
P 367	2/7-A-23 A	18.08.86	26.08.86	Phillips	Eldfisk A		
P 368	30/9-B-23	29.08.86	13.11.86	N.Hydro	Oseberg	Susp. på TD	
P 369	2/7-A-17	02.09.86	10.11.86	Phillips	Eldfisk A		
P 370	1/9-A-1 H	22.09.86	24.11.86	Statoil	Tommeliten	Susp.	
P 371	2/8-A-21 A	07.10.86	06.12.86	Amoco	Valhall	V.inj.	
P 372	33/9-C-25	06.10.86	22.11.86	Mobil	Staffj.C		
P 373	2/7-B-10 A	27.08.86	27.10.86	Phillips	Eldfisk B		
P 374	30/9-B-24	14.11.86	20.12.86	N.Hydro	Oseberg	Susp. på TD	
P 375	7/12-A-2	29.10.86		BP	Ula	Borer	
P 376	2/4-D-3	13.11.86		Phillips	V.Ekofisk	Borer	
P 377	33/9-C-4	14.11.86	20.11.86	Mobil	Staffj.C	20" satt	
P 378	2/8-A-3 A	11.11.86	20.11.86	Amoco	Valhall		
P 379	33/9-C-5	20.11.86	25.11.86	Mobil	Staffj.c	20" satt	
P 380	1/9-A-2-H	19.11.86		Statoil	Tommeliten	Borer	
P 381	33/9-C-31	26.11.86		Mobil	Staffj.C	Borer	
P 382	34/10-A-5 H	04.12.86		Statoil	Gullfaks	Borer	
P 383	7/12-A-6	05.10.86	28.10.86	BP	Ula		
P 384	2/4-B-10 A	17.12.86		Phillips	Ekofisk B	Borer	
P 386	30/9-B-26	21.12.86		N.Hydro	Oseberg	Borer	

Tab. 8.4.c
Borefartøydøgn for produksjonsboring med flyttbare borefartøyer 1986

Boreinnretning	1. Kvartal	2. Kvartal	3. Kvartal	4. Kvartal	Totalt i året
Deepsea Bergen	90	84	88	77	339
Dyvi Beta	91				91
Ross Isle			9	91	100
Treasure Hunter			61		61
Vildkat	73	92	92	92	349
	254	176	250	260	940

8.5 Produksjon av olje og gass

Produksjonen av olje og gass på norsk sokkel var i 1986 67.9×10^6 t.o.e. Produksjonen i 1985 var 63.9×10^6 t.o.e.

I tabellene 8.5.a – 8.5.f og figurene 8.5.a og 8.5.b er produksjonen på norsk sokkel nærmere framstilt.

Tallene i tabell 8.5.a viser norsk andel av Statfjord, Frigg og Murchison. I tallene for olje er NGL inkludert for Ekofisk-området, Murchison, Valhall og Statfjord.

Tallene for gass i tabell 8.5.a angir solgte mengder for alle felt.

I tallene for Frigg-området er kondensat inkludert.

Tab 8.5.a
Produksjon i millioner tonn oljeekvivalenter

1986	Olje	Gass	Sum
Ekofisk-området	8 660	7 303	15 963
Statfjord	29 393	2 724	32 117
Frigg-området	000	12 795	12 795
Valhall	2 258	430	2 687
Murchison	969	52	1 021
Heimdal	000	2 311	2 311
Ula	726	38	764
Oseberg	252	0	252
Gullfaks	35	0	35
Sum 1986	42 283	25 653	67 936
Sum 1985	38 445	25 491	63 936

FIG. 8.5.a
Olje og gassproduksjon på norsk sokkel fra 1971–1986

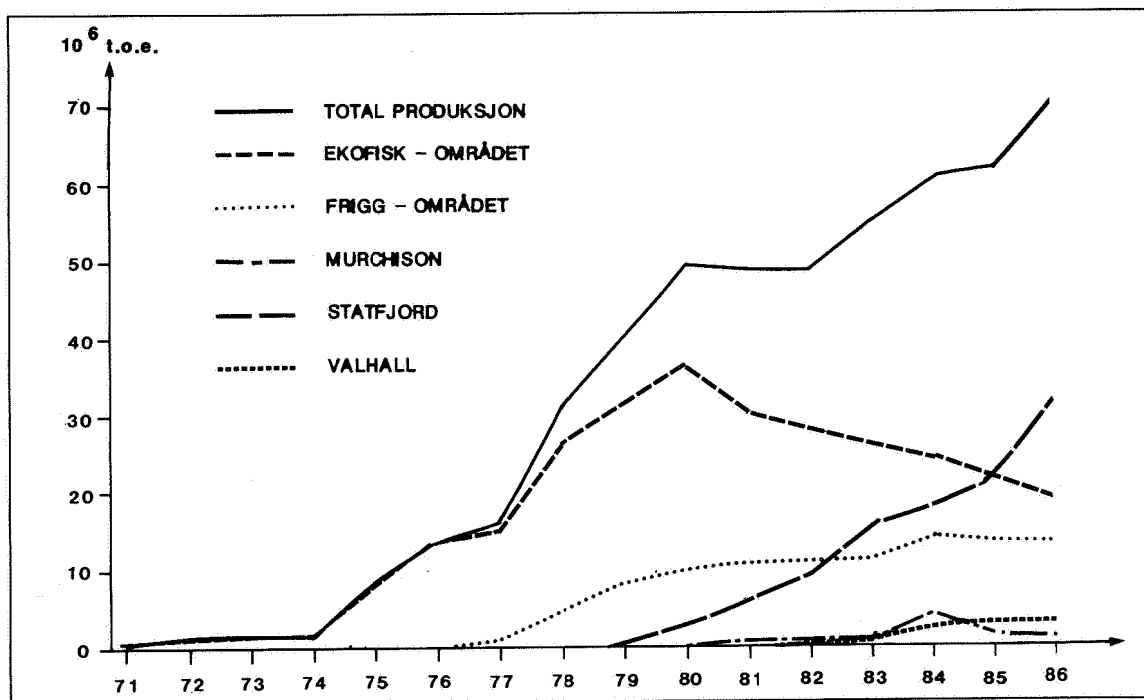
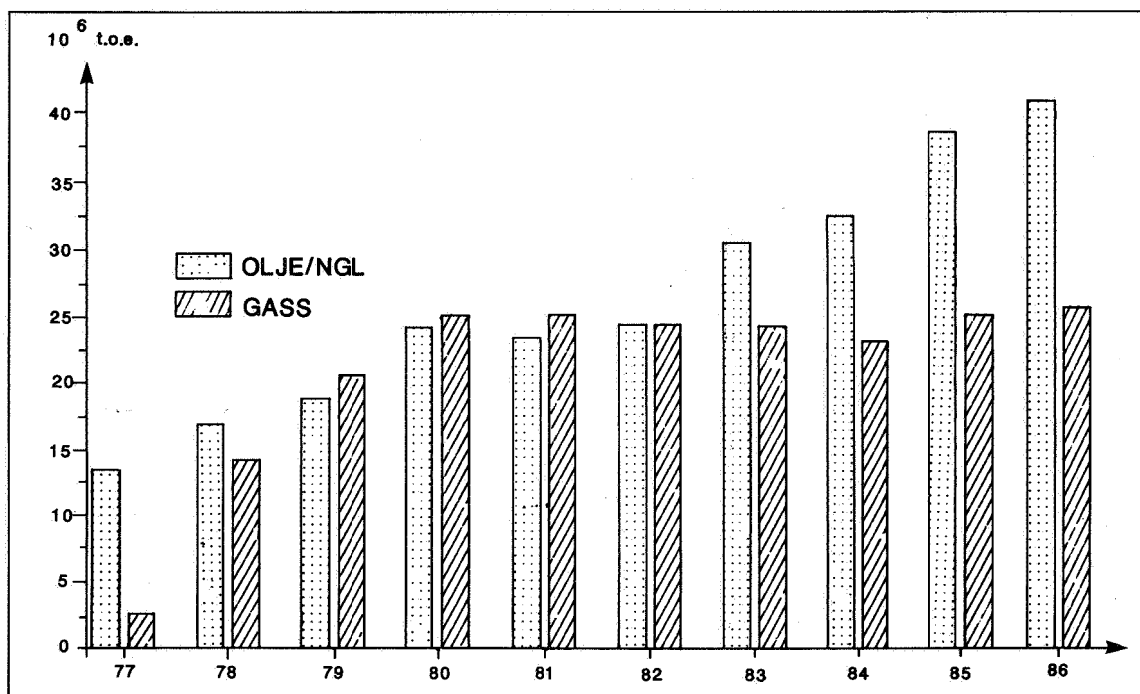


FIG. 8.5.b
Olje og gassproduksjon på norsk kontinentalsokkel fra 1977 til 1986



Tab 8.5.b
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Ekofisk-området (eksklusiv Valhall)

1986	Olje prod inkl NGL 1 000 Sm ³	Gass prod Mill Sm ³	Gass inj Mill Sm ³	Gass brent Mill Sm ³	Gass brensel Mill Sm ³	Stabil olje Teesside 1 000 Sm ³	NGL Teesside Tonn	Gass solgt Emden Mill Sm ³
Jan	1 068	1 059	260	0	66	894	89 165	735
Feb	954	928	201	0	59	802	78 012	675
Mar	1 016	993	146	1	63	854	82 452	743
Apr	331	302	0	0	21	284	24 927	205
Mai	1 126	1 022	0	1	74	962	82 048	624
Jun	1 047	1 012	0	0	69	890	85 228	581
Jul	1 043	1 049	0	1	72	878	83 902	588
Aug	983	978	0	0	65	829	81 592	621
Sep	921	917	311	0	62	787	68 628	553
Okt	925	950	215	0	60	810	56 291	683
Nov	901	870	181	1	57	765	67 678	636
Des	949	907	188	1	60	806	75 662	659
Årssum	11 264	10 988	1 502	6	727	9 561	875 585	7 303

Tab 8.5.c
Månedlig gass og kondensatproduksjon fra Frigg-området

1986	Gass prod Mill Sm ³	Kondensat produsert Sm ³	Gass inj Mill Sm ³	Gass brent Mill Sm ³	Gass brensel Mill Sm ³	Gass solgt St.Fergus Mill Sm ³	Kondensat St.Fergus Sm ³	Kondensat Tonn/Sm ³
Jan	1 546	2 639	0	0	2	1 476	6 075	0.8260
Feb	1 401	2 552	0	0	2	1 335	7 145	0.8263
Mar	1 527	2 567	0	0	2	1 472	9 053	0.8266
Apr	947	905	0	0	2	751	2 409	0.8268
Mai	1 041	2 386	0	0	2	1 001	5 002	0.8261
Jun	804	1 457	0	0	2	807	4 051	0.8261
Jul	848	1 716	0	0	2	796	- 701	0.8247
Aug	892	2 089	0	0	2	793	3 268	0.8256
Sep	884	1 968	0	1	2	850	5 647	0.8243
Okt	1 170	2 437	0	0	2	1 122	7 541	0.8247
Nov	1 202	2 409	0	0	2	1 151	5 728	0.8245
Des	1 190	2 340	0	0	2	1 147	6 132	0.8254
Årssum	13 452	25 466	0	2	25	12 701	61 550	

Tab 8.5.d
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Murchison

1986	Olje prod inkl NGL 1 000 Sm ³	Gass prod Mill Sm ³	Gass inj Mill Sm ³	Gass brent Mill Sm ³	Gass bremsel Mill Sm ³	Stabil olje Sullom Voe 1 000 Sm ³	Gass solgt St.Fergus Mill Sm ³	NGL Sullom Voe /St Fergus 1 000 tonn
Jan	129	8	0	1	1	115	5	5
Feb	114	8	0	1	1	103	5	5
Mar	114	8	0	1	1	101	5	5
Apr	120	8	0	1	1	106	6	5
Mai	112	8	0	1	1	100	5	5
Jun	103	8	0	1	1	93	4	3
Jul	104	8	0	1	1	92	5	5
Aug	72	5	0	1	1	64	3	3
Sep	35	2	0	0	1	30	1	1
Okt	34	2	0	0	1	29	1	1
Nov	32	2	0	0	1	29	1	1
Des	34	2	0	0	1	30	1	1
Årssum	1003	71	0	7	17	892	41	38

Tallene er norsk del av Murchison

Tab 8.5.e
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Statfjord

1986	Olje prod inkl NGL 1 000 Sm ³	Gass prod Mill Sm ³	Gass inj Mill Sm ³	Gass brent Mill Sm ³	Gass bremsel Mill Sm ³	Gass solgt Emden Mill Sm ³
Jan	2 944	587	176	13	32	298
Feb	2 715	531	177	8	30	267
Mar	3 002	595	227	12	34	257
Apr	995	194	73	11	12	79
Mai	2 518	481	144	12	28	237
Jun	2 882	564	178	13	32	288
Jul	3 233	638	257	10	35	278
Aug	3 296	630	295	9	37	233
Sep	2 885	553	224	15	31	237
Okt	3 234	640	238	9	35	282
Nov	3 254	634	254	8	36	268
Des	3 323	645	252	9	37	286
Årssum	34 281	6 693	2 497	129	379	3 010

Tallene er norsk andel av Statfjord: 84.09322 %

Tab 8.5.f
Månedlig olje- og gassproduksjon allokert til Valhall

1986	Olje prod inkl NGL 1 000 Sm ³	Gass prod Mill Sm ³	Gass inj Mill Sm ³	Gass brent Mill Sm ³	Gass bremsel Mill Sm ³	Stabil olje Teesside 1 000 Sm ³	NGL Teesside Tonn	Gass solgt Emden Mill Sm ³
Jan	229	44	0	2	9	208	12	33
Feb	224	42	0	1	8	203	11	33
Mar	238	45	0	2	9	216	12	35
Apr	68	13	0	2	2	63	3	9
Mai	239	46	0	2	9	217	12	35
Jun	242	47	0	1	9	218	13	37
Jul	242	46	0	1	9	220	12	36
Aug	248	46	0	1	9	225	12	36
Sep	256	48	0	1	8	232	12	38
Okt	271	41	0	1	8	247	13	50
Nov	257	37	0	2	8	244	12	37
Des	271	41	0	2	9	247	13	51
Årssum	2 784	496	0	17	99	2 538	137	430

8.6 Publikasjoner utgitt av Oljedirektoratet i 1986**Forskrifter**

- Regelverksamling for petroleumsvirksomheten 1986. En ajourført samling med de lover, forskrifter og retningslinjer som gjelder på sokkelen. Ajour 1.1.1986.
- Utdypende beskrivelse av ordningen av tilsynet med sikkerheten m.v. i petroleumsvirksomheten.

Forskningsrapporter

- Rapport 10, Current Data 1984. Wave Data 1984.
- The safety evaluation decompression tables. Utgitt 1986.
- Flexible hoses, pipes and pipelines carrying hydrocarbons Rapport 2.

Geologiske publikasjoner

- Well Data Summary Sheets, vol 11. Borehull fullført 1980.

Andre publikasjoner

- Oljedirektoratets årsberetning 1985.
- NPD Annual report 1985.
- Perspektivanalysen 1986.
- Kart over den norske kontinentalsokkel.
- Samling av transparente vedrørende Lov om petroleumsvirksomhet.
- Håndbok for handlingsprogram for verne- og miljøarbeid.
- Oljedirektoratets prosjekter. En oversikt over prosjekter direktoratet har gjennomført eller gitt støtte til i 1986

8.7 Organisasjonstablå

