

Oljedirektoratet

ÅRSBERETNING 1993

Oljedirektoratet

ÅRSBERETNING 1993

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

Innholdsfortegnelse

OLJEDIREKTØRENS BERETNING	7	2.6.7	Funn i Barentshavet	40
1. OLJEDIREKTORATETS		2.7	Felt besluttet utbygd	41
OPPGAVER OG		2.7.1	2/1–9 Gyda Sør	41
ADMINISTRASJON	9	2.7.2	Sleipner Vest	42
1.1 Oljedirektoratets oppgaver	9	2.7.3	Frøy	42
1.2 Oljedirektoratets målsetting	9	2.7.4	Lille-Frigg	42
1.3 Administrasjon	9	2.7.5	Troll	43
1.3.1 Organisasjon	9	2.7.6	Tordis	44
1.3.2 Personale	9	2.7.7	Statfjord Øst	45
1.3.3 Budsjett/økonomi	9	2.7.8	Statfjord Nord	45
1.3.4 Informasjon	10	2.7.9	Heidrun	46
1.3.5 Dokument- og informasjonsforvaltning	10	2.8	Felt i produksjon	46
1.3.6 Lokaler	10	2.8.1	Hod	46
2. RESSURSFORVALTNING PÅ		2.8.2	Valhall	47
NORSK SOKKEL	11	2.8.3	Tommeliten Gamma og Tommeliten	
2.1 Innledning	11		Alpha	48
2.2 Regelverksutvikling	11	2.8.4	Ekofiskområdet	48
2.3 Resultatstyring	11	2.8.5	Gyda	51
2.4 Undersøkelses- og		2.8.6	Ula	52
utvinningstillatelser	11	2.8.7	Mime	53
2.4.1 Nye undersøkelsestillatelser	11	2.8.8	Sleipner Øst	53
2.4.2 Vitenskapelige undersøkelser	12	2.8.8.1	Loke	54
2.4.3 Nye utvinningstillatelser	12	2.8.9	Heimdal	54
2.4.4 Andelsoverdragelser	15	2.8.10	Friggområdet	55
2.4.5 Tilbakeleveringer/oppføringer	18	2.8.10.1	Frigg	55
2.5 Kartlegging og leteboring	18	2.8.10.2	Øst Frigg	57
2.5.1 Geofysiske og geologiske		2.8.10.3	Nordøst Frigg	57
undersøkelser	18	2.8.10.4	Odin	58
2.5.1.1 Oljedirektoratets geofysiske		2.8.11	Osebergområdet	58
undersøkelser i 1993	18	2.8.11.1	Oseberg	58
2.5.1.2 Geofysiske undersøkelser i selskapenes		2.8.11.2	30/6 Gamma Nord	60
regi	20	2.8.12	Veslefrikk	60
2.5.1.3 Salg av seismiske data	20	2.8.13	Gullfaks og Gullfaks Vest	61
2.5.1.4 Frigivning av data og materiale fra		2.8.14	Brage	63
sokkelen	21	2.8.15	Statfjord	63
2.5.2 Åpning av nye områder for		2.8.16	Murchison	65
letevirksomhet	23	2.8.17	Snorre	66
2.5.3 Leteboring	27	2.8.18	Draugen	67
2.5.3.1 Fordeling av prospekttyper	28	2.9	Transportsystem for olje og gass	68
2.5.3.2 Nye funn i 1993	28	2.9.1	Eksisterende transportsystem	68
2.5.3.3 Nærmere beskrivelse av de øvrige		2.9.2	Planlagte transportsystem	71
boringene	30	2.10	Slutfase/fjerning	71
2.5.3.4 Svalbard	34	2.11	Petroleumsressurser	73
2.5.3.5 Jan Mayen	34	2.11.1	Ressursregnskapet	73
2.6 Funn under vurdering og felt		2.11.2	Endringer av ressursanslag fra forrige	
planlagt utbygd	35		årsberetning	77
2.6.1 Ekofiskområdet	35	2.11.2.1	Felt i produksjon/besluttet/planlagt	
2.6.2 Sleipner- og Balderområdet	35		utbygd	77
2.6.3 Friggområdet	36	2.11.2.2	Funn	78
2.6.4 Oseberg- og Trollområdet	37	2.11.2.3	Navneendringer foretatt i 1993	78
2.6.5 Gullfaks-, Statfjord- og Snorreområdet	38	2.11.3	Økt oljeutvinning	80
2.6.6 Felt og funn i Norskehavet	39	2.12	Petroleumsøkonomi	83
		2.12.1	Letevirksomhet, vare- og	
			tjenesteleveranser	83

2.12.2	Kostnader forbundet med utbygging og drift på norsk kontinentalsokkel	84	3.9.2	Fjerning av beredskapsfartøy	108
2.12.3	Aktivitetsnivå mot år 2005	85	3.9.3	Internasjonalt samarbeid om beredskap	109
2.12.4	Statens direkte økonomiske engasjement	86	3.9.4	Fritak for mobilisering	109
2.12.5	Petroleum i norsk økonomi	86	3.10 Boring	109	
2.12.6	Råoljemarkedet	88	3.10.1	Oversikt over bore- og brønnaktiviteter	109
2.12.7	Gassmarkedet	88	3.10.2	Grunn gass	109
2.12.7.1	Eksisterende forpliktelser	89	3.10.3	Høytrykksbrønner	109
2.12.7.2	Nye salg	89	3.10.4	Reduksjon av utslipp fra borevirksomheten	109
2.12.7.3	Bruk av gass i Norge	89	3.10.5	Høyavviksbrønner	110
2.12.8	Salg av petroleum fra norsk kontinentalsokkel	89	3.10.6	Midlertidig forlatte brønner	110
2.12.9	Produksjonsavgift	91	3.11 Naturdata	110	
2.12.9.1	Total produksjonsavgift	92	3.12 Konstruksjoner og rørledninger	110	
2.12.9.2	Produksjonsavgift olje	92	3.12.1	Oljelekkasje på Draugen	110
2.12.9.3	Produksjonsavgift gass og NGL	92	3.12.2	«Ringing»- og «springing» -effektene	110
2.12.10	Arealavgift på utvinningstillatelser	94	3.12.3	Vibrasjoner i flammearn	111
2.12.11	CO ₂ -avgift	94	3.12.4	Kollisjoner mellom fartøy og innretning	111
			3.12.5	Internasjonal standardisering	111
3. SIKKERHET OG ARBEIDSMILJØ I PETROLEUMSVIRKSOMHETEN	95		3.13 Gasslekkasjer, branner og branntilløp	111	
3.1 Innledning	95		3.13.1	Hydrokarbonlekkasjer	111
3.2 Regelverksutvikling	95		3.13.2	Branner og branntilløp	112
3.2.1	Regelverk under arbeidsmiljøloven	95	3.13.3	Brann på «West Alpha»	112
3.3 Tilsynsvirksomheten	96		3.13.4	Oljelekkasje på Statfjord A	113
3.3.1	Samtykker	96	3.14 Dykking	113	
3.3.2	Prioriterte satsingsområder	96	3.14.1	Dykkeaktivitet	113
3.3.2.1	Bruk av ny teknologi	96	3.14.2	Skadeoversikt for dykkeaktiviteter	113
3.3.2.2	Operatørers/arbeidsgiveres forebyggende verne- og miljøarbeid	96	3.14.3	Forskning innenfor dykking	115
3.3.2.3	Boring av høytrykksbrønner	97	3.14.4	Endring i kontraktsstruktur	115
3.3.2.4	Større modifikasjoner/tilknytning til eksisterende innretninger	97	3.14.5	Utvidelse av arbeidsmiljølovens virkeområde	115
3.3.2.5	Operatørers tiltak for å verne det ytre miljø	97	4. MILJØTILTAK I PETROLEUMSVIRKSOMHETEN	116	
3.3.2.6	Vedlikeholdsstyring	97	4.1 Innledning	116	
3.3.2.7	Oppfølging av Ekofisk 2/4-T	98	4.2 Vilkår og rammer for miljøtiltak	116	
3.4 Erfaringer med internkontroll	98	4.3 Tilsyn med operatørselskapene	116		
3.5 Faglig samarbeid i tilsynet	98	4.4 CO₂-avgiften	116		
3.6 Personskader	98	4.5 Utredninger og vurderinger	117		
3.6.1	Generelt	98	4.6 Teknologit utvikling	117	
3.6.2	Skadetyper og årsaksforhold	99	4.7 Annen miljørettet virksomhet	118	
3.6.3	Personskader på faste innretninger	99	4.8 Samarbeid med Statens forurensningstilsyn	118	
3.6.4	Personskader på flyttbare innretninger	103	5. SPESIELLE UTREDNINGER OG PROSJEKTER	119	
3.6.5	Oppsummering	105	5.1 Ressursforvaltning	119	
3.7 Arbeidsbetingede sykdommer	106	5.1.1	Leting	119	
3.8 Arbeidsmiljø	107	5.1.2	Utbygging	121	
3.8.1	Arbeidsmiljø på flyttbare innretninger	107	5.1.3	Drift	122
3.8.2	Overholdelse av arbeidstidsbestemmelsene	107	5.1.4	Dataforvaltning	124
3.8.3	Innkvartering	107	5.1.5	RUTH	125
3.8.4	Tilsyn etter lov om vern mot tobakkskader	108	5.1.6	PROFIT	125
3.8.5	Tap av radioaktive kilder	108	5.1.7	Felles kalkforskningsprogram	125
3.8.6	Eterbasert boreslam	108	5.1.8	SAFARI	125
3.9 Beredskap	108	5.2 Sikkerhet og arbeidsmiljø	126		
3.9.1	Omorganisering av Aksjonsutvalget for staten (AKU)	108	5.3 Opprydding av havbunnen	132	
			6. INTERNASJONALT SAMARBEID	133	
			6.1 Bistand til fremmede stater	133	
			6.1.1	Bistand gjennom NORAD	133

6.1.2	PETRAD – Internasjonalt program for petroleumsforvaltning og administrasjon.....	134	6.6	Foredragsvirksomhet.....	137
6.2	Sikkerhet og arbeidsmiljø.....	135	7.	STATISTIKKER OG	
6.2.1	NSOAF – North Sea Offshore Authorities Forum	136	7.1	OVERSIKTER.....	138
6.2.2	EU-kommisjonen	136	7.1	Målenheter for olje og gass.....	138
6.2.3	Elektrotekniske normer og forskrifter ..	136	7.2	Oversikt over solgt og frigitt	
6.2.4	ILO-engasjement	136		seismikk	138
6.3	ISO – Den Internasjonale		7.3	Statistikk over leteboringsaktiviteten .	141
	Standardiseringsorganisasjonen	136	7.4	Statistikk over utvinningsboring.....	149
6.4	INFOIL/SESAME Databasen	137	7.5	Produksjon av olje og gass	155
6.5	Forskningssamarbeid om økt		7.6	Publikasjoner utgitt av	
	oljeutvinning	137	7.7	Oljedirektoratet i 1993	164
				Organisasjonstablå.....	165

Oljedirektørens beretning

Enda et år kan ressursregnskapet på norsk sokkel gjøres opp med overskudd. Regnskapet viser at den samlede ressurstilvekst fra felt og funn er vesentlig høyere enn produksjonen på sokkelen i 1993. På tross av ressursøkningene vil sokkelvirksomheten by på betydelige utfordringer med hensyn til leteaktivitet og til å utvikle kommersielle prosjekter av et stort antall små og middels store funn. Utfordringene er mange, men vi har i dag et temmelig klart bilde av både utfordringer og sammenhenger i problemstillingene på norsk sokkel.

Direktoratets siste ressursstudie som ble publisert i februar, er i så måte en god veileder for veien vi skal gå, såvel for oppdagede som uoppdagede ressurser. Studien viser en samlet forventningsverdi på ca 10 milliarder t.o.e. Hittil er ca 12 % av dette produsert. Det er knyttet stor usikkerhet til de uoppdagede ressurser, og man kan ikke utelukke at potensialet kan være høyere enn 10 milliarder t.o.e.

Fra 1992 til 1993 viser Oljedirektoratets ressursstatus at tilveksten av olje og gass er større enn uttaket. Økningen i olje er på 92,3 millioner Sm³, mens gass er økt med 47,8 milliarder Sm³.

Oppgraderingene skyldes hovedsakelig bedre forståelse av reservoarforholdene, forbedret teknologi for økt utvinning og økt bruk av horisontale og langtrekkende brønner.

Legger vi dagens produksjonsnivå til grunn, vil de oppdagede ressurser av olje og gass vare i henholdsvis 20 og 115 år.

Selv om dette uttrykker lange tidsperspektiver, fritar det oss ikke fra umiddelbar handling. Det er viktig å understreke at den videre leting etter olje og gass på vår kontinentalsokkel blir vanskeligere; det vil si mer utfordrende enn tidligere. Større krav til datakvalitet, tolkningskompetanse og kostnadseffektivitet er tre aktuelle stikkord i så måte. Vi ser allerede at disse utfordringer har ført til økt satsing på innsamling av 3D-seismikk og introduksjon av nye boremetoder og måter å samle inn brønndata på.

Petroleumsvirksomheten i Norge omfatter enorme datamengder som øker for hvert år som går. Dette skyldes at ny teknologi (bl a 3D-seismikk) etterlater større mengder data enn tidligere. Lagring og vedlikehold av datamengden krever derfor betydelige ressurser. En effektivisering vil kunne gi store besparelser både ved at lagrings- og kopieringsutgiftene blir mindre og at tilgjengeligheten blir bedre. Effektivisering kan foregå ved å ta i bruk den aller nyeste teknologi for lagringsmedia og bedre kommunikasjon med felles datalagring for oljeselskaper.

Oljedirektoratet har tatt opp denne utfordringen og inngått et samarbeid med Statoil, Norsk Hydro a.s og Saga Petroleum a.s om systemutvikling og drift av fel-

les database for geodata. Dette prosjektet er et eksempel på hvordan Oljedirektoratet kan bidra til å øke verdiskapningen på sokkelen.

Det positive ressursregnskapet for 1993 skyldes i vesentlig grad oppgradering av reservene i felt besluttet utbygd. De felt som har bidratt mest positivt til økning i ressursregnskapet, er Draugen, Gullfaks, Huldra, Oseberg, Snorre, Statfjord, Valhall og Vigdis. Av funn med størst oppjustering av ressursene kan nevnes Hild, Norne, Visund og 34/10–23 Gamma.

Den innsats som er lagt ned fra selskapenes og det offentlige side de siste ti år for å utvikle metoder og teknologi for økt oljeutvinning, synes nå å gi resultater. Men fortsatt er det et stort fremtidig potensial.

Oljedirektoratet anslår det tekniske potensialet for økt oljeutvinning til 530 millioner Sm³, som tilsvarer at gjennomsnittlig utvinningsgrad øker fra 37 % i dag til ca 45 %. Vårt langtidsmål er at den forventede utvinning fra felt som er i produksjon eller er besluttet utbygd, skal økes med minst 400 millioner Sm³ innen år 2000.

For å få dette til er det viktig med et nært samarbeid mellom industri og myndigheter såvel i den regulære drift som i den mer fremtidsrettede planlegging der forskning og utvikling inngår.

Bidraget fra nye funn er mindre i 1993 enn i tidligere år. Det er kun påvist tre nye funn i løpet av året, alle i Nordsjøen. Likevel er den samlede boreaktiviteten for 1993 omtrent den samme som i 1992. Antall påbegynte letebrønner er redusert fra 43 i 1992 til 27 i 1993, mens antall utvinningsbrønner har økt fra 86 til 105.

Den 14. tildelingsrunden som ble slutført i 1993, bekrefter fortsatt stor interesse for norsk sokkel, særlig i Nordsjøen og Norskehavet, mens interessen var noe mer begrenset i Barentshavet.

50 blokker ble utlyst; 25 i Nordsjøen, 13 i Norskehavet og 12 i Barentshavet.

31 blokker fordelt på 17 utvinningstillatelser ble tildelt.

10 selskaper fikk operatørskap.

Av de tildelte blokkene ligger 19 i Nordsjøen, 6 i Norskehavet og 6 i Barentshavet.

Oljedirektoratet har brukt mye ressurser på problemstillinger knyttet til den videre drift av feltene i Ekofiskområdet. Innsynkningen og alderen på innretningene har reist spørsmål omkring sikkerhetsmessige forhold spesielt hva angår selve Ekofisktanken. Da det fortsatt er store mengder olje og gass som kan tas ut av feltene, har det vært nødvendig å se problemstillingene i en større sammenheng. Oppfølgingen av rettighetshavernes planer for å finne frem til en langsiktig løsning har foregått med innsats både på ressurs- og sikkerhetssiden i Oljedirektoratet. Arbeidet nådde en

milepæl i slutten av 1993 ved at rettighetshaverne la frem en endret plan for utbygging og drift.

Foruten de utfordringer som ligger i å få planen realisert til rett tid, er det fortsatt en viktig oppgave å sikre forsvarlig drift frem til ny løsning står ferdig.

Ved tre tragiske ulykker mistet til sammen fire mennesker livet i petroleumsvirksomheten i 1993. Selv om tallet på andre skader og ulykker har holdt seg omtrent på samme nivå som året før, undersøker Oljedirektoratet nøye omstendighetene ved dødsulykkene, for så langt som mulig å kartlegge årsakssammenhenger, slik at det kan settes i verk tiltak for videre reduksjon av ulykker og skader.

Det nye sikkerhetsregelverket under petroleumsløven har nå vært i kraft i over ett år. Fra direktoratets ståsted er erfaringene gode, og vi gleder oss over at tilbakemeldingene fra næringen også stort sett er positive. Vi har nå gått inn i en fase der regelverket kontinuerlig vil være gjenstand for vurdering av behov for revisjon, slik at det enklere kan tilpasses den teknologiske utvikling og samfunnsutviklingen for øvrig.

I 1993 ble direktoratets myndighetsområde ytterligere utvidet ved at arbeidsmiljøloven ble gjort gjeldende også på flyttbare innretninger i petroleumsvirksomheten og tilsynsmyndigheten tillagt Oljedirektoratet. De første erfaringer viser at det er store variasjoner med hensyn til hvordan krav i arbeidsmiljøloven blir etterlevd på flyttbare innretninger, slik at både næringen såvel som direktoratet har et arbeid foran seg på dette området.

Når det gjelder sikkerheten ved leteboring, har direktoratet vært særlig opptatt av boring i miljøsårbare områder, spesielt i Barentshavet. Stortinget har satt som forutsetning for boring i Barentshavet at sikkerheten skal være på høyde med den som gjelder i Nordsjøen. Siden miljøkonsekvensene av et oljeutslipp kan være enda større i nordområdene, har direktoratet lagt ekstra vekt på tilsynet med operatørens forebyggende miljøtiltak ved boreaktivitet i nord.

Direktoratet konstaterer at det fremdeles inntreffer

mange gasslekkasjer på innretningene. Dette er svært bekymringsfullt, først og fremst på grunn av det store skadepotensialet ved denne type uønskede hendelser. Tilsynet med operatørens tiltak for å få kontroll over dette problemet har vist at det i tillegg til tekniske forbedringer også er viktig å gå inn i organisatoriske forhold og holdninger til dette problemområdet.

Vi kan registrere en stadig økende internasjonal interesse for den norske myndighetsmodellen med et Oljedirektorat og også for den norske regelverksmodellen som er fundamentert på prinsippet om internkontroll. Stadig flere land ønsker å etablere et regelverk som gjennom funksjonskrav setter klare mål for virksomheten. Også den norske måten å organisere tilsynet på vekker interesse.

På Oljedirektoratets egne vegne kan vi glede oss over at direktoratet i sitt 20. virkeår har fått to priser: Statens forvaltningspris og Sikkerhetsprisen knyttet til den årlige Sikkerhetskonferansen på Sola, noe som bekrefter at vi gjør jobben vår, også til storsamfunnets tilfredshet.

Og for riktig å understreke vårt mangfold i engasjementer og oppgaver, la meg også nevne at Petrad – Internasjonalt program for petroleumsforvaltning og administrasjon – nå er blitt en permanent stiftelse etter vedtak i Regjeringen i august. Målsetningen med stiftelsen er å utvikle og gjennomføre opplæringsprogram i petroleumsforvaltning og administrasjon primært rettet mot ledere i utviklingsland. Eiere er Oljedirektoratet og Norad, og stiftelsen skal være i operativ drift i løpet av 1994.

Arbeidet med å etablere en egen barnehage for OD-ansattes barn ble fullført i beretningsperioden. Den 1.9.1993 foretok statsråd Oddny Aleksandersen den offisielle åpningen av Havhesten barnehage.

Til slutt vil jeg rette en takk til Oljedirektoratets medarbeidere for den måten arbeidet er blitt utført på i et år som har vært preget av store og kompliserte arbeidsoppgaver.

Stavanger 25.3.1994



Fredrik Hagemann
oljedirektør

1. Oljedirektoratets oppgaver og administrasjon

1.1 OLJEDIREKTORATETS OPPGAVER

Oljedirektoratets oppgaver er fastsatt i en egen instruks av 1.10.1992. Videre er Oljedirektoratet gitt oppgaver ved delegeringer. Delegeringene følger enten direkte av lover/forskrifter eller gjennom egne delegeringsvedtak fra overordnet myndighet. Delegeringene gjelder deler av:

- a) Petroleumsloven, lov av 23.3.1985 nr 11
Herunder:
 - Petroleumsforskriften, kgl res av 14.6.1985
 - Sikkerhetsforskriften, kgl res av 28.6.1985
 - Internkontrollforskriften, kgl res av 28.6.1985
 - Sikkerhetssoneforskriften, kgl res av 9.10.1987
 - Forskrifter om forbud mot oppankring og fiske. (Jf Oljedirektoratets regelverkssamling for petroleumsvirksomheten 1994.)
 - Forskrift for aksjonsutvalg for staten ved ulykker mv kgl res av 19.11.1982.
- b) Arbeidsmiljøloven, lov av 4.2.1977 nr 4.
Herunder:
 - Arbeidsmiljøforskriften, kgl res av 27.11.1992.
- c) CO₂-loven, lov av 21.12.1990 nr 72.
- d) Tobakkskadeloven, lov av 9.3.1973 nr 14,
Herunder:
 - Tobakkskadeforskriften, kgl res av 8.7.1988
- e) Svalbardloven, lov av 17.7.1925 nr 11.
Herunder:
 - Forskrift om sikkerhet for undersøkelse og leteboring etter petroleumsforekomster på Svalbard, kgl res av 25.3.1988.
- f) Lov om vitenskapelig utforskning og undersøkelse etter og utnyttelse av andre undersjøiske naturforekomster enn petroleumsforekomster, lov av 21.6.1963 nr 12.
Herunder:
 - Forskrift om vitenskapelig undersøkelse etter naturforekomster på den norske kontinentalsokkel, kgl res av 31.1.1969.
- g) Midlertidige forskrifter om forsøpling og forurensning fra petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel, kgl res av 26.10.1979.

1.2 OLJEDIREKTORATETS MÅLSETTING

Oljedirektoratets overordnede mål er å bidra til en forsvarelig forvaltning av de norske petroleumsressursene ved en balansert avveining mellom de naturgitte, sik-

kerhetsmessige, miljømessige, teknologiske og økonomiske sider ved virksomheten innenfor en samlet samfunnsmessig vurdering.

1.3 ADMINISTRASJON

1.3.1 Organisasjon

Etter flere års arbeid med å få etablert en barnehage for medarbeidernes barn, åpnet Havhesten barnehage 1.8.1993. Barnehagen er organisatorisk underlagt Administrasjonsavdelingen og har 14 tilsatte. Barnehagen har for tiden 51 barn på to 0–3 års avdelinger og to 3–7 års avdelinger.

1.3.2 Personale

Ved utgangen av beretningsperioden har Oljedirektoratet 353 stillingshjemler. I tillegg er 3 stillinger lønnet av Direktoratet for utviklingshjelp. Direktoratet fikk 14 nye stillinger i forbindelse med tilsetting av barnehagepersonalet i 1993. 367 tilsatte er i tjeneste ved utgangen av 1993. 19 medarbeidere har permisjon.

I 1993 har direktoratet tilsatt 33 nye medarbeidere i faste stillinger. Av disse kommer 12 fra oljerelatert virksomhet, 12 fra offentlig virksomhet, 3 fra privat virksomhet og 6 er nyutdannet.

13 medarbeidere har fratrudd sine stillinger. Dette utgjør 3,7% av det totale antall stillingshjemler.

1.3.3 Budsjett/økonomi

Til direktoratets forskjellige oppgaver er i 1993 totalt benyttet kr 266 407 050.

Beløpet fordeler seg slik:

– Driftsbudsjett	kr 200 875 303
– Kontrollutgifter	kr 10 554 709
– Geologiske og geofysiske undersøkelser	kr 48 807 466
– Prosjekter vedr sikkerhet og arbeidsmiljø	kr 6 169 570
Totalt	kr 266 407 050

Av driftsbudsjettet utgjør lønnsutgiftene kr 118 353 726 og bygningers drift og leie av lokaler kr 23 995 449. Den resterende delen, kr 59 245 690 dekker utgifter til konsulentbistand, drift av værskipet, eksternt bistand, reiser, opplæring, EDB-drift, nyinvesteringer i utstyr mv.

Oljedirektoratet er blitt pålagt spesielle oppgaver som:

– Opprydding av havbunnen	kr 4 653 490
– Administrere forskningsprogrammene RUTH/PROFIT	kr 1 874 316

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

Inntekter

I tillegg til innbetalte produksjons-, areal- og CO₂-avgifter på tilsammen kr 10 675 608 718, har direktoratet mottatt kr 111 276 528 i inntekter.

For 1993 fordeler inntektene seg slik:

– Undersøkelingsgebyr	kr	1 860 000
– Oppdragsinntekter	kr	1 950 896
– Refusjon av kontrollutgifter	kr	40 269 904
– Salg av frigitt prøvemateriale	kr	3 689 277
– Salg av publikasjoner	kr	5 231 435
– Inntekter barnehage	kr	1 013 763
– Refusjon fra arbeidsmarkedstiltak	kr	483 708
– Refusjon fra andre statsetater	kr	3 206 842
– Salg av seismiske undersøkelsesmateriale	kr	48 476 802
– Renter av bankinnskudd	kr	5 043 888
– Diverse inntekter	kr	50 009
Totalt		kr 111 276 528

1.3.4 Informasjon

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

Oljedirektoratets årsberetning har en sentral plass i direktoratets informasjonsvirksomhet.

Årsberetningen for 1992 ble lagt frem på en pressekonferanse i april.

Internbladet Oss Direkte utkom med 4 utgaver i 1993 som planlagt.

I løpet av 1993 er det sendt ut 47 pressemeldinger, de fleste i forbindelse med avslutning av letebrønner.

1.3.5 Dokument- og informasjonsforvaltning

Offentlig journal har siden august vært utlagt i Pressesenteret i regjeringskvartalet. Det har siden da vært en

betydelig øking i antall begjæringer om dokumentinn-syn. Det synes å være en tendens at stadig flere informasjon-formidlingsfirma benytter seg av denne tjenesten som fortsatt er vederlagsfri, men som belaster forvaltningsorganer i betydelig grad. Oljedirektoratet fører fra 1993 statistikk over begjæringer om innsyn for å observere utviklingen.

Ny programvare for arkivfunksjonen ble tatt i bruk i desember. Denne følger statlige krav til arkivsystemer (NOARK) og er et viktig element i direktoratets arbeid for en mer helhetlig dokumentforvaltning. Den interne bruk av Hovedarkivet økte med 35 % siste år.

Bruken av bibliotekets tjenester fortsetter å øke. Den eksterne bruk viser en svak øking, mens den interne bruk økte med over 10 %. Bestillinger av artikkelkopier fra Oljeindeks – OIL-databasen gikk opp med 6 %. Antall abonnenter synes å ha stabilisert seg på rett under 200.

Databasen Infoil/Sesame som inneholder detaljerte opplysninger om pågående og avsluttede petroleumsrelaterte forskningsprosjekter, har fått en betydelig øking i antall prosjektinnførsler dette året. Tjenesten tilbys i Norge kun som diskettversjon. Forøvrig er den tilgjengelig på CD-ROM og fra den tyske databaseverten i Karlsruhe. Fra 1994 vil Oljedirektoratet tilby søk i Infoil/Sesame-databasen på oppdrag fra eksterne.

Det er også dette året gitt bistand til oppbygging av arkivfunksjonene ved Namcor i Namibia.

1.3.6 Lokaler

I september ble utvidelsen av geologisk lager (800 m²) og nye rom for geofysisk arkiv, visningsrom for boreprøver og oljeprøvelager (1035 m²) tatt i bruk. Byggearbeidene er utført i Statsbyggs regi til en totalsum av kr 21 700 000,-.

Bygningen til den nye etatsbarnehagen «Havhesten» ble tatt i bruk 1.8.1993. Bygningen utgjør 560 m² og kostet kr 6 120 000,-. Byggherren var Statsbygg. Barnehagen har fire avdelinger med plass for 54 til 72 barn (avhengig av aldersfordeling).

Fra og med 1993 ble den nye ordningen vedrørende leieforhold mellom Statsbygg og bruker iverksatt.

Oljedirektoratet betaler etter dette kr 18 900 000,- (1993) i årlig leie for lokalene i Stavanger.

Tvistespørsmålet mellom NRK og Staten vedrørende oppgjør for OD-tomten fikk sin endelige løsning ved domsslutning i Stavanger byrett august 1993. Prisen ble fastsatt til kr 200,- per m².

2. Ressursforvaltning på norsk sokkel

2.1 INNLEDNING

Oljedirektoratet har som målsetting å bidra aktivt til en forsvarlig forvaltning av petroleumsressursene for å maksimere verdiskapningen på norsk sokkel, og være Nærings- og energidepartementets sentrale rådgivnings- og iverksettingsorgan innenfor dette området. En slik målsetting kan kun oppnås ved at Oljedirektoratet til enhver tid har en generell oversikt over petroleumsressursene og vurderer alternative måter for en forsvarlig leting, utbygging og utvinning av disse. Slike oversikter og vurderinger danner grunnlaget for rådgivning til de sentrale myndighetene med hensyn til forsvarlig forvaltning av petroleumsressursene.

Det formelle grunnlaget for Oljedirektoratets virksomhet innenfor ressursforvaltning er:

- Lov av 22.3.1985 nr 11 om petroleumsvirksomhet (petroleumsloven).
- Lov av 21.12.1990 nr 72 om avgift på utslipp av CO₂ i petroleumsvirksomheten.
- Lov av 21.6.1963 nr 12 om vitenskapelig utforskning og undersøkelse etter og utnyttelse av andre undersjøiske naturforekomster enn petroleumsforekomster.

Virksomheten innenfor ressursforvaltning på norsk sokkel er også for 1993 preget av høy aktivitet, både innenfor leting, utbygging og drift.

Ressursdivisjonen foretok mot slutten av 1993 en reorganisering. Dette på grunn av et økende behov for integrering mellom utbyggings- og driftsfasen samtidig med et behov for større effektivitet av stabs- og planarbeid. Ressursdivisjonen beholder fortsatt den fasemessige produktrettede grunnorganisasjon. Det er imidlertid foretatt den tilpasning at to av fasene, utbygging og drift, slås sammen til en utbyggings- og driftsavdeling og stabs- og planarbeid er samlet i en ny strategi- og planavdeling. Den nye organisasjonen trådte i kraft ved årsskiftet.

2.2 REGELVERKSUTVIKLING

Oljedirektoratet satte ved årsskiftet 1991/1992 i gang et arbeid med metodisk regelverksutvikling på ressursforvaltningsområdet (MR-prosjektet). Prosjektet er en videreføring av tilsvarende regelverksutvikling på sikkerhets- og arbeidsmiljøområdet, jf kap 3, og foregår i samarbeid med Nærings- og energidepartementet.

Siktemålet med prosjektet er å vurdere å utvikle og strukturere rammebetingelsene for petroleumsvirksomheten på en effektiv og hensiktsmessig måte gjennom blant annet:

- å sikre en styrt og samlet regelverksutvikling på ressursforvaltningsområdet, herunder vurdere muligheten for forenkling av regelverket

- å vurdere muligheten for å forenkle, systematisere og gjøre forvaltningspraksis mer enhetlig på enkelte områder
- å bidra til større mulighet for systematisk og konsekvent bruk av virkemidler for offentlig styring for å gi industrien tilstrekkelig grad av forutsigbarhet
- å klargjøre grenseflater mellom Oljedirektoratet og andre forvaltningsorganer

I løpet av 1992 foretok Oljedirektoratet og Nærings- og energidepartementet en kartlegging av rammebetingelser og tilgjengelig dokumentasjon av forhold som har betydning for ressursforvaltningen. Mulige forbedringspotensiale ble også kartlagt.

I 1993 har Oljedirektoratet og Nærings- og energidepartementet på grunnlag av materialet fra kartleggingen definert områder en ønsker å følge opp med henblikk på mulige endringer i petroleumsloven og forskrift til petroleumsloven. Nærings- og energidepartementet vil i 1994 utarbeide utkast til eventuelle endringer i lov og forskrift.

Internt i Oljedirektoratet har en blant annet arbeidet med å ta i bruk REGAL (database om regelverk) på ressursforvaltningsområdet.

2.3 RESULTATSTYRING

Som et ledd i arbeidet med resultatstyring i statsforvaltningen er det tatt initiativ til å igangsette et prosjekt under Nærings- og energidepartementet hvor resultatstyring i Oljedirektoratet er tema.

Statskonsult har sagt seg villig til å delta i prosjektet som er et samarbeidsprosjekt mellom olje- og gassavdelingen i Nærings- og energidepartementet, Oljedirektoratet, Finansdepartementet, ved finansavdelingen, og Statskonsult.

Formålet med prosjektet er å anvende resultatstyringsprinsipper på olje- og gassområdet, med særlig vekt på å ivareta behovet for styring- og resultatinformasjon med hensyn til Oljedirektoratets formålseffektivitet. Prosjektet vil fokusere på behovet for å utvikle styringen i forholdet mellom Nærings- og energidepartementet og Oljedirektoratet.

2.4 UNDERSØKELSESG- OG UTVINNINGSTILLATELSER

2.4.1 Nye undersøkelsestillatelser

Det er per 31.12.1993 tildelt 214 undersøkelsestillatelser. Slike tillatelser har en varighet på tre år. Følgende tillatelser er gitt i 1993:

Selskap	Tillatelse nr:
Amerada Hess Norge A/S	202
Amoco Norway Oil Company	203
Mobil Exploration Norway Inc.	204
Esso Norge A/S	205
Norsk Hydro Produksjon a.s	206
Geoteam Exploration	207
Geco A/S	208
Institutt for kontinentalsokkelundersøkelser	209
Saga Petroleum a.s	210
Norske Finna A/S	211
Simon Petroleum Technology Ltd.	212
Norsk Agip A/S	213
Compagnie Generale de Geophysique	214

2.4.2 Vitenskapelige undersøkelser

Per 31.12.1993 er det gitt i alt 276 tillatelser til vitenskapelige undersøkelser på den norske kontinentalsokkel. Som det fremgår av tabell 2.4.2 er det i 1993 gitt seks slike tillatelser.

2.4.3 Nye utvinningstillatelser

Den 14. tildelingsrunde ble kunngjort 19.6.1992 og utlyst 22.12.1992 av Olje- og energidepartementet. Tildelingen ble foretatt 10.9.1993. Av de 50 utlyste blokkene, eller deler av blokkene som ble utlyst, var 25 i Nordsjøen, 13 i Norskehavet og 12 i Barentshavet.

Det ble tildelt 17 utvinningstillatelser som omfatter 31 blokker. Av disse ble elleve utvinningstillatelser

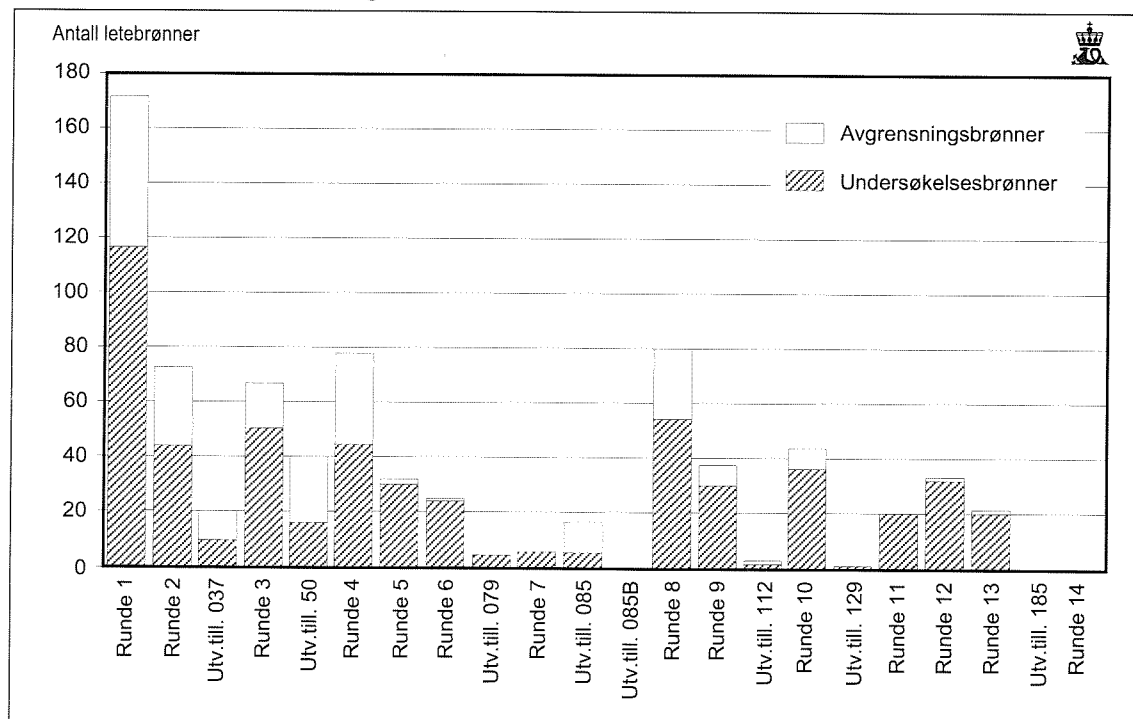
Tabell 2.4.2

Tillatelse til vitenskapelige undersøkelser etter naturforekomster

Tillatelse	Navn	Arbeidsfelt			Område
		Geofysikk	Geologi	Biologi	
271/93	Universitetet i Tromsø	X			Balsfjord
272/93	Norges geologiske undersøkelse	X			Nordsjøen
273/93	Ocean Drilling Program Texas A&M University		X		Havområdene rundt Svalbard
274/93	Universitetet i Tromsø	X	X		Vestlige Barentshav/nordøstlige Norskehav og havområder nord for Svalbard
275/93	Universitetet i Tromsø	X	X		Munningen av Tanaelven/Tanafjord
276/93	Universitetet i Oslo	X	X		Områder utenfor Kragerø, Risør, Lyngør og områder i ytre Oslofjord

Fig. 2.4.3

Letebrønner boret i hver tildelingsrunde



Tabell 2.4.3.a
Utvinningstillatelser tildelt i 14. tildelingsrunde

Utv. till.nr.	Felt/blokk	Andel	Rettighetshaver (O = operatør)
186	7/10, 7/11	25,000 10,000 50,000 15,000	O Amoco Norway A/S Saga Petroleum a.s. Den norske stats oljeselskap a.s TOTAL Norge A/S
187	15/2, 15/3	25,000 20,000 55,000	O Amoco Norway A/S Norsk Hydro Produksjon a.s Den norske stats oljeselskap a.s
188	17/3	15,000 40,000 25,000 20,000	Amerada Hess Norge A/S Den norske stats oljeselskap a.s O Elf Petroleum Norge AS Norsk Agip A/S
189	25/8, 25/9	20,000 55,000 15,000 10,000	O Amerada Hess Norge A/S Den norske stats oljeselskap a.s Phillips Petroleum Norsk A/S Saga Petroleum a.s.
190	30/8	65,000 10,000 25,000	Den norske stats oljeselskap a.s Enterprise Oil Norwegian A/S O Norsk Hydro Produksjon a.s
191	31/1, 31/2, 31/4, 31/5	60,000 10,000 10,000 20,000	Den norske stats oljeselskap a.s Mobil Development Norway A/S Neste Petroleum A/S O Norsk Hydro Produksjon a.s
192	34/5	20,000 55,000 25,000	Norske Conoco A/S Den norske stats oljeselskap a.s O Mobil Development Norway A/S
193	34/11	15,000 65,000 20,000	BP Petroleum Dev. of Norway AS O Den norske stats oljeselskap a.s Norsk Hydro Produksjon a.s
194	35/4, 35/5	55,000 10,000 25,000 10,000	Den norske stats oljeselskap a.s Elf Petroleum Norge AS O Norsk Hydro Produksjon a.s Saga Petroleum a.s.
195	35/8	25,000 15,000 45,000 15,000	O BP Petroleum Dev. of Norway AS Norske Conoco A/S Den norske stats oljeselskap a.s Norsk Hydro Produksjon a.s
196	35/6, 36/4	25,000 45,000 10,000 20,000	O BP Petroleum Dev. of Norway AS Den norske stats oljeselskap a.s Idemitsu Petroleum Norge a.s. Norsk Hydro Produksjon A/S
197	6306/2, 6306/5	15,000 15,000 45,000 25,000	Amerada Hess Norge A/S Amoco Norway A/S Den norske stats oljeselskap a.s O Norske Conoco A/S
198	6306/6	65,000 15,000 20,000	O Den norske stats oljeselskap a.s Elf Petroleum Norge AS Norsk Hydro Produksjon a.s
199	6406/2	60,000 15,000 25,000	Den norske stats oljeselskap a.s Mobil Development Norway A/S O Saga Petroleum a.s.
200	6608/7, 6608/8	65,000 15,000 20,000	O Den norske stats oljeselskap a.s Neste Petroleum A/S Phillips Petroleum Norsk A/S
201	7018/3, 7019/1	40,000 20,000 10,000 30,000	Den norske stats oljeselskap a.s Enterprise Oil Norwegian A/S Neste Petroleum A/S O Norsk Agip A/S
202	7227/11, 7227/12, 7228/7, 7228/10	25,000 55,000 20,000	Amerada Hess Norge A/S O Den norske stats oljeselskap a.s Saga Petroleum a.s.

Tabell 2.4.3.b
Utvinningsstillatelser og arealer per 31.12.1993

Til- delings- runde	Tildelt	Utvinn. till.nr	Antall blokker *		Areal tildelt km ²	Areal tilb.lev. km ²	Areal utv.till. km ²
			Tildelt	Tilbake- levert			
1.	1.9.1965	001-021	74	58	39842,476	35946,84	3895,636
	7.12.1965	022	4	4	2263,565	2263,565	
	12.9.1965	019B	2		617,891		617,891
2.	23.5.1969	023-031	9	1	4107,833	2233,366	1874,467
	30.5.1969	032-033	2		746,285	376,906	369,379
	14.11.1969	034-035	2		1024,529	564,837	459,692
	11.6.1971	036	1		523,937	262,047	261,89
ur.	10.8.1973	037	2		586,834	295,157	291,677
3.	1.4.1975	038-040					
		og 042	7	5	1840,547	1389,78	450,767
	1.6.1975	041	1	1	488,659	488,659	
	6.8.1976	043	2		604,558	555,553	49,005
	27.8.1976	044	1		193,076	90,417	102,659
	3.12.1976	045-046	4	2	1270,682	814,708	455,974
	7.01.1977	047	2	2	368,363	368,363	
	18.2.1977	048	2	1	321,5	203,498	118,002
	23.12.1977	049	1	1	485,802	485,802	
ur	16.6.1978	050	1		500,509	151,962	348,547
4.	6.4.1979	051-058	8	2	4007,887	2434,633	1573,254
5.	18.1.1980	059-061	3	3	1108,078	1108,078	
	27.3.1981	062-064	3	1	1099,522	867,542	231,98
	23.4.1982	073-078	6	2	2311,912	1751,343	560,569
6.	21.8.1981	065-072	9	3	3218,945	2149,358	1069,587
ur.	20.8.1982	079	1		102,167		102,167
7.	10.12.1982	080-084	5	5	2082,966	2082,966	
ur.	8.7.1983	085	3		1521,16	725,816	795,344
ur.	11.9.1992	085B	2		27,166		27,166
8.	9.3.1984	086-100	17	2	6338,273	2948,467	3389,806
9.	1.3.1985	101-111	13	1	5293,054	2905,553	2387,501
ur.	26.7.1985	112	1		260,215	129,958	130,257
10a	23.8.1985	113-120	9	2	3075,433	2260,563	814,87
10b	28.2.1986	121-128	9	3	3828,258	1699,343	2128,915
ur.	11.7.1986	129	1		225,393	119,417	105,976
11.	10.4.1987	130-137	11	7	4163,711	3335,546	828,165
	29.5.1987	138-142	11	7	2975,807	2370,757	605,05
12a	8.7.1988	143-153	16		4701,021		4701,021
12b	9.3.1989	154-162	13	7	5031,262	2312,12	2719,142
13.	1.3.1991	163-184	36	2	12076,889	650,352	11426,537
ur.	13.9.1991	185	1		25,535		25,535
14.	10.9.1993	186-202	31		10509,919		10509,919
			326	122	129771,619	76343,272	53428,347

* blokk eller del av blokk ur = tildelt utenfor tildelingsrunde

som omfatter 19 blokker, tildelt i Nordsjøen, fire utvinningsstillatelser som omfatter seks blokker i Norskehavet, og to utvinningsstillatelser som omfatter seks blokker i Barentshavet.

Ti selskaper fikk tildelt operatørskap. Statoil fikk fire, Norsk Hydro tre, BP og Amoco to hver og Agip, Saga Petroleum, Conoco, Mobil, Elf og Amerada Hess

Tabell 2.4.3.c
Tildelingsrunder. Norske og utenlandske andeler per 31.12.1993

Tildelingsrunde	År	Antall blokker	Andel %		Operatør %	
			norsk	utenl.	norsk	utenl.
1	1965	78	8	92	0	100
2	1969–1971	14	15	85	0	100
Statfjord	1973	2	52	48	0	100
3	1974–1978	22	58	42	63	37
Ula (19B)	1977	2	50	50	0	100
Gullfaks	1978	1	100	0	100	0
4	1979	8	58	42	68	32
5	1980–1982	12	66	34	92	8
6	1981	9	64	36	50	50
Utv.till. 079	1982	1	100	0	100	0
7	1982	5	60	40	80	20
Utv.till. 085	1983	3	100	0	100	0
Utv.till. 085B	1992	2	69	31	100	0
8	1984	17	60	40	60	40
9	1985	13	43	57	62	38
Utv.till. 112	1985	1	67	33	0	100
10A	1985	9	64	36	67	33
10B	1986	9	65	35	56	44
Utv.till. 129	1986	1	67	33	100	0
11	1987	22	59	41	62	38
12A	1988	16	58	42	38	62
12B	1989	13	64	36	67	33
13	1991	36	66	34	64	36
Utv.till. 185	1991	1	69	31	100	0
14	1993	31	68	32	47	53

fikk ett hver. Dette var det første operatørskap Amerada Hess ble tildelt i Norge.

Tabell 2.4.3.a viser utvinningstillatelser tildelt i 14. tildelingsrunde.

Tabell 2.4.3.b viser utvinningstillatelser og arealer, tabell 2.4.3.c norske og utenlandske andeler i tildelingsrunder, og figur 2.4.3 letebrønner boret i hver tildelingsrunde.

2.4.4 Andelsoverdragelser

I løpet av 1993 er følgende andelsoverdragelser godkjent i henhold til paragraf 61 i lov av 22.3.1985 nr 11 om petroleumsvirksomhet:

Utvinningsstillatelse 070

Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s

Amoco Norway Oil Company har med virkning fra 7.1.1993, overtatt en andel på 7,350 % fra Mobil Development Norway A/S.

Fordelingen i utvinningstillatelse 070 er etter dette:

Amoco Norway Oil Company	7,350 %
Norske Conoco A/S	7,350 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	24,500 %
Saga Petroleum a.s.	9,800 %
Den norske stats oljeselskap a.s	51,000 %

Utvinningsstillatelse 138

Operatør: TOTAL Norge A/S

TOTAL Norge A/S og Amerada Hess Norge A/S har med virkning fra 29. mai 1993 overtatt en andel på 15,000 % fra A/S Norske Shell.

Fordelingen i utvinningstillatelse 138 er etter 29.5.1993:

Amerada Hess Norge A/S	8,000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	10,000 %
Den norske stats oljeselskap a.s	50,000 %
TOTAL Norge A/S	32,000 %

Utvinningsstillatelse 099

Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s

Norsk Hydro Produksjon a.s har fra 15.2.1993 overtatt en andel på 2,500 % fra Norske Conoco A/S.

Fordelingen i utvinningstillatelse 099 er etter dette:

Norske Conoco A/S	7,500 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	12,500 %
Den norske stats oljeselskap a.s	50,000 %
TOTAL Norge A/S	30,000 %

Utvinningsstillatelse 110

Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s

Norsk Hydro Produksjon a.s og Amerada Hess Norge A/S har med virkning fra 15.1.1993 overtatt andeler på henholdsvis 6,760 % og 3,330 % fra Norske Conoco A/S.

Fordelingen i utvinningstillatelse 110 er etter dette:

Amerada Hess Norge A/S	8,330 %
Elf Petroleum Norge AS	20,000 %
Norske Fina A/S	5,000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	16,670 %
Den norske stats oljeselskap a.s	50,000 %

Utvinningsstillatelse 135

Amerada Hess Norge A/S har med virkning fra 10.4.1993 overtatt andeler fra TOTAL Norge A/S og Neste Petroleum A/S, hver på 15,000 %, i utvinnings-

tillatelse 135, i det tillatelsen gikk inn i 30 års perioden.

Fordelingen i utvinningstillatelse 135 er etter dette:

Amerada Hess Norge A/S	35,000 %
Saga Petroleum a.s.	15,000 %
Den norske stats oljeselskap a.s	50,000 %

TOTAL Norge A/S har med virkning fra 1.4.1993 overtatt hele eller deler av andeler i fem utvinningstillatelser fra Norske Conoco A/S, Conoco Petroleum Norge A/S og Conoco Norway Inc. Utvinningstillatelsene er 054, 073, 094, 099 og 134.

Utvinningstillatelse 054

Operatør: A/S Norske Shell

Fordelingen i utvinningstillatelsen er etter dette:

Norske Conoco A/S	5,19052 %
Elf Petroleum Norge AS	3,10500 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	4,90000 %
A/S Norske Shell	25,90000 %
Den norske stats oljeselskap a.s	58,80000 %
TOTAL Norge A/S	2,10448 %

Dette medfører at TOTAL Norge A/S' andel i det samordnede Trollfeltet øker med 0,35343 %. Det samordnede Trollfeltet omfatter deler av utvinningstillatelsene 054 og 085 i blokkene 31/2, 31/3, 31/5 og 31/6.

Fordelingen i det samordnede Trollfeltet blir etter dette:

Norske Conoco A/S	1,66157 %
Elf Petroleum Norge AS	2,35300 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	7,68800 %
Saga Petroleum a.s.	4,08000 %
A/S Norske Shell	8,28800 %
Den norske stats oljeselskap a.s	74,57600 %
TOTAL Norge A/S	1,35343 %

Utvinningstillatelse 073

Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s

Fordelingen i utvinningstillatelsen er etter dette:

Amoco Norway A/S	20,000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	10,000 %
Den norske stats oljeselskap a.s	50,000 %
TOTAL Norge A/S	20,000 %

Utvinningstillatelse 094

Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s

Fordelingen i utvinningstillatelsen er etter dette:

Norsk Agip A/S	9,800 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	4,900 %
Mobil Development Norway A/S	14,700 %
Neste Petroleum A/S	9,800 %
Den norske stats oljeselskap a.s	51,000 %
TOTAL Norge A/S	9,800 %

Denne overdragelsen gjelder også en andel på 9,800 % i feltene Smørbukk og Smørbukk Sør.

Utvinningstillatelse 099

Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s

Fordelingen i utvinningstillatelsen er etter dette:

Norsk Hydro Produksjon a.s	12,500 %
Den norske stats oljeselskap a.s	50,000 %
TOTAL Norge A/S	37,500 %

Denne overdragelsen gjelder også for Snøhvitfunnet.

Utvinningstillatelse 134

Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s

Fordelingen i utvinningstillatelsen er etter dette:

Norsk Agip A/S	30,000 %
Enterprise Oil Norwegian A/S	10,000 %
Den norske stats oljeselskap a.s	50,000 %
TOTAL Norge A/S	10,000 %

Utvinningstillatelse 150

Operatør: Norske Fina A/S

Med virkning fra 3.6.1993 har Norske Fina A/S overdratt 20 % av sin 30 % andel til Enterprise Oil Norwegian A/S.

Fordelingen i utvinningstillatelsen er etter dette:

Enterprise Oil Norwegian A/S	30,000 %
Norske Fina A/S	10,000 %
Saga Petroleum a.s.	10,000 %
Den norske stats oljeselskap a.s	50,000 %

Utvinningstillatelse 066

Operatør: Saga Petroleum a.s.

Saga Petroleum a.s. har med virkning fra 25.1.1993 overtatt en andel på 10,000 % i utvinningstillatelsen fra Norsk Hydro Produksjon a.s.

Fordelingen i utvinningstillatelsen var etter dette:

Mobil Development Norway A/S	28,600 %
Saga Petroleum a.s	21,400 %
Den norske stats oljeselskap a.s	50,000 %

Saga Petroleum a.s. har med virkning fra 8.12.1993 overtatt en andel i utvinningstillatelsen på 28,600 % fra Mobil Development Norway A/S.

Fordelingen i utvinningstillatelse 066 er etter dette:

Saga Petroleum a.s.	50,000 %
Den norske stats oljeselskap a.s	50,000 %

Utvinningstillatelse 121

Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s

Den norske stats oljeselskap a.s. har med virkning fra 1.7.1993 overtatt operatøransvaret for utvinningstillatelse 121 fra Mobil Development Norway A/S.

Med virkning fra 6.7.1993 har Saga Petroleum a.s. ervervet 100 % av aksjene i DNO Olje A/S. Selskapet har andeler i seks utvinningstillatelser: 086, som om-

Tabell 2.4.5
Tilbakeleveringer

Utvinnings- tillatelse	Operatør	Blokk	Opprinn. areal km ²	Tilb.levert areal km ²	Areal i utv. till. km ²
047	Hydro	33/5	64,203	64,203	0,000
048	Hydro	15/5	214,481	96,479	118,002
061	Hydro	7120/12	109,403	109,403	0,000
106	Statoil	6407/4	204,474	204,474	0,000
108	Shell	7120/4	160,621	80,543	80,078
120	Hydro	34/7, 34/8	546,309	274,705	271,604
127	Elf	6607/12	419,895	209,560	210,335
130	Statoil	6201/11	478,061	478,061	0,000
132	Hydro	6407/10	452,564	380,440	72,124
135	Saga	7124/3, 7125/1	646,039	326,328	319,711
136	Hydro	7219/9, 7220/7	628,935	628,935	0,000
138	Total	7122/6	327,333	234,567	92,766
139	Statoil	7226/8, 7226/9, 7226/11	947,638	947,638	0,000
155	Shell	6306/10	468,712	468,712	0,000
160	Mobil	7228/1, 7228/2	610,600	610,600	0,000
161	Hydro	7228/8, 7228/9	628,856	628,856	0,000
178	Esso	7122/1, 7122/4	650,352	650,352	0,000

fatter feltene Tordis, Snorre, Vigdis og Staffjord Øst, samt i utvinningstillatelsene 100, 104, 115, 151 og 158.

DNO Olje A/S blir ikke fusjonert i Saga Petroleum a.s., men opprettholdes som et heleid datterselskap.

Norminol A/S ble med virkning fra 21.12.1992 et heleid datterselskap av Saga Petroleum a.s. Norminol har eierandeler i følgende fem utvinningstillatelser: 008, 009, 016, 018 og 124.

I brev av 13.12.1993 samtykker Nærings- og energidepartementet i at Den norske stats oljeselskap a.s overdrar 10,000 % av sine andeler i utvinningstillatelsene 055 og 185 til Norsk Hydro Produksjon a.s., og at

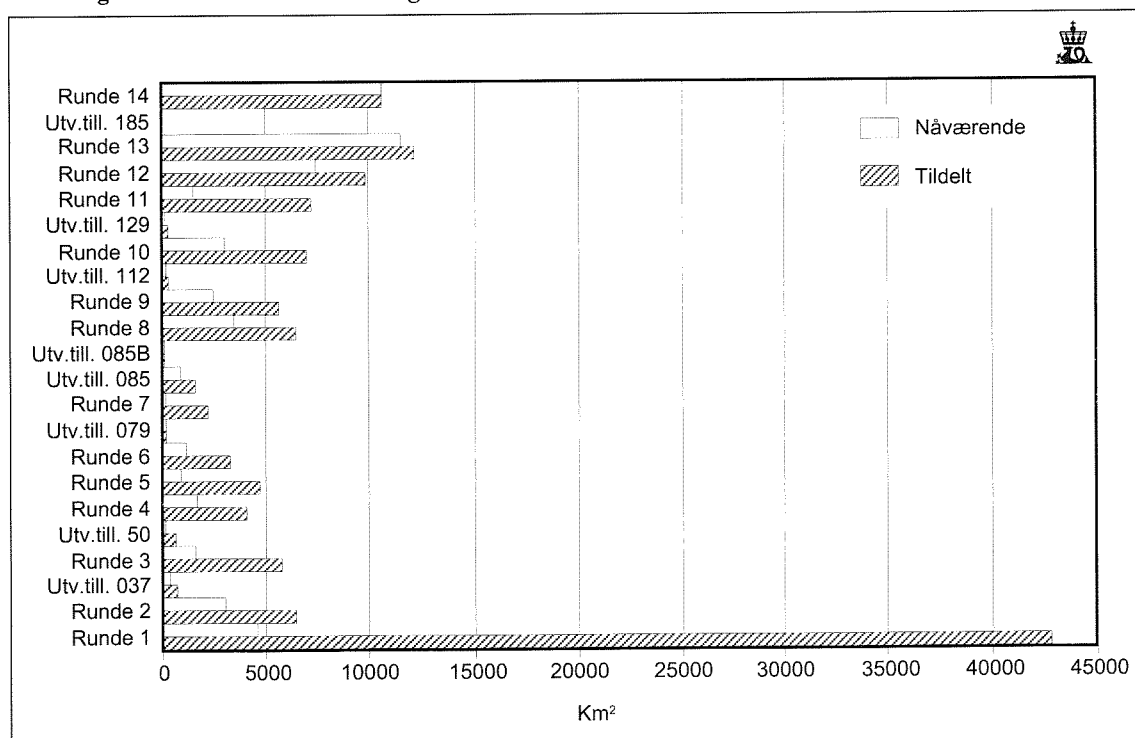
Norsk Hydro overdrar sin 10,000 % andel i utvinningstillatelse 124 til Den norske stats oljeselskap a.s. Norsk Hydro overdrar også sin 1,250 % andel i det samordnede Heidrunfeltet til Den norske stats oljeselskap a.s. Det samordnede Heidrunfeltet omfatter deler av utvinningstillatelsene 095 og 124 i blokkene 6507/7 og 6507/8.

Utvinningsstillatelse 055

Operatør: Norsk Hydro Produksjon a.s

Fordelingen i utvinningstillatelsen er etter dette:

Fig. 2.4.5
Tildelt og nåværende areal i utvinningstillatelser



Esso Norge A/S	17,600 %
Neste Petroleum A/S	13,200 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	23,200 %
Den norske stats oljeselskap a.s	46,000 %

Utvinningstillatelse 185

Operatør: Norsk Hydro Produksjon a.s

Fordelingen i utvinningstillatelsen er etter dette:

Esso Norge A/S	17,600 %
Neste Petroleum A/S	13,200 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	23,200 %
Den norske stats oljeselskap a.s	46,000 %

Utvinningstillatelse 124

Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s

Fordelingen i utvinningstillatelsen er etter dette:

Norske Conoco A/S	15,000 %
Conoco Petroleum Norge A/S	10,000 %
Neste Petroleum A/S	10,000 %
Norminol A/S	5,000 %
Den norske stats oljeselskap a.s	60,000 %

Utvinningstillatelsene 095 og 124 (Det samordnede Heidrunfeltet)

Operatør: Norske Conoco A/S

Fordelingen i det samordnede Heidrunfeltet er etter dette:

Norske Conoco A/S	18,125 %
Neste Petroleum A/S	5,000 %
Norminol A/S	0,625 %
Den norske stats oljeselskap a.s	76,250 %

Den 8.12.1993 fusjonerte Esso Exploration & Production Norway Inc. med Esso Exploration & Production Norway A/S. Det første selskapet oppløses. Dette medfører at alle selskapets andeler i utvinningstillatelsene 001, 027, 028, 029 og 030 overtas av Esso Exploration & Production Norway A/S. Samtidig har Esso Exploration & Production Norway A/S overtatt alle andelene til Esso Norge AS. Dette omfatter utvinningstillatelsene 122, 149, 151, 165, 169, 174, 178, 179 og 185.

2.4.5 Tilbakeleveringer/oppgivelser

Det har vært 17 tilbakeleveringer/oppgivelser av utvinningstillatelser i 1993. I ti av utvinningstillatelsene er hele arealet tilbakelevert. Dette fremgår av tabell 2.4.5. Tildelt og nåværende areal er vist i figur 2.4.5.

2.5 KARTLEGGING OG LETEBORING

2.5.1 Geofysiske og geologiske undersøkelser

Det ble samlet inn 360 728 km seismikk på norsk sokkel i 1993. Antall kilometer refererer seg til linjekilometer. Figur 2.5.1 viser en oversikt over de siste års utvikling med hensyn til antall linjekilometer.

2.5.1.1 Oljedirektoratets geofysiske undersøkelser i 1993

Oljedirektoratet samlet inn 8 083 km seismikk i løpet av 1993, se figur 2.5.1.1.a. I tillegg ble det samlet inn 231 km grunnseismikk. Figurene 2.5.1.1.b og c viser områdene for datainnsamlingen.

Testlinjer

Det ble samlet inn to testlinjer på tilsammen 209 km i Vøringbassenget II (figur 2.5.1.1.b). Dataene ble sam-

Fig. 2.5.1
Innsamlet seismikk på norsk kontinentalsokkel 1962–1993

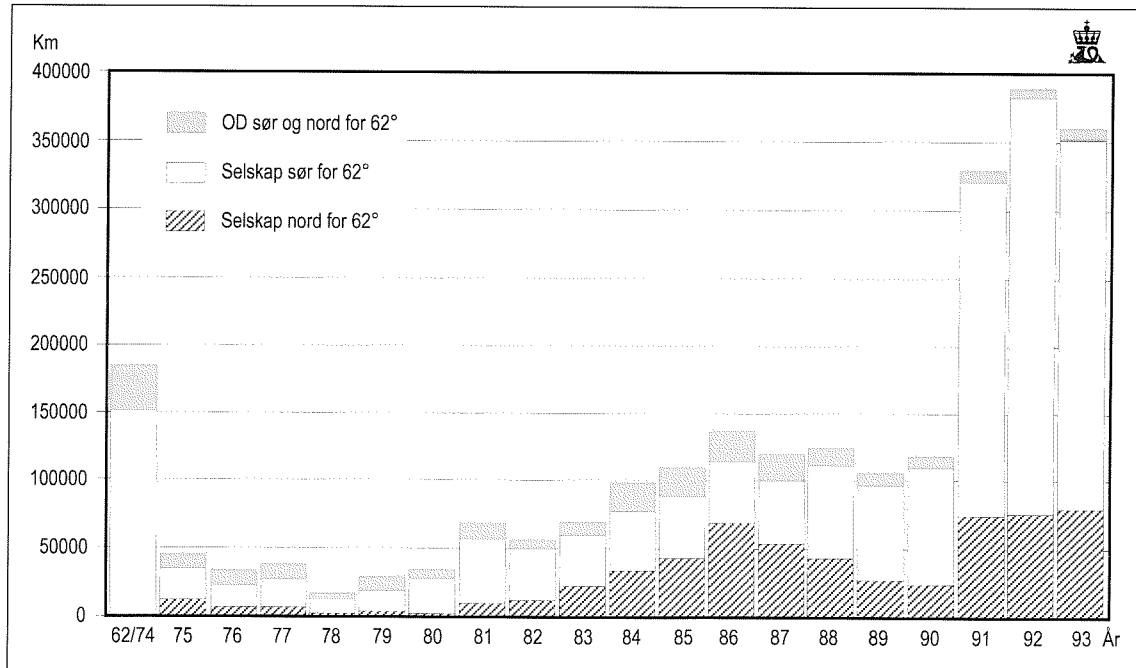
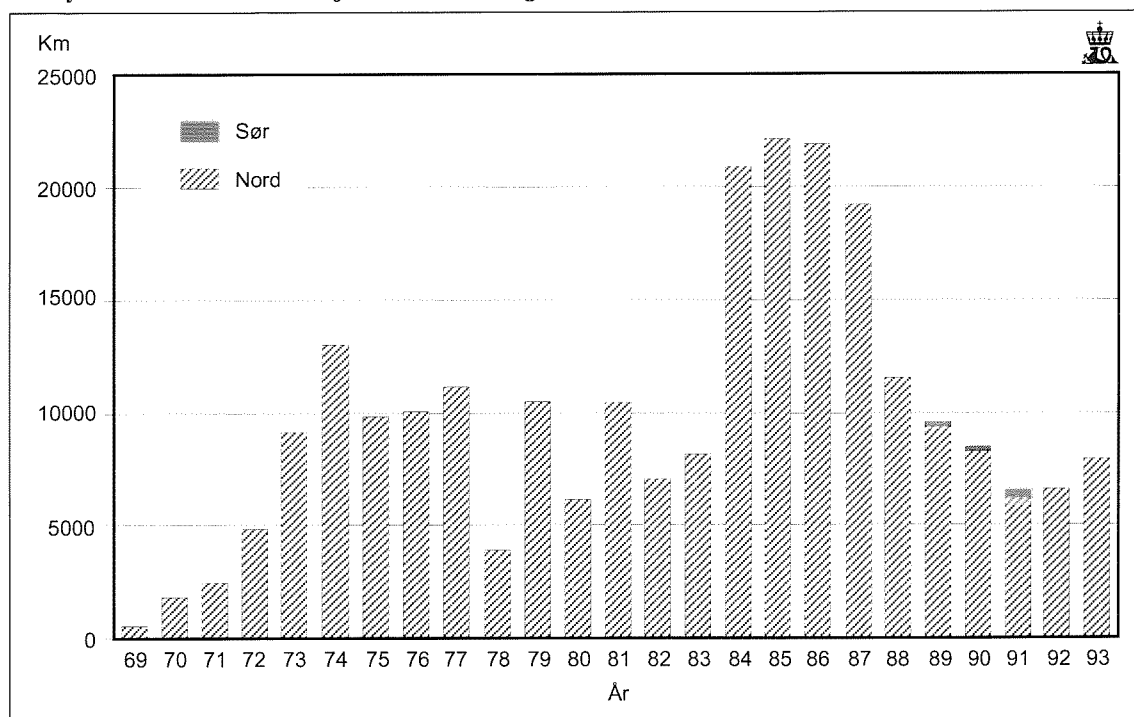


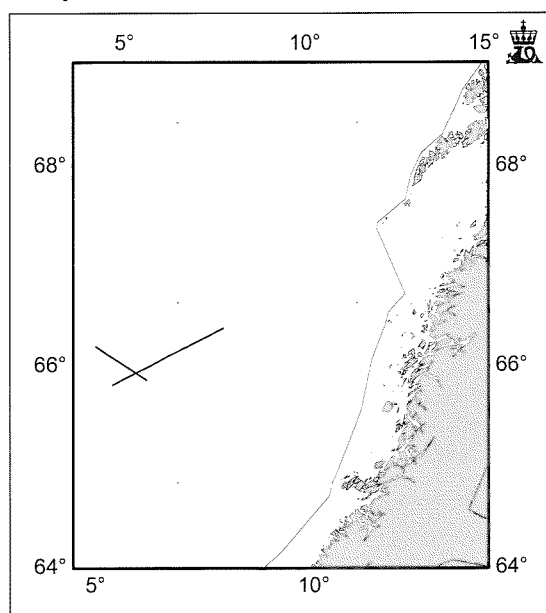
Fig. 2.5.1.1.a
Geofysiske undersøkelser i Oljedirektoratets regi



let inn i oktober med fartøyet «Ocean Explorer». Det ble benyttet to lange kabler (5 100 meter) og lang registreringstid (12 sekund) pga stort havdyp og stor sediment-tykkelse. Hensikten med disse testlinjene var hovedsakelig å forbedre de dype dataene i et område med tildels kraftige støyp problemer. Dataene vil bli prosessert i 1994.

I forbindelse med innsamlingen i det nordlige Barentshavet var det planlagt å samle inn refraksjonsdata ved hjelp av måleutstyr på havbunnen. Prosjektet måtte imidlertid kanselleres pga værforholdene. For å teste ut metoden ble det senere samlet inn et datasett på Tordisfeltet i Nordsjøen. Man benyttet tre-komponents geofoner på havbunnen. Prosjektet ble utført i samarbeid med Saga Petroleum og Read Well Services.

Fig. 2.5.1.1.b
Geofysiske undersøkelser i Norskehavet



Barentshavet

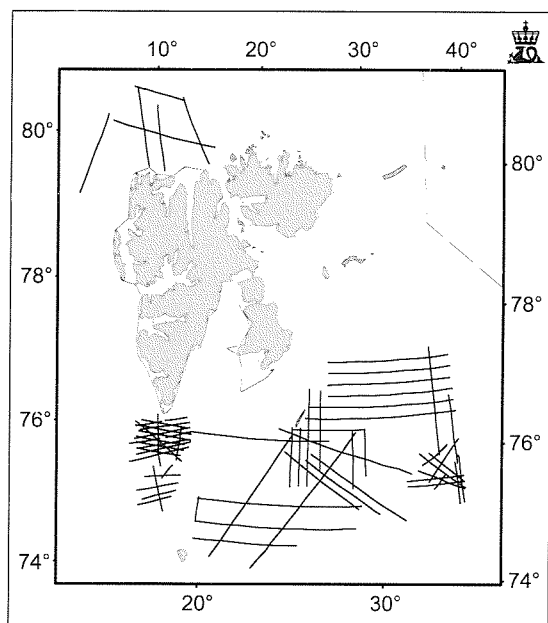
Det var planlagt å samle inn en god del grunnseismikk i Nordflaket som en forundersøkelse til grunne stratigrafiske boringer i området. Til dette formålet valgte man fartøyet «Sea Searcher» fra Gardline. Pga ekstremt vanskelige isforhold var det imidlertid ikke mulig å komme inn i det aktuelle området innen tidsrammen, og det ble derfor bare samlet inn noen testlinjer på tilsammen 184 km rundt Bjørnøya.

Dypseismikken ble samlet inn med to fartøyer fra PGS, «Ocean Explorer» fra Geoteam Exploration og «Master Odin» fra Geoteam AS.

«Master Odin» samlet inn 3 128 km i august/sep-tember hvorav 776 km i Moffenflaket nord for Spitsbergen, 1 467 km på Storbanken og 885 km på Sentralbanken. Det ble benyttet en bred kilde og en 3 000 meter lang kabel. Isforholdene i Moffenflaket var i år relativt gunstige, men det lyktes ikke å komme så langt nord som planlagt på Storbanken. Dataene fra Moffenflaket, Storbanken og Sentralbanken prosesseres henholdsvis hos Ensign, Digital og Geoteam AS.

«Ocean Explorer» er et mer avansert fartøy og det

Fig. 2.5.1.1.c
Geofysiske undersøkelser i Barentshavet



ble benyttet flere innsamlingsteknikker. Først ble det samlet inn 47 km grunnseismikk i sørlige delen av Nordflaket. Det ble så samlet inn 1 627 km seismikk i Nordflaket med to lange kabler (4 050 meter, horisontal separasjon 100 meter) og en kort, grunnere kabel på 1 050 meter i midten.

Dataene prosesseres hos Spectrum og Geco-Prakla. Grunnseismikken prosesseres hos Spectrum.

Det ble samlet inn to linjer på 318 km gjennom Nordflaket og Spitsbergenbanken med en lang kabel på 5 100 meter. Deretter ble det samlet inn 2 801 km i de mest kompliserte områdene på Spitsbergenbanken og Sentralbanken. Det ble her benyttet en bred og kraftig kilde og fire parallelle kabler på 3 000 meter hver med innbyrdes horisontal separasjon på 100 meter.

Prosessering

Oljedirektoratet har avsluttet prosesseringen av dataene fra 1992. Det har vært foretatt en god del reprosessering av data fra det nordlige Barentshavet. Det er oppnådd store forbedringer på en del data fra midten av 70-årene. Det er også blitt utført en del arbeid med data fra 1987–88, men her er det vanskeligere å oppnå forbedringer. Dataene i store deler av området er imidlertid meget kompliserte, og det synes fortsatt å være behov for reprosessering.

Gravimetrisk data

I forbindelse med de seismiske undersøkelsene i Barentshavet ble det samlet inn gravimetrisk data. Dataene vil bli prosessert av Amarok a.s. i 1994.

2.5.1.2 Geofysiske undersøkelser i selskapenes regi

I 1993 ble det innsamlet 352 645 linjekilometer seismikk på norsk sokkel i regi av oljeselskaper og seis-

miske selskaper. Av dette er 318 838 km 3D-seismikk. 270 875 km ble innsamlet i Nordsjøen og 81 770 km i Norskehavet og Barentshavet. Aktiviteten i Nordsjøen avtok med 37 029 km sammenlignet med 1992. Aktiviteten i Norskehavet og Barentshavet økte med 5 546 km.

Norske oljeselskaper samlet inn 179 528 linjekilometer, en nedgang på 28 541 km fra 1992. Utenlandske oljeselskaper samlet inn 83 870 linjekilometer, som er en nedgang på 44 431 km fra året før.

Det ble samlet inn 89 247 linjekilometer kommersiell seismikk av Geco-Prakla, CGG, Geoteam Exploration, Simon og Nopec. Dette er en økning på 41 463 km fra 1992.

2.5.1.3 Salg av seismiske data

Oljedirektoratet har i 1993 regnskapsført inntekter ved salg av seismiske datapakker, se tabell 7.2.a, for 48,5 millioner kroner (37,0 millioner kroner i 1992).

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

Møre Sør

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

Møre I

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

Trøndelag I

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

Trøndelag II, nord for 64°15' N

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

Trøndelag II, sør for 64°15' N

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

Vøringbassenget I

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

Vøringbassenget II

Hydro, Saga og Statoil.

Mørebassenget

Hydro og Saga.

Nordland I

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

Nordland II

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

Nordland III

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

Nordland IV

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

Nordland V

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

Nordland VI

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

Nordland VII

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

Troms I, øst for 19° Ø

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

Troms I, vest for 19° Ø

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

Troms II

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

Troms III

Agip, Amerada, BP, Conoco, Elf, Enterprise, Esso, Fina, Hydro, Idemitsu, Mobil, Neste, Phillips, Saga, Shell, Statoil og Total.

Finnmark Vest

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

Finnmark Øst

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

Bjørnøya Sør

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

Bjørnøya Vest

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

Bjørnøya Øst

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

Lopparyggen Øst

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

Nordkappbassenget, nord for 73°15'N

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

Nordkappbassenget, sør for 73°15'N

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

2.5.1.4 Frigivning av data og materiale fra sokkelen

I forbindelse med Oljedirektoratets oppfølging av oljevirkksomheten på norsk kontinentalsokkel, mottar Oljedirektoratet bl a kopier av logger og målte data fra alle brønner samt kontinuerlige, representative utvalg av borekaks og borekjerner. Prøver av borekaks tas hver 10. meter gjennom borehullet, og hver tredje meter i formasjoner som kan inneholde hydrokarboner. For våtprøver, som skal veie minst 1/2 kg, gjelder samme prøvetakingsfrekvens. Av borekjerner mottar Oljedirektoratet et fullstendig lengdesnitt som omfatter minst en fjerdepart av kjerner i letebrønner og halvparten av kjerner i utvinningsbrønner.

Per 31.12.1993 har Oljedirektoratet lagret 82 143 meter kjernemateriale fra 905 brønner, 375 994 prøver av vasket borekaks fra 1 020 brønner og 445 822 våtprøver fra 1 245 brønner. Dette inkluderer materiale fra utenlandske brønner, det meste fra britisk sektor i Nordsjøen, men også fra Svalbard, Hopen, Andøya, Tanzania og Mozambique.

Oljedirektoratet har ansvaret for å publisere data og frigi materiale i undervisnings- og forskningsøyemed. Data frigis fem år etter at brønnen er komplettert, men Oljedirektoratet har i spesielle tilfeller muligheten til å frigi data etter to år. Rettighetshavernes tolkninger frigis ikke.

«Well Data Summary Sheets», (WDSS), blir publisert årlig, og gir en oversikt over brønner som er blitt fem år i siste kalenderår. Formålet med denne serien er å vise hvilke brønner som er frigitt og hvilket kerne-

og loggmateriale som finnes fra de forskjellige brønner. Videre gis en del tekniske data og testresultater, samt en samlelogg med litologibeskrivelse for hver brønn i målestokk 1 : 4 000.

I tillegg til WDSS har Oljedirektoratet to publikasjoner, «Licenses, Areas, Area-coordinates, Explorations Wells» og «Borehole List. Exploration Drilling», som også gir informasjon om frigitt materiale. Begge er årlige publikasjoner.

Listen over utvinningstillatelser inneholder en oversikt over hver utvinningstillatelse på norsk sokkel; utvinningstillatelsesnummer, tildelingsdato, operatør, tildelt areal, nåværende areal, rettighetshavere og andeler, geografiske koordinatpunkter for arealene, en del data om hver brønn som er boret i tillatelsen og et kart over arealet i hver utvinningstillatelse hvor letebrønnene er plottet inn. I tillegg finnes det en del historiske data og tabeller fra boreaktiviteten.

«Borehole list» er en utvidet versjon av Oljedirektoratets tidligere publikasjon. Letebrønnene er her presentert i fem forskjellige sorteringer. Sorteringene er brønnbetegnelse, påbegynnelsesdato, avslutningsdato, operatør og utvinningstillatelse. Denne type informasjon kan også leveres i digital form.

Andre digitale sammenstillinger av frigitte data er også tilgjengelige. Det henvises her til Oljedirektoratets publikasjonsliste.

I Oljedirektoratets kjernestudierom er det anledning til å studere kjernemateriale, borekaks og våtprøver, og i spesielle tilfeller er det mulig å få utlevert materiale fra disse til studier og analyser utenfor direktoratet. Her gjelder også fem års regelen for frigivning. I 1992

startet Oljedirektoratet en praksis med å kreve gebyr for bruk av kjernestudierom.

Ettersom utlevert prøvemateriale ofte ikke kan returneres etter bruk, vil Oljedirektoratet vurdere nytten av analysen og om tilsvarende analyser er utført på samme materialet tidligere før utlevering godkjennes. Dersom lagerbeholdningen kommer under et minimumsnivå, vil også søknad om utlevering kunne avslås. Søknader om frigivning av geologiske prøver rettes til Frigivningskomiteen i Oljedirektoratet, og blir nå behandlet tre ganger i året med søknadsfrist 1. april, 1. august og 1. desember.

67 søknader har vært behandlet i 1993. 15 av disse var om organisk geokjemiske studier, 20 om biostratigrafiske, 28 om sedimentologiske/petrofysiske og 4 om olje/kondensatprøver.

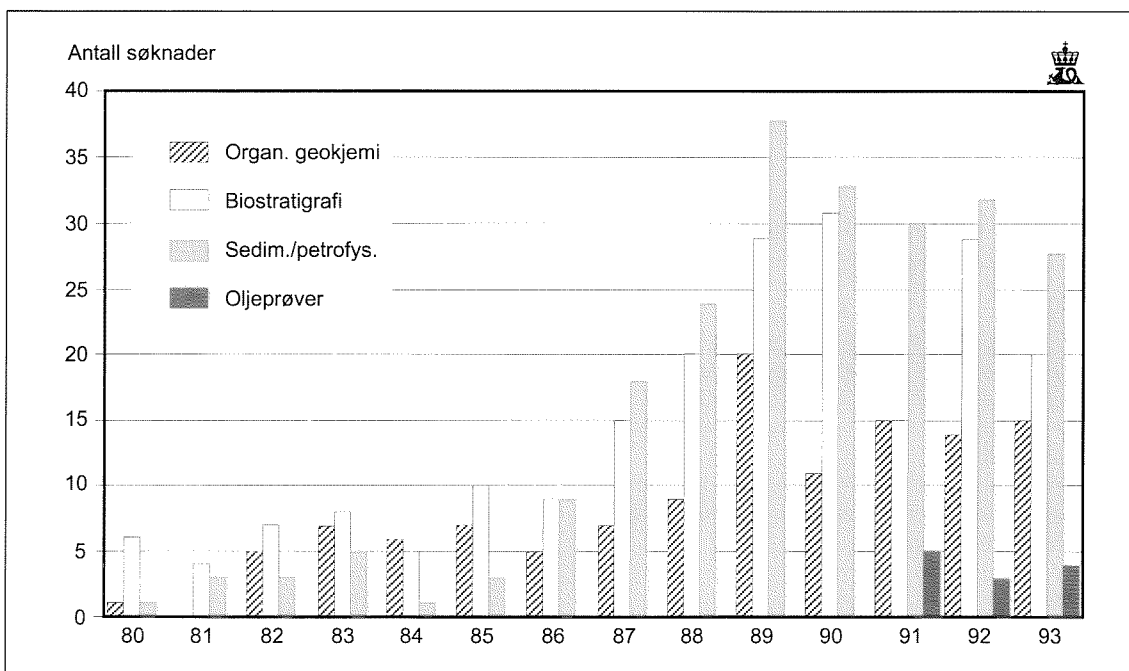
Det ble til sammen søkt om å få frigitt ca 600 kg prøvemateriale.

Figur 2.5.1.4 viser etterspørselen etter prøvemateriale fordelt på fagområdene organisk geokjemi, biostratigrafi, sedimentologi/petrofysikk og oljeprøver.

Oljedirektoratet har per 31.12.1993 frigitt 278 seismiske undersøkelser som omfatter 206 765,937 linjekilometer seismikk. Dette er undersøkelser som oljeselskaper og andre kommersielle foretak har gjennomført. De frigitte undersøkelsene er fordelt med 247 undersøkelser i Nordsjøen og 31 undersøkelser i Norskehavet. Tabell 7.2.b gir en oversikt over frigitte seismiske data.

Fortegnelse over de frigitte undersøkelsene foreligger i publikasjonen «Released seismic surveys, Volume A & B». «Volume A» inneholder datapakkene i

Fig. 2.5.1.4
Søknader om prøvemateriale på fagområder



Nordsjøen og «Volume B» inneholder datapakkene i Norskehavet.

2.5.2 Åpning av nye områder for letevirksomhet

I regi av Nærings- og energidepartementet har det vært foretatt en grundig utredning av konsekvensene av leteaktivitet for miljø, naturressurser og samfunn i uåpnede områder i Norskehavet og Skagerrak. Konsekvensutredningene er offentlig tilgjengelig og ble sendt på høring til ulike instanser i september 1993. De aktuelle områdene er vist i figurene 2.5.2.a og b.

Nordsjøen	Skagerrak øst for 7° Ø	14 770 km ²
Norskehavet	Trøndelag I øst	6 979 km ²
	Nordland IV	15 436 km ²
	Nordland V	5 723 km ²
	Nordland VI	23 702 km ²
	Nordland VII	23 790 km ²
	Vøringbassenget I	41 338 km ²
	Vøringbassenget II	59 923 km ²
	Mørebassenget	39 403 km ²

Oljedirektoratet har kartlagt de aktuelle områdene ut fra de tilgjengelige data og gjort en vurdering av de petroleumsgeologiske forutsetningene for områdenes petroleumspotensial. De tre viktigste forutsetninger

som må være oppfylt for at hydrokarboner skal være tilstede er:

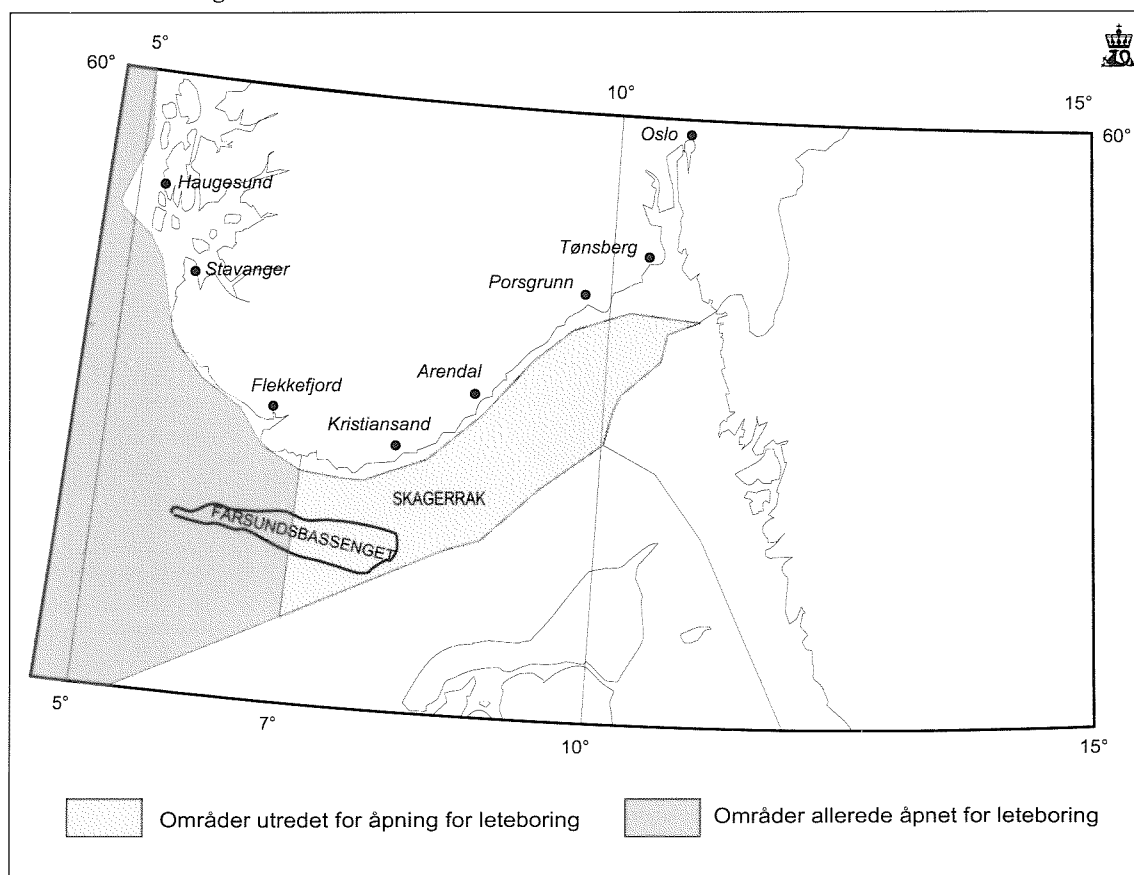
- 1) det må finnes en reservoarbergart,
- 2) det må finnes en moden kildebergart som kan generere hydrokarboner og
- 3) det må være dannet hydrokarbonfeller til riktig tid og sted i forhold til kildebergartens plassering og modningstidspunkt. En generell sammenfatning av direktoratets vurdering gis i det følgende.

Skagerrak

Det uåpnede området av Skagerrak ligger øst for 7° Ø. Området har vært åpnet for industrien for seismiske undersøkelser siden første tildelingsrunde. Området er nå dekket med mellom 2 x 2 til 4 x 4 km nett vest for Kristiansand og ca 10 x 10 km nett østenfor. Det har ikke vært boret letebrønner innenfor området, men på dansk side av delelinjen er det boret fire brønner i 10–20 km avstand fra delelinjen på strekningen mellom 7° og 9° Ø, uten at det er gjort funn. På norsk side ble det i 1989 samlet inn bergartsprøver i et grunnboringprogram på fire hull, hvorav det dypeste gikk til 300 meter under havbunnen. Dette programmet ble utført av IKU og finansiert av flere oljeselskaper.

Det uåpnede området kan deles inn i to geologiske hovedprovinser: de kystnære grunnfjellsområdene i nord og områdene med de uomdannede sedimentære

Fig. 2.5.2.a
Leteområder i Skagerrak



bergartene i sør. I den nordlige provinsen kommer de krystallinske underlagsbergartene helt opp i havbunnen.

Den sørlige provinsen kan deles i ytterligere to soner, en i nordøst og en i sørvest. I den nordøstlige sonen er de sedimentære bergartene i stor grad erodert, og de lag som er kjent for å kunne inneholde hydrokarboner er delvis fjernet. Dette sammen med skråstillingen av lagene øker sjansene for at eventuelle hydrokarboner kan være lekket ut, men området er likevel interessant med henblikk på å finne olje eller gass.

I den sørvestlige sonen har ikke erosjonen vært så dyp (den avtar jevnt fra land) og de viktigste bergartene er til stede (jura og kritt). Det er mulig at de tradisjonelle letemodellene fra resten av Nordsjøen kan anvendes også innenfor denne sonen. Det området som peker seg ut som det mest interessante i dag er flankene av Farsunds-bassenget, se figur 2.5.2.c. Det er gode muligheter for at dette bassenget inneholder en moden kildebergart som kan ha avgitt hydrokarboner til omkringliggende strukturer.

Fig. 2.5.2.b
Leteområder i Norskehavet

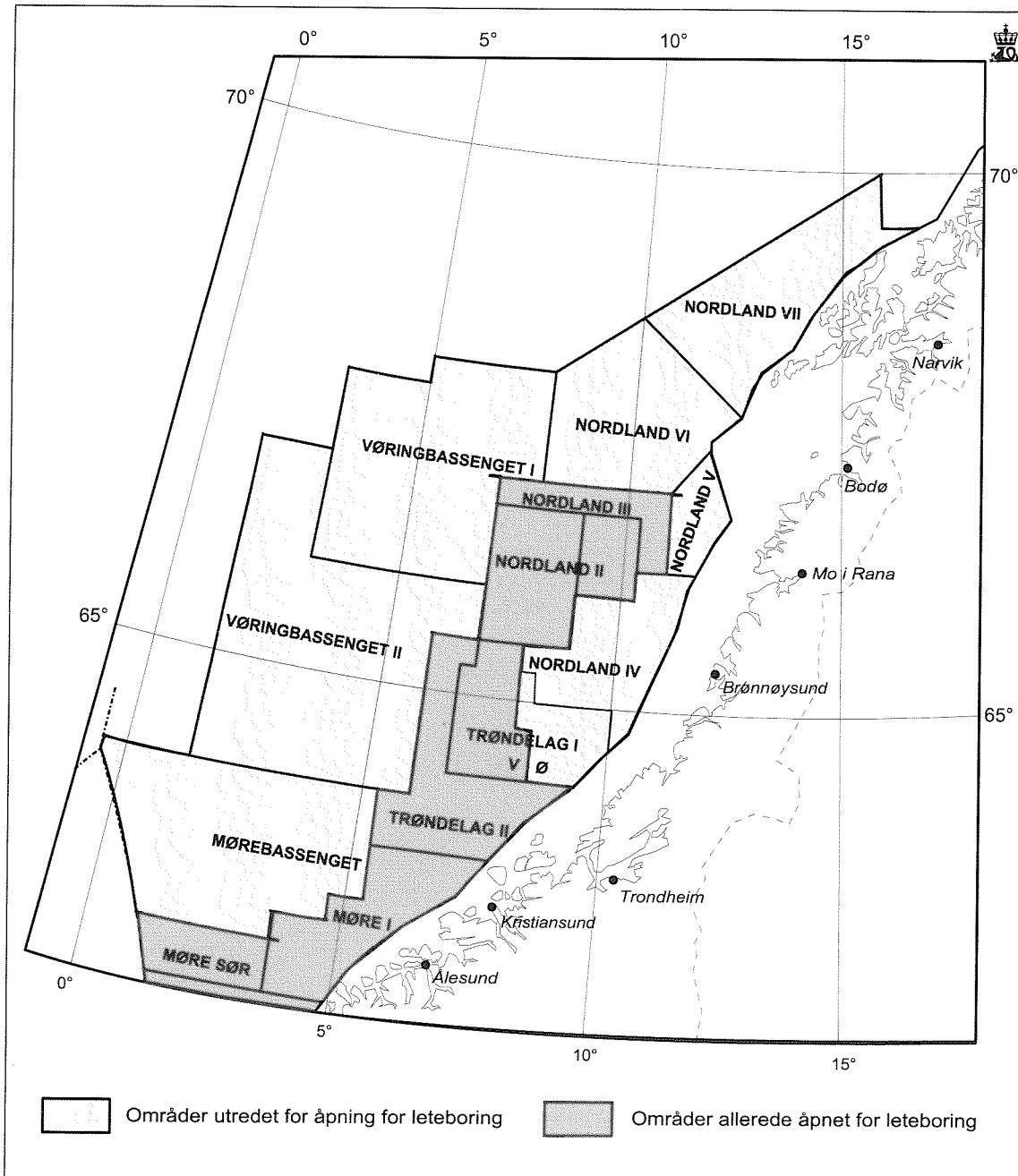
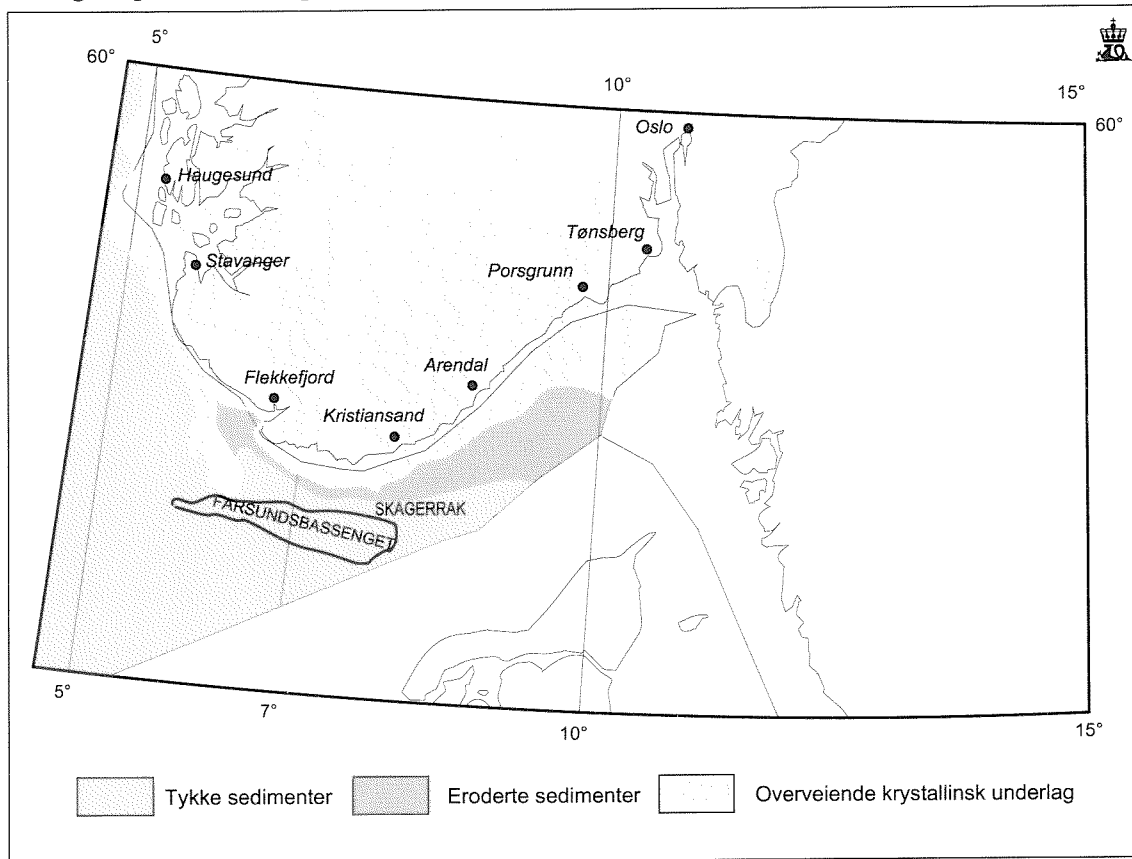


Fig. 2.5.2.c
Geologiske provinser i Skagerrak



Norskehavet

Området som er utredet består av delområdene Trøndelag I (øst), Nordland IV, Nordland V, Nordland VI, Nordland VII, Vøringbassenget I, Vøringbassenget II og Mørebasenget, se figur 2.5.2.b. Hele dette området er nå åpent for seismiske undersøkelser for industrien. Best dekningsgrad er det i de østlige områdene, mens de tre nylig åpne bassengområdene i vest foreløpig ligger noe etter. I de østlige områdene Trøndelag I og Nordland IV og V har IKU på oppdrag av industrien gjennomført flere prøvetakingsprosjekter med grunne borer. Ellers er geologien her rimelig godt kjent fra letebrønnene i de tilstøtende åpne områdene på denne delen av sokkelen.

Institutt for kontinentalsokkelundersøkelser (IKU) og industrien har også foretatt et grunnbøringsprogram i Nordland VI og VII og i Vøringbassenget I. Videre er det i regi av selskapene utført høyoppløselig flymagnetiske undersøkelser og overflategeokjemiske undersøkelser i Vøringbassenget I. I de vestlige bassengområdene er det tidligere også utført grunne borer med vitenskapelig formål i regi av de internasjonale dyphavsborerprogrammene (Ocean Drilling Programme og Deep Sea Drilling Programme). Letebrønnene i de tilstøtende områdene har begrenset informasjonsverdi for de vestlige bassengområdene, når

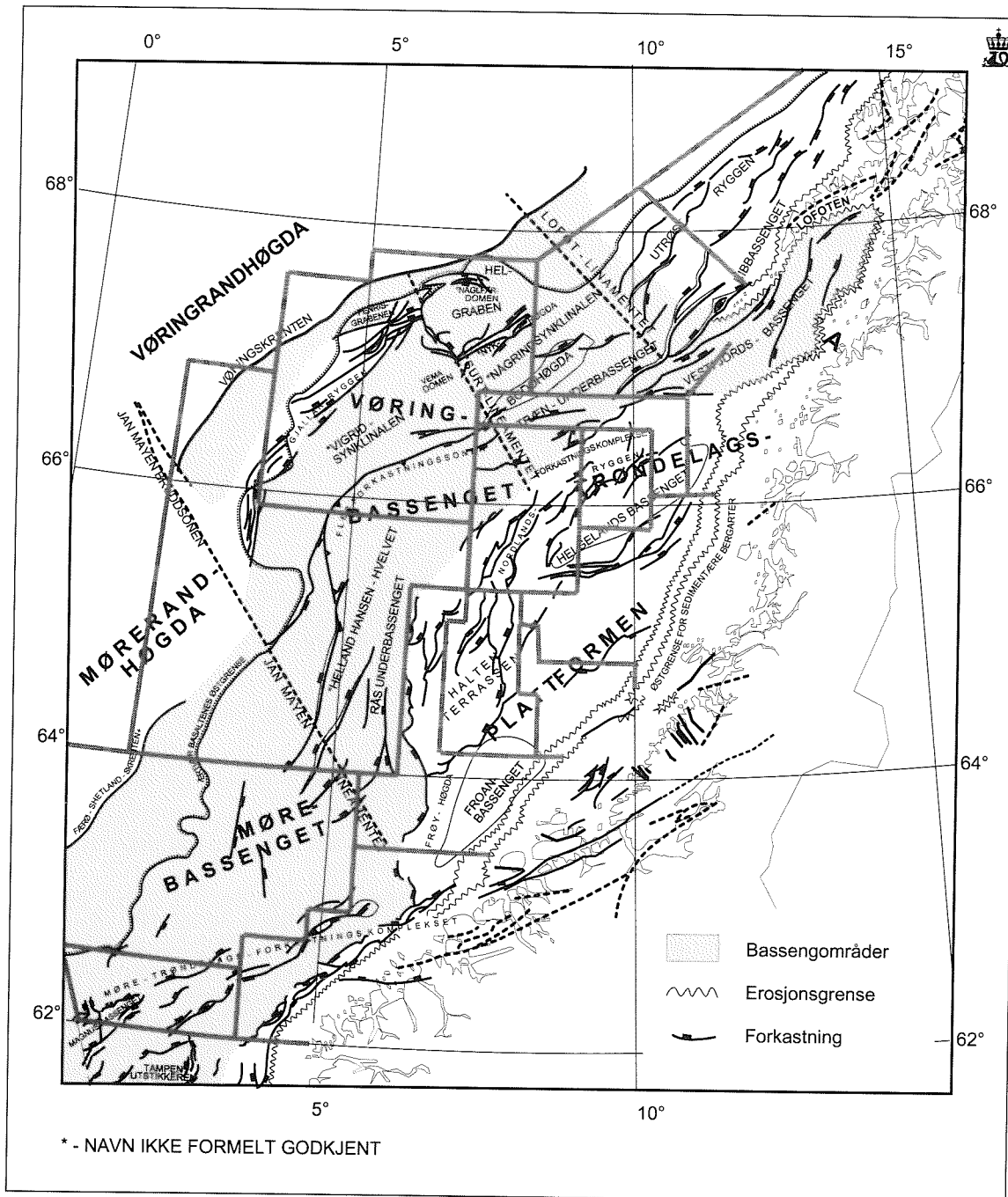
man ser bort fra de to brønnene i blokk 6607/5 (Bodø-høgda).

Grovt sett er det i en sentral sone mellom fastlandet og de dype havområdene at det vil være mest aktuelt med leteaktivitet. Dette inkluderer de allerede åpne områdene og store deler av konsekvensutredningsområdet. I øst går det en sone langs kysten der de krystallinske underlagsbergartene kommer helt opp i havbunnen og gjør leteboring uaktuelt, se figur 2.5.2.d. I en tynn sone parallelt med og vest for denne er de sedimentære bergartene skråstilt og dypt erodert slik at deler av de viktigste bergartene er fjernet. Dette kan ha ført til at eventuelle hydrokarboner allerede har lekket ut, men en kan ikke se bort fra mulighetene for å finne hydrokarboner i dette området.

Vest for Vøringrand- og Mørerand-høgdene er området avgrenset av geologisk ung oseanskorppe med et forholdsvis tynt dekke av sedimenter. Østfor og innenfor oseanskorppe ligger det en bred sone med lavabergarter oppå kritt-sedimentene. Lavabergartene reduserer den seismiske datakvaliteten og gjør at det er vanskelig å kartlegge de underliggende bergartene seismisk. Siden det er de underliggende bergartene som er de mest interessante, er man avhengig av ny og/eller forbedret kartleggingsteknologi.

Områdene som er aktuelle for åpning for letebo-

Fig. 2.5.2.d
Geologiske provinser i Norskehavet



ring, kan geologisk sett deles i tre provinser: en østlig provins (Trøndelag I og Nordland IV og V), en nordlig provins (Nordland VI og VII) og en vestlig provins (Vøringbassenget I og II og Mørebassenget).

I den østlige provinsen er geologien svært lik den vi finner innenfor de allerede åpne områdene på Haltenbanken der det er gjort funn. En viktig forskjell fra de åpne områdene er at i øst er den kjente kildebergarten mindre moden, med unntak av områdene nord i

Nordland V. Framtidig leteaktivitet i dette området avhenger derfor i større grad av om det finnes en eldre, dypere og bedre kildebergart som kan ha avgitt hydrokarboner. Visse ting kan tyde på det, men det er ennå ikke avklart.

I den nordlige provinsen er svært mye av de viktigste bergartene dypt erodert i vest. De største sedimenttykkelsene finner vi nær land parallelt med kysten. Området antas å ha et interessant potensial, og en reg-

ner med å kunne benytte mange av de samme letemodellene som har vist seg brukbare innenfor de åpnete områdene lenger sør.

I den vestlige provinsen er de geologiske forholdene vesentlig forskjellig fra de øvrige områdene. Denne provinsen består av store bassengområder med gjennomgående enorme tykkelser av krittbergarter. Leteaktiviteten må basere seg på stort sett nye og uprøvede letemodeller. Områdets potensial er stort, men usikkert. Ulike geologiske tolkninger og modeller tilsier at den mest kritiske faktoren er om det finnes eller ikke finnes effektive og modne kildebergarter i området.

2.5.3 Leteboring

Ved årsskiftet 1992/1993 var 8 letebrønner under boring, en av disse var en gjenåpning av en tidligere boret brønn.

I 1993 er det påbegynt 27 letebrønner, fordelt på 21 undersøkelsesbrønner og 6 avgrensingsbrønner. Borevirksomheten i 1993 har vært fordelt med 19 letebrønner: 14 undersøkelses- og 5 avgrensingsbrønner i Nordsjøen, 6 letebrønner: 4 undersøkelses- og 2 avgrensingsbrønner i Norskehavet og 2 undersøkelsesbrønner i Barentshavet. I tillegg ble 8 suspenderte letebrønner gjenåpnet for videre operasjoner. Ved årsskiftet 1993/1994 var 8 letebrønner under boring.

Per 31.12.1993 var det totalt påbegynt 779 letebrønner på norsk sokkel. Disse fordeler seg med 555 undersøkelses- og 224 avgrensingsbrønner, se figur 2.5.3.a.

Norske selskaper har ved årets slutt hatt operatøransvaret for 50,4% av de påbegynte letebrønnene.

I 1993 ble det avsluttet 26 letebrønner på norsk sokkel, fordelt på 18 undersøkelsesbrønner og 8 avgrensingsbrønner. Geografisk fordeler brønnene seg som følger: 13 undersøkelses- og 6 avgrensingsbrønner i Nordsjøen, 4 undersøkelses- og 2 avgrensingsbrønner i Norskehavet og 1 undersøkelsesbrønn i Barentshavet.

Operatøransvaret for de avsluttede boringene i 1993 har vært som følger: Statoil 8, Norsk Hydro 5, Saga Petroleum 4, Shell 2, Agip 2 og Elf, Amoco, Conoco, Mobil og Deminex 1 hver.

Per 31.12.1993 var 771 letebrønner avsluttet eller suspendert på norsk sokkel. De fordeler seg med 549 undersøkelses- og 222 avgrensingsbrønner.

Tabell 7.3.f viser en oversikt over påbegynte og/eller avsluttede letebrønner i 1993.

Totalt er 45 letebrønner midlertidig forlatt på norsk sokkel ved årets slutt.

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

2/01-09 A	25/02-13	31/02-16 SR
2/04-15 S	25/04-06 S	31/02-18 A
2/04-17	25/05-04	31/05-04 AR
2/04-18	25/11-16	31/05-05
2/07-20 R	30/02-01	34/04-07
2/07-21 SR	30/03-04	34/07-16 R
2/07-23 S	30/06-19	34/07-19
2/07-25 S	30/06-21	34/08-04 A
2/10-02	30/06-22	34/10-34
2/12-02 S	30/09-07	6407/07-02 R
7/11-10 SR	30/09-08 R	6407/07-04
7/12-08	30/09-09	6506/12-08

Fig. 2.5.3.a
Letebrønner på norsk kontinentalsokkel

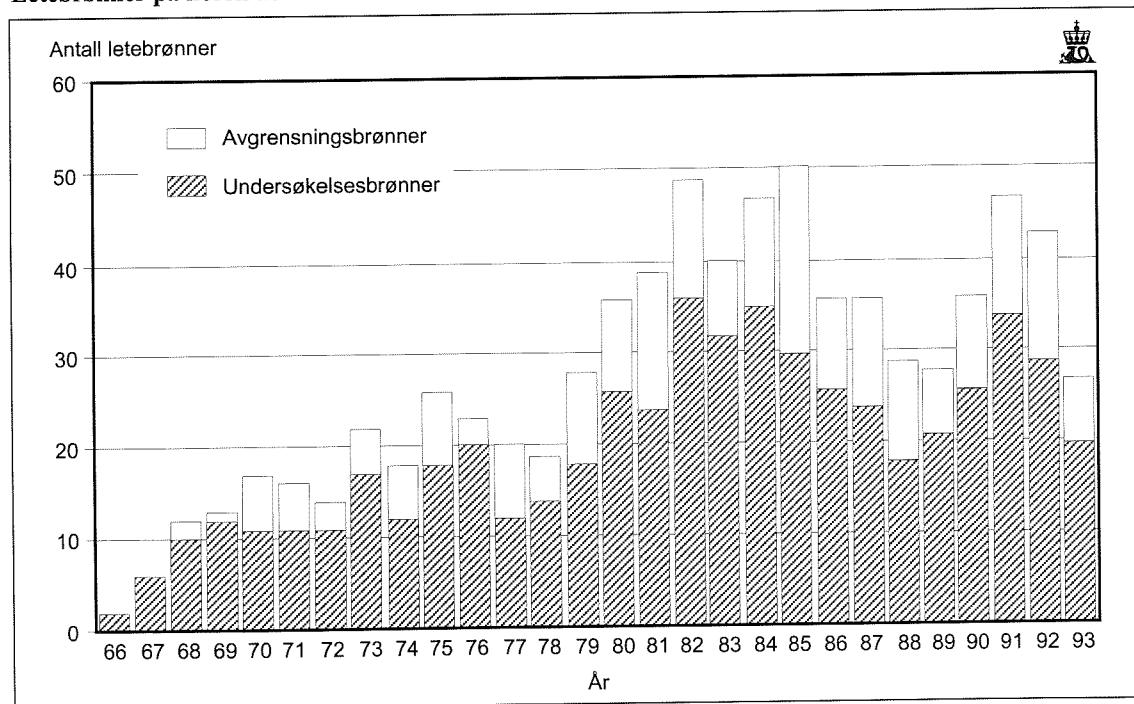
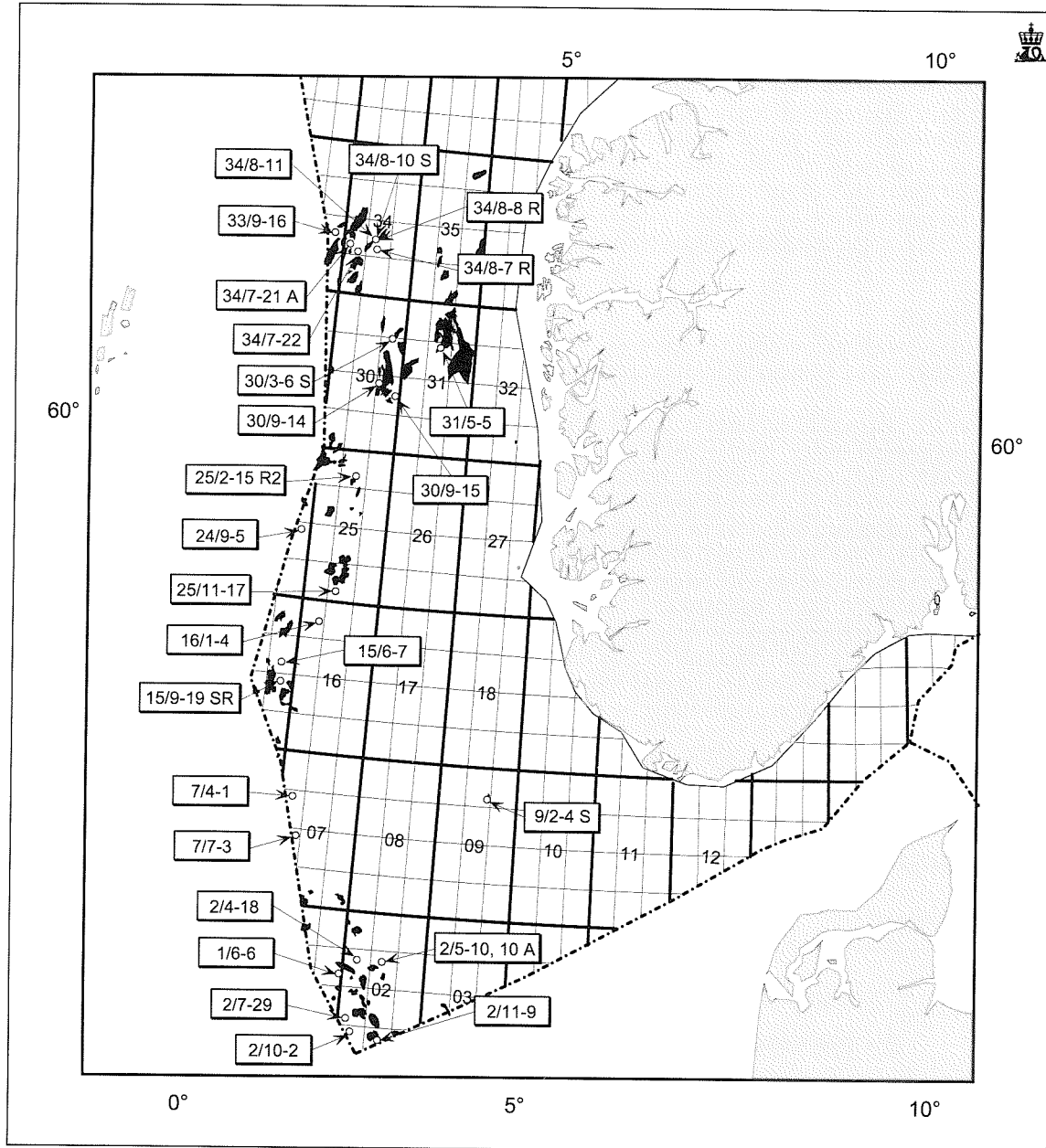


Fig. 2.5.3.b
Letebrønner boret i Nordsjøen i 1993



7/12-09	30/09-10	6507/08-04
15/09-19 SR	30/09-12 A	6608/10-03
15/12-06 S	30/09-13 S	
15/12-09 S		

Figurene 2.5.3.b, c og d viser brønner under boring i de tre områdene på norsk sokkel i 1993. (Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet).

De norske selskapene Statoil, Norsk Hydro og Saga Petroleum har hatt operatøransvaret for 19 av de påbegynte boringene hvilket tilsvarer 70%. De resterende 8 boringene fordeler seg på Agip, Shell, Amoco, Conoco, BP, Fina og Deminex. Dette går fram av tabell 7.3.c.

2.5.3.1 Fordeling av prospekttyper

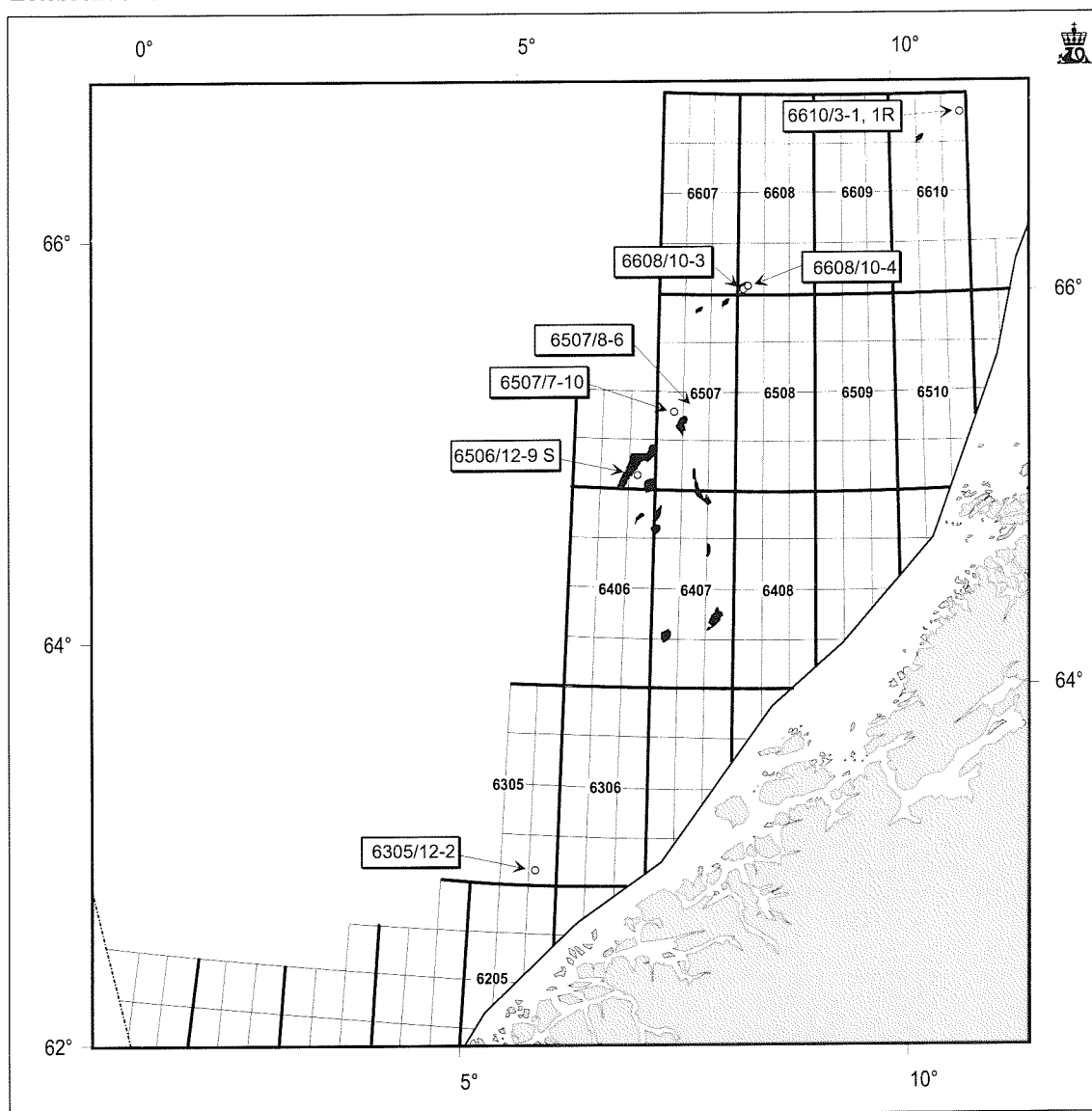
Leteaktiviteten har i 1993 for en stor del vært rettet mot jurassiske sandsteinsprospekter. Av de 27 letebrønnene som ble påbegynt, hadde 21 disse bergartene som hovedprospekt. Andre hovedprospekter var to i kritt, ett i trias, to i perm og ett i devon.

Når det gjelder sekundære prospekter var det ett i tertiær, ett i paleocen, tre i kritt, seks i jura, ett i trias og fire i perm.

2.5.3.2 Nye funn i 1993

Av de avsluttede leteboringer i 1993, er tre funn bekreftet gjennom produksjonstesting.

Fig. 2.5.3.c
Letebrønner boret i Norskehavet i 1993



Det er ytterligere påvist hydrokarboner i 2/7–29 og 30/9–15, men på grunn av reservoarkvalitet og antatt volum ble det besluttet å ikke produksjonsteste disse brønnene. De to sistnevnte boringene var ikke avsluttet ved årsskiftet.

Letebrønn	Operatør	Hydrokarboner
15/9–19 SR	Statoil	Olje
34/7–22	Saga Petroleum	Olje
34/8–7 R	Norsk Hydro	Gass

Blokk 15/9

Statoil har som operatør for utvinningstillatelse 046, deler av blokkene 15/8 og 15/9, boret undersøkelsesbrønn 15/9–19 SR på en struktur vest for Lokefeltet og gjort et nytt oljefunn. Brønnen ble boret til et vertikalt dyp av 3 108 meter under havoverflaten og avsluttet i

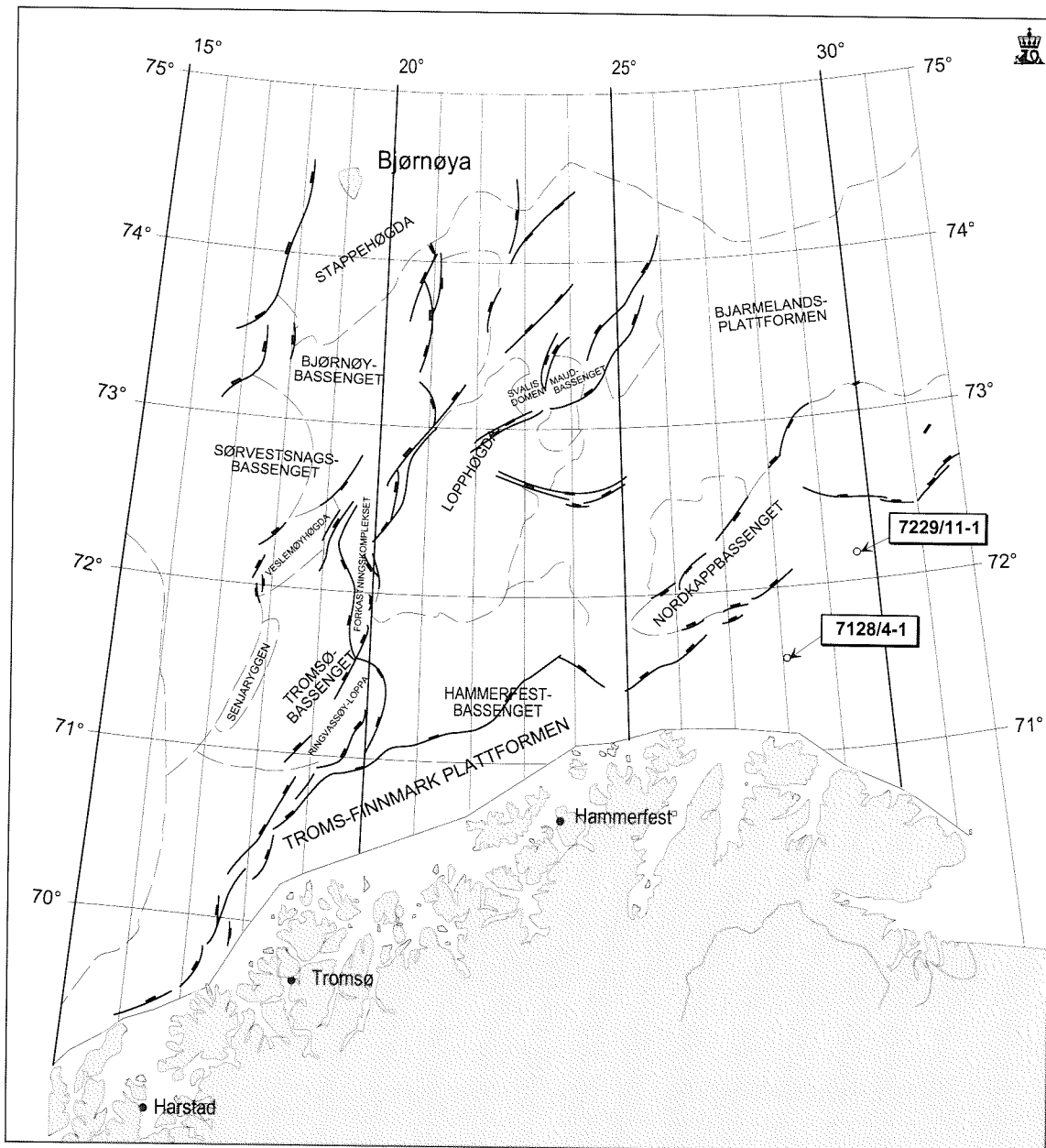
bergarter av trias alder. Olje ble påtruffet i sandsteiner av tidlig jura alder og brønnen ble produksjonstestet. Høyeste produksjonsrate ble målt til 1 340 Sm³ olje per dag med et gass/oljeforhold på 100. Dyseåpningen var 22,7 mm og oljens tetthet ble målt til 0,87 g/cm³. Ressursanslaget for dette funnet er 4,6 millioner Sm³ olje og 0,7 milliarder Sm³ gass.

Resultatet av boringen er oppmuntrende med tanke på videre leting på juranivå i området.

Blokk 34/7

Saga Petroleum har som operatør for utvinningstillatelse 089, blokk 34/7, boret undersøkelsesbrønn 34/7–22 i den sørøstlige delen av blokken. Brønnen ble boret til 2 478 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av tidligjura alder. Det ble påtruffet olje i sandsteiner tilhørende Brentgruppen. Det ble utført en produksjonstest i brønnen. Hovedstrømmen

Fig. 2.5.3.d
Letebrønner boret i Barentshavet i 1993



gav en stabil rate på 1 220 Sm³ olje per dag gjennom en 14,3 mm dysseåpning. Gass/olje-forholdet var 65 Sm³/Sm³ og oljens tetthet ble målt til 0,83 g/cm³. Test-resultatene vurderes som gode. Funnet er relativt lite, men er interessant ut fra beliggenheten nær kjente funn og felt.

Blokk 34/8

Norsk Hydro har som operatør for utvinningstillatelse 120, produksjonstestet undersøkelsesbrønn 34/8-7 R på en separat struktur sørøst for Visundfeltet.

Brønn 34/8-7 ble boret til 5 437 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av trias alder. Det ble funnet indikasjoner på hydrokarboner i sandsteiner

av jura alder, og brønnen ble midlertidig forlatt sommeren 1992.

To produksjonstester ble utført i 34/8-7 R. Maksimal strømningsrate i brønnen var 16 000 Sm³ gass per dag, gjennom en 12,7 mm dysseåpning. Funnet er relativt lite, og arealet er senere tilbakelevert.

2.5.3.3 Nærmere beskrivelse av de øvrige boringene

Blokk 1/6

A/S Norske Shell har som operatør for utvinningstillatelse 011, blokk 1/6, boret undersøkelsesbrønn 1/6-6. Formålet med brønnen var å teste hydrokarbonpotensialet i sandsteiner av jura alder under Albu-

skjellfeltet. Brønnen var klassifisert som en høytrykk/temperaturbrønn.

Brønnen ble boret til et dyp av 5 540 meter under havoverflaten og ble avsluttet i bergarter av antatt jura alder. Dette er til nå den dypeste brønnen som er boret på norsk sokkel. Det ble funnet indikasjoner på hydrokarboner i sandsteiner av jura alder, og brønnen ble produksjonstestet. Kun vann og små mengder gass ble produsert til overflaten under testen. De trykk og temperaturforhold som var prognosert, ble bekreftet ved denne boringen. Med bakgrunn i testresultatet regnes ikke 1/6–6 som nytt funn.

Blokk 2/4

Saga Petroleum har som operatør for utvinningstillatelse 146, boret pilothullet 2/4–18. Brønnen ble boret ned til 596 meter under havoverflaten for å undersøke om grunn gass er til stede der undersøkelsesbrønn 2/4–18 R skal bores i januar 1994.

Blokk 2/5

Norsk Agip har som operatør for utvinningstillatelse 067, boret undersøkelsesbrønnene 2/5–10 og 2/5–10 A. 2/5–10 ble boret ned til 4 678 meter under havoverflaten og ble avsluttet i bergarter av trias alder. Det ble funnet spor av hydrokarboner i reservoarbergarter av jura alder. 2/5–10 A ble boret ut fra den opprinnelige brønnen, 2/5–10, for å undersøke en annen del av samme struktur. Brønnen ble boret ned til 4 651 meter vertikalt dyp under havoverflaten og avsluttet i bergarter av trias alder. Det ble også her funnet spor av hydrokarboner i reservoarbergarter av jura alder. Resultatet fra brønnene gav ikke grunnlag for testing.

Blokk 2/7

BP Norway har som operatør for utvinningstillatelse 145, boret undersøkelsesbrønn 2/7–29. Brønnen ble boret ned til 4 852 meter under havoverflaten og ble avsluttet i bergarter av perm alder. Det ble gjort et mindre oljefunn i det øverste juraprosppektet. Spor av hydrokarboner var til stede i det nederste juraprosppektet, mens permprosppektet viste seg å være vannførende. Brønnen ble ikke produksjonstestet, men omfattende datainnsamling ble foretatt i form av kjerneprøver, trykktester og væskeprøver.

Blokk 2/10

Saga Petroleum har som operatør for utvinningstillatelse 163, boret undersøkelsesbrønn 2/10–2 nær delelinjen til britisk sokkel. Formålet med brønnen var å teste hydrokarbonpotensialet i sandsteiner av jura alder. Brønnen ble boret til et dyp av 4 138 meter under havoverflaten og ble avsluttet i bergarter av perm alder.

Det ble påvist spor av hydrokarboner i bergarter av kritt alder, men forventet reservoar i jura manglet. Resultatene fra denne brønnen viser at geologien i området er komplisert. Det vil derfor være nødvendig med ytterligere kartleggingsaktivitet i området for å avklare ressurspotensialet.

Blokk 2/11

Amoco Norway har som operatør for utvinningstillatelse 033, boret undersøkelsesbrønn 2/11–9, nær delelinjen mellom norsk og dansk sokkel. Boringen var et samarbeid mellom den norske utvinningstillatelse 033 og den danske utvinningstillatelse 2/89. Brønnen ble boret til 4 362 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av tidligkarbon alder. Det ble ikke påvist hydrokarboner under boringen.

Blokk 7/4

Statoil har som operatør for utvinningstillatelse 148, blokkene 7/7 og 7/4, boret undersøkelsesbrønn 7/4–1.

Brønnen ble boret til 3 110 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av perm alder. Det ble ikke påvist hydrokarboner i brønnen.

Blokk 7/7

Statoil har som operatør for utvinningstillatelse 148, boret avgrensingsbrønn 7/7–3. Hensikten med brønnen var å bestemme utstrekningen av et oljefunn som ble gjort ved boringen av 7/7–2 i 1992.

Brønnen ble boret til 3 561 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av perm alder. Resultatet av boringen var skuffende da det ikke ble påvist hydrokarboner i brønnen. Dette vil medføre at ressursestimater for funnet må reduseres.

Blokk 9/2

Statoil er som operatør for utvinningstillatelse 114, blokk 9/2, i gang med å bore avgrensingsbrønn 9/2–4 S i den sydlige del av feltet 9/2–1 Gamma. Boringen var ikke avsluttet ved årsskiftet.

Blokk 15/6

Deminex Norge A/S har som operatør for utvinningstillatelse 166, blokk 15/6, boret undersøkelsesbrønn 15/6–7. Brønnen ble boret på en struktur nord for Sleipner Vest. Brønnen ble boret til et dyp av 3 515 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av trias alder. Det ble ikke påtruffet hydrokarboner i brønnen.

Blokk 16/1

Statoil har som operatør for utvinningstillatelse 167, blokk 16/1, avsluttet boringen av undersøkelsesbrønn 16/1–4 midtveis mellom Sleipnerfeltet og Balderfunnet.

Brønnen ble boret til et dyp av 1 986 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av perm/devon alder. Bare små mengder gass ble påtruffet, og brønnen ble ikke produksjonstestet.

Blokk 24/9

Norske Fina A/S er som operatør for utvinningstillatelse 150, blokk 24/9, i ferd med å bore undersøkelsesbrønn 24/9–5 på en struktur i blokkens nordlige del. Formålet med brønnen er å teste hydrokarbonpotensialet i sandsteiner av tertiær alder. Boringen var ikke avsluttet ved årsskiftet.

Blokk 25/2

Elf Petroleum Norge AS har som operatør for utvinningstillatelse 026, blokk 25/2, boret undersøkelsesbrønn 25/2-15 R2 på en struktur i den sydlige delen av blokken. Brønnen ble boret til et dyp av 3 920 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av tidligjura alder. Det ble kun påvist spor av hydrokarboner i brønnen.

Blokk 25/11

Norsk Hydro har som operatør for utvinningstillatelse 169, blokkene 25/8 og 25/11, boret undersøkelsesbrønn 25/11-17 på en struktur syd for 25/11-15 funnet. Brønnen ble boret til et dyp av 2 227 meter under havoverflaten og avsluttet i grunnfjell. Reservoaret ble påtruffet som prognosert, men var vannbærende.

Blokk 30/3

Statoil er som operatør for utvinningstillatelse 052, blokk 30/3, i ferd med å bore undersøkelsesbrønn 30/3-6 S på et prospekt like sørvest av Veslefrikkfeltet. Boringen var ikke avsluttet ved årsskiftet.

Blokk 30/9

Norsk Hydro har som operatør for utvinningstillatelse 104, blokk 30/9, boret avgrensningsbrønn 30/9-14. Brønnen er lokalisert på en struktur like sørvest for Osebergfeltet. Brønnen ble boret til et totaldyp av 3 657 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av jura alder.

Det ble som forventet påvist olje og gass i sandsteinslag av jura alder. To produksjonstester ble utført, en i oljesonen og en i vannsonen. Høyeste produksjonsrate fra oljesonen ble målt til 979 Sm³ olje per dag gjennom en 25,4 mm dyseåpning. Gass/olje-forholdet var 152 Sm³/Sm³ og oljens egenvekt 0,84 g/cm³. Høyeste produksjonsrate i vannsonen ble målt til 650 Sm³ vann per dag gjennom en 22,2 mm dyseåpning.

Norsk Hydro har i samme utvinningstillatelse også boret undersøkelsesbrønn 30/9-15 på en struktur like sørøst for Osebergfeltet.

Brønnen ble boret til 2 741 meter under havoverflaten, og boringen ble avsluttet i bergarter av jura alder. Olje ble påvist i sandsteiner av mellom jura alder. Funnet er relativt lite og ble ikke produksjonstestet. Funnets sentrale beliggenhet er interessant og det bidrar til en økning i ressursgrunnlaget for området totalt sett. Brønnen var ikke avsluttet ved årsskiftet.

Blokk 31/5

Norsk Hydro har som operatør for utvinningstillatelse 085, blokkene 31/3, 31/5 og 31/6, avsluttet boring av avgrensningsbrønn 31/5-5. Brønnen er lokalisert i vestlige del av Trollfeltet.

Brønnen ble boret til 1 901 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av jura alder. Det ble som forventet påvist olje og gass i sandsteinslag av senjura alder.

Blokk 33/9

Mobil har som operatør for utvinningstillatelse 172, boret avgrensningsbrønn 33/9-16. Formålet med

brønnen var å avklare om det var drivverdige oljemengder i en sandkropp av senjura alder påvist i brønn 33/9-15. Brønnen ble boret til et dyp av 2 848 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av mellomjura alder. Man fant kun spor av hydrokarboner, og brønnen ble derfor ikke produksjonstestet. Resultatet var skuffende sett i lys av resultatene fra den første boringen på strukturen.

Blokk 34/7

Saga Petroleum har som operatør for utvinningstillatelse 089, boret avgrensningsbrønn 34/7-21 A. Brønnen ble avviksboret fra 34/7-21 der det ble gjort funn av olje i sandstein av senjura alder i en struktur vest i blokken. Brønnen ble boret til 2 847 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av mellomjura alder. Brønnen bekreftet funnet ved å påvise hydrokarboner i øvre jura sandstein, men ble ikke produksjonstestet. Boringen viste at den laterale utvikling og utbredelsen av reservoarsanden er problematisk å kartlegge. Det er derfor vanskelig å si noe sikkert om funnets størrelse før nye avgrensningsboringer er gjennomført.

Blokk 34/8

Norsk Hydro har som operatør for utvinningstillatelse 120, gjennomført produksjonstesting av avgrensningsbrønn 34/8-8 sentralt på Visundfunnet. Brønnen ble boret til 3 602 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av trias alder. Brønnen ble i 1992 avbrutt uten at produksjonstest ble gjennomført. Brønnen ble gjenåpnet og fikk betegnelsen 34/8-8 R og ble produksjonstestet i 1993. To produksjonstester ble gjennomført, der maksimal strømningsrate ble målt til 964 Sm³ olje og 154 200 Sm³ gass per dag gjennom en 19 mm dyseåpning. Resultatene fra boringen og produksjonstesten er oppmuntrende, og bekreftet de forventninger en hadde til ressursgrunnlaget i denne delen av Visundstrukturen.

Norsk Hydro har også boret en avgrensningsbrønn, 34/8-10 S, sentralt på Visundfunnet. Formålet med brønnen var å avklare ressursgrunnlaget og reservoarkontinuiteten i to av segmentene på Visundfunnet. Det ble påvist olje i flere nivå i bergarter av jura og trias alder, og en produksjonstest ble gjennomført i bergarter tilhørende Statfjordformasjonen. Maksimal strøming ble målt til 1 200 Sm³ olje og 410 000 Sm³ gass per dag gjennom en 17,5 mm dyseåpning.

Testresultatene vurderes som gode, og brønnen bekreftet forventningene en hadde til det sydligste av de to segmentene en søkte informasjon om. I det nordligste av de to segmentene var resultatene overraskende, noe som sannsynligvis skyldes at en har gjennomført Brentgruppen i et sterkt tektonisert område. Brønnen ble skråboret ned til 3 447 meter under havoverflaten, tilsvarende 3 293 meter vertikalt dyp. Boringen ble avsluttet i bergarter av trias alder.

Norsk Hydro borer ytterligere en avgrensningsbrønn, 34/8-11, på Visundfunnet. Den er plassert mellom brønnene 34/8-8 og 34/8-10 S, og hensikten er å avklare reservoarkontinuitet og ressurstørrelsen i

dette segmentet av Visundstrukturen. Boringen var ikke avsluttet ved årsskiftet.

Blokk 6305/12

Norsk Hydro har som operatør for utvinningstillatelse 154, blokkene 6205/3 og 6305/12, boret undersøkelsesbrønn 6305/12-2 helt i vestgrensen på blokken. Hovedprospektet var antatte sandsteiner av tidligkritt alder avsatt fra Gossehøgda. Sekundært prospekt var mulig forvitret og oppsprukket grunnfjell. Brønnen ble boret til et totalt dyp av 3 139 meter under havnivå. Det ble påvist spor av hydrokarboner på flere nivå, men det var ikke grunnlag for å produksjonsteste.

Blokk 6506/12

Statoil har som operatør for utvinningstillatelse 094, boret avgrensingsbrønn 6506/12-9 S på Smørbukkfunnet. Brønnen ble boret på østsiden av strukturen og var plassert langt nedflanks for å kunne avgrense olje- og gasspotensialet i reservoarsonene av mellom- og tidligjura alder. Det ble boret til et totalt vertikalt dyp av 4 903 meter under havnivå og avsluttet i bergarter av tidligjura alder.

Brønnen påviste olje, kondensat og gass i sandsteiner av jura alder, og det ble gjennomført i alt fem produksjonstester.

Resultatet fra de tre dypeste testene var svært oppmuntrende. I den dypeste testen ble det for første gang på Smørbukkfunnet produsert olje og gass fra Årefor-masjonen. De to siste testene var skuffende som følge av tette reservoarsoner. Disse reservoarsonene har i tidligere brønner vært blant de beste i dette området.

Beste enkelttest gav 900 Sm³ olje og 250 000 Sm³ gass per dag gjennom en dyseåpning på 22 mm. Gass/olje-forholdet ble målt til 270 Sm³/Sm³. Oljens egenvekt var 0,855 g/cm² og gassens egenvekt var 0,832 relativt til luft.

Resultatet av boringen var overraskende og bekrefter at Smørbukkfunnet er et av de mest kompliserte på norsk sokkel med hensyn til trykkforhold og reservoaregenskaper. Dette gir grunnlag for en ny evaluering av Smørbukkfunnet, der en også må ta hensyn til de dypere liggende reservoarsonene.

Blokk 6507/7

Conoco har som operatør for utvinningstillatelse 095, boret undersøkelsesbrønn 6507/7-10 på en struktur rett nord for Heidrunfeltet. Det ble boret til et totalt dyp av 3 285,5 meter under havnivå og avsluttet i bergarter av trias alder. Brønnen var tørr, men det ble registrert spor av hydrokarboner under boring.

Blokk 6507/8

Statoil har som operatør for utvinningstillatelse 124, boret undersøkelsesbrønn 6507/8-6 på en struktur nordøst for 6507/8-4 funnet. Det ble boret til 2 827 meter under havnivå og avsluttet i bergarter av trias alder.

Det ble ikke registrert hydrokarboner under boringen. Resultatet var skuffende med hensyn til brønnens beliggenhet i forhold til tidligere funn og felt.

Blokk 6608/10

Statoil har som operatør for utvinningstillatelse 128, blokkene 6608/10 og 6608/11, boret avgrensingsbrønn 6608/10-3 på et nordlig tilstøtende forkastningssegment til brønn 6608/10-2 hvor Nornefunnet ble oppdaget i 1991.

Det ble boret til et dyp av 2 896 meter under havnivå og avsluttet i bergarter av tidligjura alder. Brønnen påviste olje og gass i sandsteiner av jura alder, og det ble gjort en produksjonstest som gav 1 250 Sm³ olje per dag gjennom en dyseåpning på 23,8 mm. Gass/olje-forholdet ble målt til 90 Sm³/Sm³ og oljens egenvekt 0,850 g/cm³.

Dette bekrefter at Nornefunnet strekker seg videre mot nord. Resultatet av boringen medfører en økning i ressursanslaget.

Funnet er nylig kartlagt ved hjelp av 3D-seismikk, og behovet for ytterligere boringer førte til at undersøkelsesbrønn 6608/10-4 ble påbegynt 15.12.1993. Denne brønnen er plassert på et segment nordøst for funnbrønnen 6608/10-2. Hovedhensikten med denne boringen er å påvise tilleggsressurser til Nornefunnet i sandsteiner av mellomjura alder i denne delen av blokken. Ved årsskiftet var boringen ikke avsluttet.

Blokk 6610/3

Statoil har som operatør for utvinningstillatelse 177, blokkene 6610/2 og 6610/3, fullført første undersøkelsesbrønn, 6610/3-1. Brønnen ble boret i to stadier, 6610/3-1 og 6610/3-1 R. 6610/3-1 ble påbegynt i 1992 og midlertidig avsluttet 17.2.1993 da det er forbud mot boring gjennom oljeførende lag i dette området i perioden 15. februar til 1. mars. Boringen ble gjenopptatt som 6610/3-1 R den 16. september.

Denne undersøkelsesbrønnen ble boret på en struktur nord i blokken med hovedformål å undersøke prospektiviteten i underjura sandsteiner. Det ble boret til et dyp av 4 177 meter under havnivå og avsluttet i bergarter av trias alder. Det ble påvist rikelige spor av hydrokarboner på flere nivå, og det ble foretatt to produksjonstester i reservoarsoner av kritt alder. Resultatet var skuffende da det ikke ble produsert hydrokarboner til overflaten.

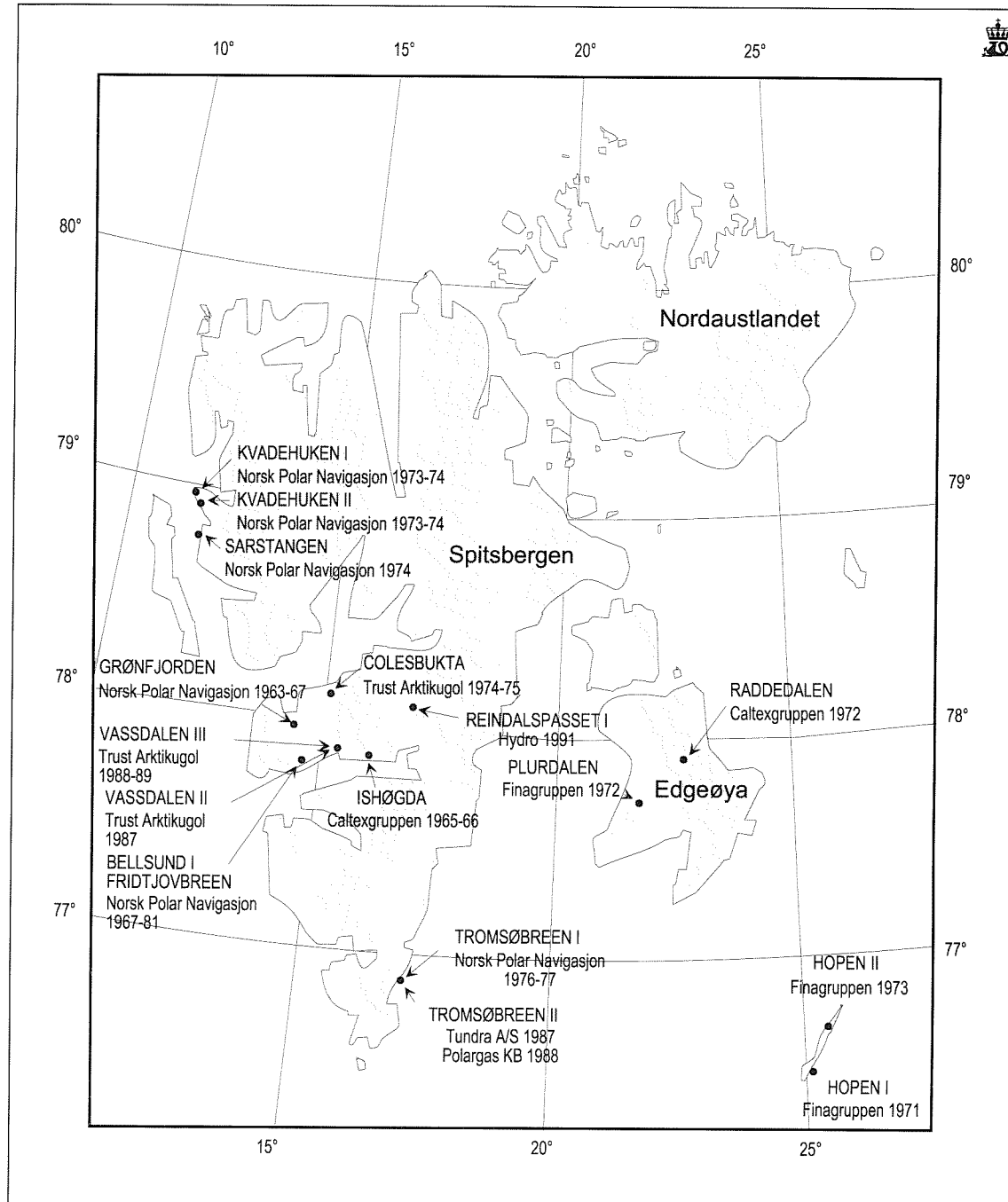
Blokk 7229/11

A/S Norske Shell har som operatør for utvinningstillatelse 183, boret undersøkelsesbrønn 7229/11-1 på den østlige del av Finnmarksplattformen. Dette er den østligste brønnen hittil på norsk sokkel. Formålet med brønnen var å teste hydrokarbonpotensialet i kalksteinsoppbygninger av perm/karbon alder. Brønnen ble boret til 4 606 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av mellomkarbon alder. De antatte reservoarbergartene var tette, og det ble ikke påtruffet hydrokarboner.

Blokk 7128/4

Statoil, som operatør for utvinningstillatelse 180, startet i desember boringen av undersøkelsesbrønn 7128/4-1 på den sørvestlige delen av Finnmarksplattformen. Formålet med brønnen er å teste hydrokar-

Fig. 2.5.3.4
Borelokaliteter på Svalbard



bonpotensialet i sandsteiner av tidligkarbon alder. Brønnen hadde ikke nådd reservoarnivå ved årsskiftet.

2.5.3.4 Svalbard

Det er ikke samlet inn seismiske data eller boret etter hydrokarboner på Svalbard i 1993. Store Norske Spitsbergen Kullkompani planlegger å bore en brønn på Trust Arktikugols utmål på Kap Laila ved Coles-bukten. Brønnen planlegges boret til ca 1 000 meter under bakkenivå. Man planlegger å bruke en oppgradert

konvensjonell kullborerigg. Antatt operasjonsstart er første halvdel av februar 1994. Tabell 7.3.g og figur 2.5.3.4 viser en oversikt over brønner på Svalbard.

2.5.3.5 Jan Mayen

Jan Mayen-ryggen er et batymetrisk høydeområde som strekker seg fra Jan Mayen og sørover mot Island. Høydeområdet er antatt å representere et kontinentalt skorpefragment med muligheter for at både meso-soiske og kenosoiske bergarter er til stede.

Oljedirektoratet har, i samarbeid med islandske energimyndigheter (Orkustofnun), gjennomført tre ulike seismiske undersøkelser i dette området. Jan Mayen-79 og Jan Mayen-85 dataene er begge større regionale undersøkelser som ble gjort tilgjengelig for industrien i 1987. I 1993 er Jan Mayen-88 undersøkelsen tilbudt industrien sammen med regionale linjer som strekker seg fra Jan Mayen mot henholdsvis Vøring I og Troms I. Jan Mayen-88 undersøkelsen dekker et område som må ansees som interessant, selv om hydrokarbonpotensialet i dette området er usikkert og flere undersøkelser må gjennomføres for å kunne evaluere dette.

2.6 FUNN UNDER VURDERING OG FELT PLANLAGT UTBYGD

2.6.1 Ekofiskområdet

Dette er det området på norsk sokkel som har vært lengst i produksjon, se figur 2.8.4.a. Feltene som er i produksjon er hovedsakelig krittfelt, mens leteaktiviteten nå konsentreres om å gjøre funn i sandstein. Det er gjort en rekke mindre funn i området. Disse er planlagt produsert som satellitter til eksisterende innretninger.

Mjølner

Mjølner ligger i blokk 2/12, utvinningstillatelse 113, som ble tildelt i 1985. Feltet ligger nær delelinjen mellom dansk og norsk sokkel. Norsk Hydro er operatør for Mjølner, og Mærsk er operatør for Gertfeltet på dansk side. A-segmentet som det planlegges produsert fra, ligger ifølge norsk operatør 100 % på norsk sektor, og utvinnbare ressurser i segmentet er av Norsk Hydro anslått til 1,5 millioner Sm³ olje og 0,7 milliarder Sm³ gass.

I samarbeid med operatøren på dansk sektor foretar Norsk Hydro repressering av 3D-seismikk. Drivverdigheitsklæring forelå i juni 1992. Operatøren tar sikte på å levere en plan for utbygging og drift tidligst i 1995. En mulig utbyggingsløsning kan bli en ikke-permanent bemannet brønnhodeinnretning med en produksjonsbrønn og rørledning til en eksisterende innretning for videre prosessering.

Trym

Trym ligger i blokk 3/7, utvinningstillatelse 147, som ble tildelt i 1988. Shell er operatør. Gass/kondensatfunnet ble gjort med brønn 3/7-4. Funnet ligger på en struktur som krysser delelinjen mellom dansk og norsk sokkel. Denne strukturen ble opprinnelig kalt Trym. I 1992 ble det boret i dansk sektor på den sørlige delen av den samme strukturen, og det ble påvist olje. Dette oljefunnet ble kalt Lulita. Shells siste tolkning av 3D-seismikk for hele strukturen deler den i tre segmenter, hvorav to ligger i norsk sektor. Trym regnes nå som 100 % norsk. Lulitafunnet antas å strekke seg inn på norsk sektor. Statoil-Danmark er operatør for Lulita på dansk side. Ressursgrunnlaget er nedjustert fordi Trym og Lulita er to adskilte funn (med mulig forbindelse gjennom vannsonen). Utvinnbare ressur-

ser fra Trym er ifølge Shells anslag 3,9 milliarder Sm³ gass og 0,7 millioner Sm³ kondensat. Det vil i 1994 bli gjort utbyggingsstudier på Trym/Lulita i samarbeid med den danske operatøren.

2/5-3 Sørøst Tor

Funnet ligger i blokk 2/5, utvinningstillatelse 006, som ble tildelt i 1965 med Amoco som operatør. Oljedirektoratet anslår utvinnbare oljeresurser til 2,5 millioner Sm³, og gassressurser til 2 milliarder Sm³. Utbyggingsløsning er ikke bestemt.

2/4-17 Nordvest Tor

Funnet ble gjort i 1992 og ligger i utvinningstillatelse 018 som ble tildelt i 1965 med Phillips som operatør. Foreløpige planer går ut på å benytte funnbrønnen som produsent ved å knytte denne til en eksisterende innretning. Plan for utbygging og drift er planlagt overlevert sent i 1994, noe som kan gi produksjonsstart i 1997.

9/2-1 Gamma

9/2-1 Gamma ligger i blokk 9/2, utvinningstillatelse 114, som ble tildelt i 1985. Statoil er operatør. Feltet ligger i Egersundbassenget og ble påvist ved hull 9/2-1. Det er ingen infrastruktur i området. Operatørens anslag for utvinnbare reserver er 3,4 millioner Sm³ olje. Foreslått utbyggingsløsning baseres på bruk av en oppjekkbar innretning og et lagertankskip med bøyelasting til skip. Det ble lagt fra fram en plan for utbygging og drift for myndighetene i desember 1993. Brønn 9/2-4S, se figur 2.5.3.b, ble påbegynt på strukturen i desember 1993. Produksjonstart planlegges ut fra dette til medio 1995.

2.6.2 Sleipner- og Balderområdet

Foruten Sleipner Øst, Loke, Sleipner Vest og 15/12-4 Beta som er omtalt separat, består Sleipnerområdet av en rekke andre funn, se figur 2.6.2. Sleipner Øst og Loke ble satt i produksjon 1.10.1993 og er nærmere omtalt under kapittel 2.8. Sleipner Vest er besluttet utbygd og er nærmere omtalt i kapittel 2.7.2.

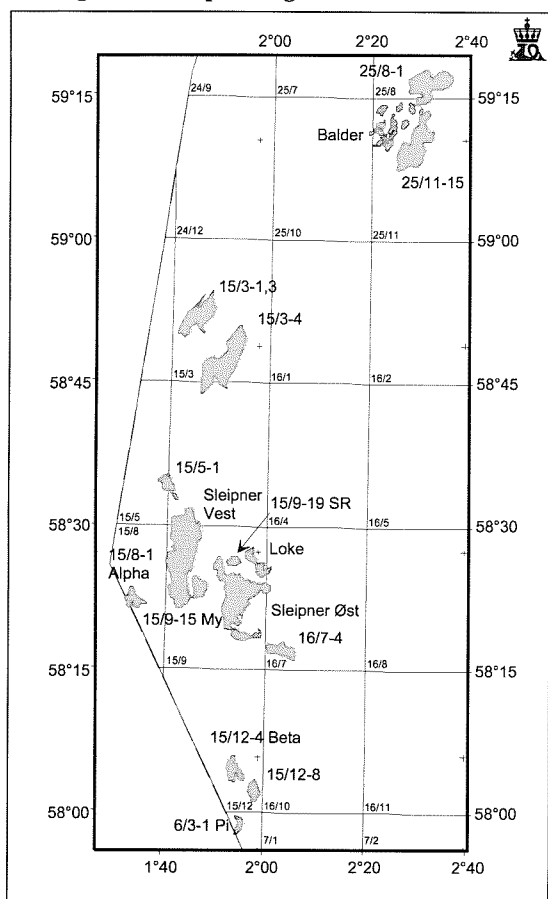
15/12-4 Beta

Funnet ligger i blokk 15/12 som ble tildelt ved utvinningstillatelse 038 i 1974. Statoil er operatør. Operatøren anslår utvinnbare ressurser til 13,2 millioner Sm³ olje og 2,3 milliarder Sm³ gass. Rettighetshaverne arbeider med å vurdere forskjellige utbyggingsløsninger, samtidig som de geologiske dataene bearbeides videre. De foreløpige planene går ut på å begynne produksjon tidligst i 1997.

15/5-1

Ved grenselinjen mellom blokkene 15/5 og 15/6 er det gjort et gass/kondensatfunn ved boring i 1974, brønn 15/6-2, og i 1978, brønn 15/5-1. Norsk Hydro er operatør i blokk 15/5 og Esso i 15/6. Oljedirektoratet anslår utvinnbare ressurser til 6 milliarder Sm³ gass og 2 millioner Sm³ olje. Plan for utbygging og drift ventes framlagt for myndighetene i 1995.

Fig. 2.6.2
Felt og funn i Sleipner- og Balderområdet



Balder

Balder ble påvist i 1967 ved letehull 25/11-1. Funnet ligger i blokk 25/10 og 25/11, utvinningstillatelse 001 og 028 med Esso som operatør. Esso eier 100 % i utvinningstillatelse 001. Oljedirektoratet anslår utvinnbare ressurser til 32,2 millioner Sm³ olje. Balder inneholder forholdsvis viskøs olje. Hydrokarboner er påvist i sandsteiner av tidlig eocen og paleocen alder i fire ulike sandenheter. Reservoarsandsteinen er relativt dårlig konsolidert, men for øvrig er reservoarparametrene gode. En langtidstest ble gjennomført i løpet av sommeren 1991 ved hjelp av produksjonsskipet Petrojarl I, der verdifull geologisk og produksjonsteknisk informasjon ble innhentet. Operatøren har ennå ikke besluttet videre fremdrift på Balder. Videre utvikling av Balderfunnet vil bli sett i sammenheng med nabo-funnet 25/11-15.

25/11-15

Norsk Hydro gjorde i 1991 et oljefunn i brønn 25/11-15 øst for Balder. Funnet ble gjort i Heimdal-formasjonen av paleocen alder. Oljedirektoratets anslag over utvinnbare ressurser er 60 millioner Sm³ olje og 1,8 milliarder Sm³ gass. Det er innsamlet ny 3D-seismikk over området, og en avgrensingsbrønn er planlagt i 1994.

Andre funn under vurdering

I 15/3-blokken er det gjort to funn, et gass/kondensat-funn 15/3-1,3 fra 1975 og et gass/oljefunn 15/3-4 fra 1982. Oljedirektoratets anslag for utvinnbare ressurser for 15/3-1,3 er 10,5 milliarder Sm³ gass og 5,2 millioner Sm³ olje. Ved årsskiftet innsamles 3D-seismikk i blokken som et ledd i den videre kartlegging. På 15/9-blokken gjorde Statoil et oljefunn 15/9-19 SR i bergarter av jura/trias alder like nord for Sleipner Øst. Operatøren anslår utvinnbare ressurser til 4,6 millioner Sm³ olje og 0,7 milliarder Sm³ gass.

2.6.3 Friggområdet

Dette er et område der det har vært gassfelt i produksjon siden 1977, se figur 2.8.10.a. De siste årene er det gjort flere små funn i området, også olje. De mest aktuelle planlagte utbygginger er Skirne og Vale.

Skirne

Feltet ligger i blokk 25/5, utvinningstillatelse 102. Elf er operatør for utvinningstillatelsen som ble tildelt i 1985. Feltet ble påvist av brønn 25/5-3 i Brentgruppen i 1990. Oljedirektoratets anslag for utvinnbare reserver er 2,3 milliarder Sm³ gass og 0,3 millioner Sm³ kondensat. Operatørens reserveanslag er 5,0 milliarder Sm³ gass og 0,7 millioner Sm³ kondensat.

Det ble skutt 3D-seismikk over feltet i 1992, og nye kart ble utarbeidet i 1993. Disse gir små endringer i forhold til tidligere anslag. Sannsynlig utbygging er en undervannsløsning med overføring av brønnstrøm via Frøy til Frigg, eller direkte til Frigg. Plan for utbygging og drift vil tidligst foreligge i 1994. Dette kan gi produksjonsstart i 1997. Utbygging av feltet er imidlertid avhengig av gassalg.

Byggve

Feltet ligger i blokk 25/5, utvinningstillatelse 102. Elf er operatør for utvinningstillatelsen som ble tildelt i 1985. Feltet ble påvist av brønn 25/5-4 i Brentgruppen i 1991. Oljedirektoratets anslag for utvinnbare reserver er 2,6 milliarder Sm³ gass og 0,6 millioner Sm³ kondensat. Operatørens reserveanslag er noe høyere. Basert på resultater fra 3D-seismikk er tolkningen av feltet noe endret, og det er behov for ytterligere kartlegging før en eventuell beslutning om utbygging kan tas. Det kan oppnås synergieffekter med en utbygging av Skirne. En utbygging er avhengig av gassalg.

Peik

Peik ble påvist av brønn 24/6-1 i 1985. Utvinningstillatelsen er 088, tildelt i 1984 med TOTAL som operatør. I 1987 påviste undersøkelsesbrønn 9/15-1 hydrokarboner på britisk side. Operatøren har redusert sitt reserveanslag betydelig som følge av resultater fra ny 3D-seismikk.

Vale

Funnet ligger i blokk 25/4, utvinningstillatelse 036, tildelt i 1981 med Elf som operatør. Det ble påvist gass med høyt kondensatinnhold sommeren 1991. Det arbeides med en drivverdighetserklæring. Plan for ut-

bygging og drift kan komme i 1994. Den mest sannsynlige utbyggingsløsningen er en undervannsutbygging med tilknytning til Frigg eller Heimdal. Operatørens ressursanslag er 2,3 milliarder Sm³ gass og 3,1 millioner Sm³ kondensat.

25/2-5

Funnet ligger i blokk 25/2, utvinningstillatelse 026, tildelt i 1969 med Elf som operatør. 25/2-5 påviste olje i 1976. Det foreligger ikke konkrete utbyggingsplaner, da brønn 25/2-15 gav negative resultater.

Hild

Hild ligger i utvinningstillatelse 040 og 043 med henholdsvis Norsk Hydro og TOTAL Norge som operatører, se figur 2.6.4. Gassfunnet ble påvist ved brønn 30/7-6 R i 1978. Den 1.1.1991 overtok TOTAL BPs andel og operatørrolle i utvinningstillatelse 043. Utvinningstillatelse 040 ble tildelt i 1975 og omfatter blokkene 29/9 og 30/7. Utvinningstillatelse 043 ble tildelt i 1976 og omfatter blokkene 29/6 og 30/4. Ved en utbygging skal det foretas forhandlinger om samordning mellom utvinningstillatelsene.

Det ble skutt 3D-seismikk over strukturen i 1991, og tolkningen er nå avsluttet. Basert på resultatene er ressursanslaget oppjustert. Det er imidlertid behov for flere brønner før en beslutning om utbygging kan tas.

2.6.4 Oseberg- og Trollområdet

Osebergområdet

I dette området finnes flere olje- og gassfelt i produksjon og under utbygging. En rekke funn planlegges produsert som satellitter til eksisterende anlegg, se figur 2.6.4.

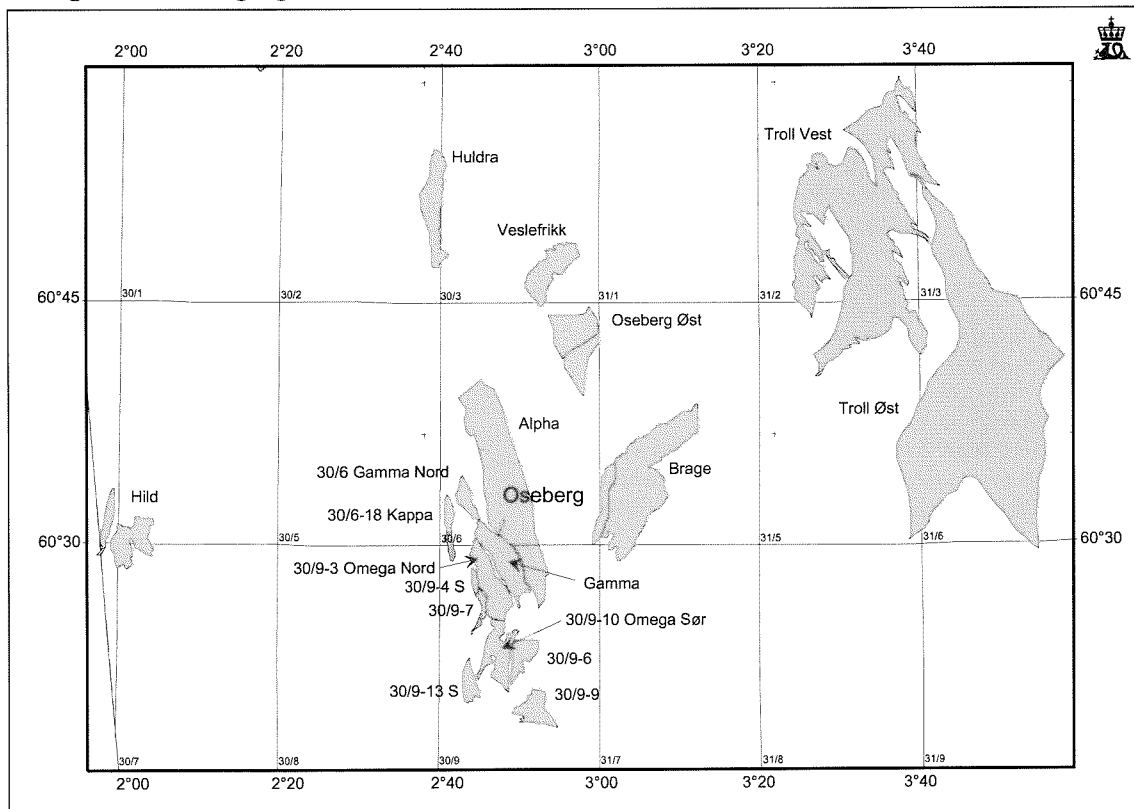
Oseberg Øst

Oseberg Øst ligger innenfor utvinningstillatelse 053, i blokk 30/6, ca 14 km fra Oseberg C. Feltet består av to strukturer, som er adskilt med en forseglende forkastning. Fire brønner er boret på feltet. Begge strukturene inneholder flere oljeførende lag innenfor Brentgruppen med varierende porøsitet og permeabilitet, samt flere ulike olje/vannkontakter. De utvinnbare ressursene er av Oljedirektoratet beregnet til 19 millioner Sm³ olje og 1,0 milliarder Sm³ gass. Norsk Hydro er operatør for feltet, som ble erklært drivverdig i juni 1991. Som mulig utbyggingskonsept blir både havbunnsløsning og brønnhodeinnretning vurdert for tilknytning til Oseberg C. Det er planlagt trykkvedlikehold ved hjelp av vann- eller VAG-injeksjon. Plan for utbygging og drift forventes framlagt for myndighetene tidligst medio 1995.

Oseberg Sør-området

Sør for Osebergfeltet er det gjort flere funn av olje og gass innenfor utvinningstillatelsene 079 og 104: 30/9-3 Omega Nord, 30/9-10 Omega Sør, 30/9-13S,

Fig. 2.6.4
Felt og funn i Oseberg- og Trollområdet



30/9-4S, 30/9-7, 30/9-9 og 30/9-6. Operatørens anslag for utvinnbare ressurser er 35,3 millioner Sm³ olje og 9,3 milliarder Sm³ gass. Området er komplisert, med betydelig usikkerhet knyttet til oppsidepotensialet.

Flere utbyggingsløsninger er under vurdering. De fleste aktuelle konseptene baserer seg på bruk av Oseberg feltcenter for prosessering og videre transport. Selv med langtrekkende og horisontale brønner vil det være behov for minst to borelokasjoner. Mesteparten av 30/9-3 Omega Nord kan nås med brønner fra Oseberg feltcenter og kan bli produsert derfra, avhengig av antall tilgjengelige brønnsisser. Dette funnet vil trolig komme først i en faset utbygging av området. Oljedirektoratets anslag for utvinnbare ressurser på 30/9-3 Omega Nord er 16,6 millioner Sm³ olje og 8,0 milliarder Sm³ gass. Drivverdighetserklæring og plan for utbygging og drift forventes framlagt i 1995.

Øvrige funn under vurdering

De tre funnene som ligger vest for Oseberg feltcenter, hovedsakelig i utvinningstillatelse 053 er 30/6-C-27H nedre Statfjordformasjonen på Gamma Nord, 30/6-18 Kappa og 30/6-17R Alpha Cook på vestflanken av Oseberg Alpha-strukturen.

30/6-C-27H ble boret som et pilothull til nedre Statfjordreservoaret i forbindelse med den horisontale produksjonsbrønnen på 30/6 Gamma Nord. Ytterligere avgrensingsboring vurderes. Eksisterende produksjonsbrønn kan bli sideboret til nedre Statfjordformasjonen, men en lang avviksboret brønn fra Oseberg vil bli vurdert som et alternativ. For de to andre funnene foreligger det ennå ingen konkrete utbyggingsplaner.

Huldra

Huldra er et gassfelt som ligger nordvest for Veslefrikk. Hoveddelen av feltet ligger i blokk 30/2 i utvinningstillatelse 051, men feltet strekker seg også inn i utvinningstillatelse 052 i blokk 30/3. Statoil er operatør for begge utvinningstillatelsene. Feltet ble erklært drivverdig sommeren 1991. Det er påvist gass i Brentgruppen. Operatørens reserveanslag er 22,3 milliarder Sm³ gass og 7,9 millioner Sm³ kondensat. Operatøren vurderer ulike utbyggingsløsninger. Både selvstendig innretning med behandlingskapasitet og brønnhodeinnretning tilknyttet et eksisterende prosessanlegg i området vurderes som aktuelle løsninger. Operatøren vil videreføre tekniske studier i 1994. Plan for utbygging og drift kan fremlegges for myndighetene medio 1994, og feltet vil kunne komme i produksjon i 1998 dersom det får allokert gassalg.

2.6.5 Gullfaks-, Statfjord- og Snorreområdet

Det er meget stor aktivitet i dette området med flere felt i drift, under utbygging og under vurdering, se figur 2.8.13.a. Området anses fortsatt som svært produktivt.

Gullfaks Sør

Gullfaks Sør ligger sentralt i blokk 34/10, omtrent 9 km sør for Gullfaks. Blokk 34/10 ble tildelt i 1978

med Statoil som operatør, se beskrivelse av Gullfaks, kapittel 2.8.13.

Gullfaks Sør er strukturelt komplisert. Det er påvist hydrokarboner i Brentgruppen og Statfjordformasjonen. Brentreservoaret inneholder både gass og olje. Det er observert flere uavhengige gass/olje- og olje/vannkontakter i Brentreservoaret. Statfjordreservoaret har en tykkere oljesone enn Brent, med en liten gasskappe over. Det er boret ti hull til reservoarnivå på Gullfaks Sør.

Operatøren har i 1993 repressert 3D-seismikk som ble skutt over feltet i 1987. Represseringen har ført til forbedring i datakvaliteten. Operatøren har påbegynt ny seismisk tolkning av feltet. Oljedirektoratet har tidligere utført egen kartlegging av Gullfaks Sør. Oljedirektoratets anslag for utvinnbare reserver er 25,6 millioner Sm³ olje og 56,1 milliarder Sm³ gass. Reserveanslagene på Gullfaks Sør er svært usikre.

Gullfaks Sør ble erklært drivverdig i november 1993. Drivverdighetsrapporten skisserer flere alternative utbyggingsstrategier. De to hovedalternativene er tørrgass- og rikgassprosessering. Ulike konsepter vurderes av rettighetshaverne.

De utbyggingsløsninger som er framlagt, bygger på samtidig olje- og gassproduksjon fra Brentgruppen, mens gass fra Statfjordformasjonen blir resirkulert for å opprettholde reservoartrykket. Oljedirektoratet er opptatt av å undersøke om resirkulasjon av gass også i Brentgruppen vil medføre øket væskeproduksjon fra feltet. Oljedirektoratet har derfor i løpet av 1993 utført studier for å undersøke effekten av gassresirkulering i Brent. Videre framdrift på feltet vil være avhengig av gassalg.

34/10-17 Beta

Funnet ligger på grenselinjen mellom blokk 34/10 og 33/12, ca 15 km sydvest for Gullfaksfeltet. Statoil er operatør for begge utvinningstillatelsene. Funnet ble påvist i 1983.

Det er boret ett letehull på strukturen, 34/10-17. Operatøren har i 1993 foretatt en feltutviklingsstudie for funnet. Operatørens anslag over utvinnbare ressurser er 13 millioner Sm³ olje og 10 milliarder Sm³ gass basert på fullt trykkvedlikehold ved gassinjeksjon. Operatøren vurderer å bygge ut 34/10-17 Beta med havbunnskompletterte brønner tilknyttet Gullfaks A. Vanndypet er 135 m. Basert på de nåværende planer vil produksjonsstart for funnet tidligst være i 1998. Det arbeides med planer om en avgrensingsbrønn på strukturen i 1994.

34/10-23 Gamma

34/10-23 Gamma ligger i blokk 34/10, utvinningstillatelse 050, med Statoil som operatør. Funnet ligger ca 14 km syd for Gullfaksfeltet. Funnet ble påvist i 1985 med brønn 34/10-23 som påtraff gass i sandstein av mellomjura alder. Avgrensingsbrønn 34/10-35 ble boret på den nordlige delen av strukturen i 1992 og påviste også gass i jura sandstein. Det er i 1993 blitt foretatt en retolking av 3D-seismikk basert på den siste brønnen. Oljedirektoratets anslag for utvinnbare res-

surser er 69 milliarder Sm³ gass og 6 millioner Sm³ kondensat.

Vigdis

Vigdis ligger i blokk 34/7 og tilhører utvinningstillatelse 089. Saga Petroleum er operatør for feltet. Reservoaret i Vigdis består av sandsteiner i Brentgruppen. Forkastninger deler feltet opp i to segmenter. Segmentene har ulik olje/vannkontakt. Tre letebrønner 34/7-13, 34/7-16 og 34/7-19 er boret på feltet. Det er ikke boret avgrensingsbrønner på Vigdis i 1993. Oljedirektoratet har beregnet de utvinnbare ressursene til å være 33,1 millioner Sm³ olje og 2,3 milliarder Sm³ gass. Det er også potensial for tilleggsressurser i omliggende strukturer. Havdypet i området varierer fra 230 til 300 meter. Operatøren vurderer å bygge ut Vigdis med undervannsbrønner knyttet opp mot eksisterende anlegg i området. Operatøren fremla en drivverdighetserklæring 29.12.1992. Plan for utbygging og drift ventes fremlagt for myndighetene medio 1994. Med utgangspunkt i de utbyggingskonsepter som utredes av rettighetshaverne, kan produksjon tidligst ta til i 1998.

Visund

Visundfunnene ligger i blokk 34/8 og tilhører utvinningstillatelse 120, tildelt i 1985. Norsk Hydro er operatør. Det første funnet ble gjort i Brentgruppen med brønn 34/8-1 i 1986. 34/8-3 ble boret i 1988 og påviste hydrokarboner i et nordlig Brentsegment. I 1991 ble det boret tre brønner i utvinningstillatelsen hvorav to brønner på Visundstrukturen.

I 1992 ble det boret tre brønner på strukturen. 34/8-4A påviste olje i Statfjordformasjonen. 34/8-8 påviste olje i Brentgruppen i 1992 og testet dette reservoaret tidlig i 1993. I 1993 påviste 34/8-10S hydrokarboner i flere reservoarlag. For å forbedre avgrensningen av oljereservoaret i Brentgruppen, ble 34/8-11 påbegynt i 1993. Det er skutt 3D-seismikk over hele strukturen.

Visund har påviste ressurser i Brentgruppen, Amundsen-, Statfjord- og Lundeforrasjonen. Operatørens anslag for utvinnbare ressurser er 38 millioner Sm³ olje, 7,0 millioner Sm³ kondensat og 46 milliarder Sm³ gass.

Havdypet i området er 310–380 meter. Foreløpige planer går ut på å bygge ut feltet i to faser. Plan for utbygging og drift kan komme i 1994, noe som kan gi produksjonsstart i 1998.

Blokk 35/11

Blokk 35/11 ble tildelt i 1984 ved utvinningstillatelse 090. Mobil er operatør. Sju brønner er boret og tre av disse påviste hydrokarboner. 35/11-2 ble boret nord på blokken i 1987, og Oljedirektoratets anslag over utvinnbare ressurser er 5,4 millioner Sm³ olje og 5,6 milliarder Sm³ gass.

35/11-4R ble boret i 1991 og 35/11-7 ble i 1992 boret like øst for denne. Anslaget over utvinnbare ressurser er henholdsvis 18 millioner og 20,7 millioner Sm³ for olje og 10,8 milliarder og 15,4 milliarder Sm³ for gass.

I 1994 planlegger operatøren tre avgrensingsbrønner til 35/11-4R og 35/11-7 funnene, med sikte på å framlegge PUD i 1996 og produksjonsstart i 1999/2000.

2.6.6. Felt og funn i Norskehavet

I alt er det påvist 15 felt/funn i Norskehavet, se figur 2.6.6. Per i dag er ett felt satt i produksjon, og ett er besluttet utbygd. Oljedirektoratet anser mulighetene for å gjøre ytterligere funn i området som gode.

Midgard

Midgardfeltet ligger i blokkene 6507/11 og 6407/2, utvinningstillatelsene 062 og 074, med Saga Petroleum som operatør. Feltet ble oppdaget i 1981 ved boring av brønn 6507/11-1. Operatøren erklærte feltet drivverdig høsten 1991.

Det er i alt boret sju letebrønner i området, hvorav fire i strukturen. Strukturen er inndelt i fire strukturelle segment. Feltet er i hovedsak et gassfelt med noe kondensat, samt en tynn oljesone. Reservoaregenskapene er gode. Oljedirektoratets anslag over utvinnbare ressurser er 87 milliarder Sm³ gass, 1,3 millioner Sm³ olje og 13 millioner tonn NGL.

Feltet, som ligger på 250–270 meter vandyp, er planlagt utbygd med en integrert, bunnfast betonginnretning. Reservoaret planlegges produsert ved hjelp av trykkavlastning. Utbyggingen baseres på totalt tolv gassproduksjonsbrønner og to horisontale oljeproduksjonsbrønner. På plata vil produksjonsraten tilsvare et tørrgassalg på 8 milliarder Sm³ per år. Operatøren forutsetter at gassen vil bli prosessert på feltet og transportert til markedet i et tørrgassrør.

Smørbukk

Hoveddelen av dette funnet ligger i blokk 6506/12 som omfattes av utvinningstillatelse 094, tildelt i 1984. Sørlike del ligger i blokk 6506/11 i utvinningstillatelse 134, tildelt i 1987. Statoil er operatør for begge utvinningstillatelsene. Funnet inneholder gass, kondensat og olje med forholdsvis høyt gass/olje-forhold. Funnet ligger om lag 200 km fra aktuelle ilandføringssteder på land og vandypet er 290 meter. Det er boret i alt ni brønner i blokk 6506/12. Det er også boret en undersøkellesbrønn i den sørlige del av Smørbukkstrukturen, i blokk 6506/11. Operatørens ressursanslag er 37 millioner Sm³ utvinnbar olje/kondensat og 95 milliarder Sm³ utvinnbar gass. Anslaget på utvinnbare olje/kondensatmengder forutsetter trykkavlastning som utvinningsmekanisme. Fullt eller delvis trykkvedlikehold vil gi økt utvinning av olje/kondensat. Dette vurderes av rettighetshaverne. Gassproduksjon fra Smørbukk må sees i sammenheng med en samlet gasstransportløsning for Haltenbanken. Rettighetshaverne vurderer nå en samlet utbygging av Smørbukk og Smørbukk Sør. Det er også inngått et samarbeid med rettighetshaverne i Midgard for å se på mulighetene for en koordinert utbygging av de tre feltene for salg av olje og gass fra år 2000.

Smørbukk Sør

Feltet ligger i sørlige del av blokk 6506/12 og ble påvist i 1985 med undersøkelsesbrønn 6506/12-3. Dette er senere bekreftet av to avgrensingsbrønner. Statoil er operatør. Feltet ligger omtrent 10 km fra Smørbukk og vandypet er 300 meter. Oljedirektoratets anslag for utvinnbare reserver på Smørbukk Sør er 31 millioner Sm³ olje/kondensat og 24 milliarder Sm³ gass.

Feltet ble erklært drivverdig i januar 1992. Rettighetshaverne vurderer en separat utbygging av Smørbukk Sør, med salg av olje og injeksjon av assosiert gass, dersom Smørbukk må utsettes i påvente av en samlet gassløsning for Haltenbanken.

Trestakk

Trestakk er et oljefunn i blokk 6406/3. Statoil er operatør for utvinningstillatelsen som ble tildelt i 1984. Utvinnbare ressurser er av operatøren anslått til 4,8 millioner Sm³ olje. Produsert gass planlegges injisert i reservoaret for å øke oljeutvinningen. Det antas at funnet vil kunne dreneres ved hjelp av tre horisontale produksjonsbrønner.

Tyrihans Sør og -Nord

Funnene ligger i blokkene 6406/3 og 6407/1. Statoil er operatør for utvinningstillatelsen. Sannsynligvis er funnene i trykkommunikasjon gjennom en felles vannsone. Tyrihans Sør er karakterisert som et gass/kondensatfunn, mens Tyrihans Nord inneholder en oljesone med en overliggende gasskappe. Størrelsen på oljesonen i Tyrihans Nord er usikker i og med at olje/vannkontakt ikke er påvist. Operatørens samlede anslag for utvinnbare ressurser er 9,6 millioner Sm³ olje/kondensat og 26,5 milliarder Sm³ gass.

Njord

Njord er et oljefunn i blokkene 6407/7 og 6407/10. Norsk Hydro er operatør for utvinningstillatelse 107 og 132, som ble tildelt i henholdsvis 1985 og 1987. Totalt er det boret syv letebrønner i de to blokkene. Fire av disse har påvist olje. Funnet er karakterisert ved et komplisert forkastningsmønster som sannsynligvis vil ha stor innvirkning på oljeutvinningen. Oljedirektoratets anslag for utvinnbare ressurser er 35 millioner Sm³ olje og 7,2 milliarder Sm³ assosiert gass. Rettighetshaverne arbeider med sikte på å legge fram en plan for utbygging og drift i 1994.

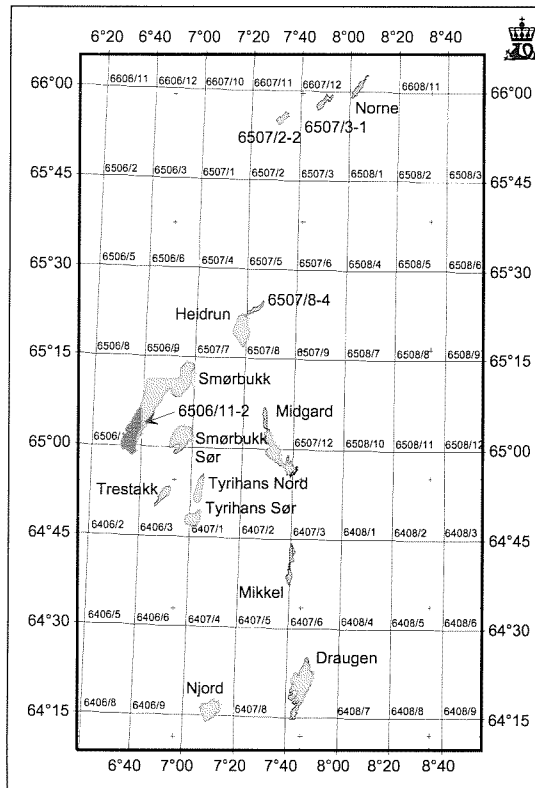
6507/8-4

Funnet tilhører utvinningstillatelse 124, med Statoil som operatør, og ligger rundt fire kilometer nordøst av Heidrunfeltet. Funnbrønnen, 6507/8-4, påviste i august 1990 olje med overliggende gasskappe i Årefor-masjonen. Utvinnbare ressurser er av operatøren anslått til 12 millioner Sm³ olje og 2,5 milliarder Sm³ gass.

Norne

Norne ligger i blokk 6608/10, 85 km nord for Heidrun og 200 km fra Nordlandskysten. Utvinningstillatelse 128 ble tildelt i 1986. Statoil er operatør. Feltet ligger

Fig. 2.6.6
Felt og funn i Norskehavet



på 360 -380 meter havdyp, og ble påvist i januar 1992. Operatøren har anslått de utvinnbare ressursene til 70 millioner Sm³ olje og 13 milliarder Sm³ gass. Det arbeides med en plan for utbygging og drift som planlegges framlagt for myndighetene i siste halvdel av 1994. Den mest aktuelle utbyggingsløsningen er produksjonsskip med undervanns-produksjonsinnretninger og lastning av oljen til skytteltankere. Produksjonsstart kan ut fra dette finne sted i løpet av 1997.

2.6.7 Funn i Barentshavet

Det er påvist omtrent 250 milliarder Sm³ utvinnbar gass i Barentshavet, se figur 2.6.7. I tillegg er det en tynn oljesone på Snøhvit.

Snøhvit

Snøhvit ligger i følgende blokker med korrespondende utvinningstillatelser 7120/6-097, 7121/4-099, 7121/5 og 7120/5-110. Norsk Hydro er operatør for utvinningstillatelse 097 og Statoil er operatør for utvinningstillatelsene 099 og 110. Utvinningstillatelsene 097 og 099 ble tildelt i 1984 og utvinningstillatelse 110 ble tildelt i 1985. Det er ingen infrastruktur i området. Operatørens anslag for utvinnbare ressurser er 101 milliarder Sm³ gass og 11 millioner tonn NGL. Oljedirektoratets anslag for utvinnbare ressurser er 83 milliarder Sm³ gass, 6,7 millioner Sm³ olje og 9,2 millioner tonn NGL. På grunn av lang avstand til potensielle gassmarkeder, er rørtransport av gassen økonomisk uinteressant. En utbygging av funnet vil derfor trolig inkludere et anlegg for nedkjøling av gassen til LNG.

Utbyggingsløsning

Den planlagte produksjonsbrønnen fra innretningen på Gyda til Gyda Sør vil få en horisontal rekkevidde på ca 5 700 meter. Behandlingen skal foregå med eksisterende utstyr på Gyda. Utstyr for gassbehandling og spesielt gasseksportkompressoren kan være begrensede faktorer for oljeproduksjonen på Gyda Sør.

Transport

Gass- og oljeproduksjonen fra Gyda Sør vil bli transportert i transportsystemet for gass og olje fra innretningen på Gyda. NGL-produksjonen vil hovedsakelig følge oljestrømmen.

Kostnader

Investeringer på Gyda Sør fram til 1999 ventes å bli ca 0,2 milliarder 1993-kroner.

2.7.2 Sleipner Vest

Utvinningsstillatelse 046 og 029

Rettighetshavere:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	52,6000 %
Esso Norge A/S	28,0000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	9,4000 %
Elf Petroleum Norge A/S	9,0000 %
TOTAL Norge A/S	1,0000 %

Felthistorie

Sleipner Vest ligger i blokkene 15/6, 15/9 og 15/8, som ble tildelt i 1969 og 1976, se figur 2.6.2. Statoil er operatør for utvinningsstillatelse 046, mens Esso er operatør for 029. Feltet ble funnet i 1974 ved undersøkelsesbrønn 15/6-3, og senere bekreftet i perioden 1977-82 av tre brønner i blokk 15/6 og ni brønner i 15/9. Feltet ble besluttet utbygget i desember 1992.

Reservoar

Sleipner Vest er et gass/kondensatfelt. Reservoaret består av sandstein i Hugin-formasjonen avsatt i jura perioden. Oljedirektoratet anslår feltets reserver til 135 milliarder Sm³ gass (inkludert CO₂), 27 millioner Sm³ olje og 9 millioner tonn NGL. Gassen i Sleipner Vest inneholder opptil 9 % CO₂.

Utbygging

Første fase av utbyggingen omfatter en brønnhodeinnretning, Sleipner B, samt en innretning for prosessering og fjerning av CO₂, Sleipner T (se figur 2.8.8). Sleipner B vil bli plassert på den sørlige delen av Sleipner Vest-feltet med brønnstrømsoverføring til Sleipner T-innretningen. Sleipner T vil bli plassert ved siden av Sleipner A slik at man kan bruke felles hjelpe-systemer. Videre utbygging av de nordlige områdene av Sleipner Vest planlegges gjennomført med undervanns brønnrammer eller brønnhodeinnretninger med brønnstrømsoverføring til Sleipner B.

Sleipner Vest planlegges å være produksjonsklar i oktober 1996, og gassen planlegges injisert i Sleipner Øst for å øke utvinningen av olje og NGL fra Sleipner Øst. Sleipner Vest er tildelt gassalg i forbindelse med

de kontrakter som ble inngått i 1991 ved utøvelse av 30 % opsjonene under Troll-salgavtalen.

Kostnader

Totale utbyggingskostnader er beregnet til 14,1 milliarder 1993-kroner for første fase av utbyggingen og 19,5 milliarder 1993-kroner for utbygging av hele feltet. Totale driftsutgifter er anslått til 22,9 milliarder 1993-kroner inklusive tariffer.

2.7.3 Frøy

Frøy ligger i blokk 25/2 og 25/5, utvinningsstillatelse 026 og 102.

Rettighetshavere

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	53,9600 %
Elf Petroleum Norge A/S (operatør)	24,7573 %
TOTAL Norge A/S	15,2346 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	6,0481 %

Felthistorie

Utvinningsstillatelse 026 og 102 ble tildelt i henholdsvis 1969 og 1985. Elf er operatør for begge utvinningsstillatelsene. Feltet ble påvist i 1987 ved brønn 25/5-1 og erklært drivverdig i november 1990. Plan for utbygging og drift av Frøy ble godkjent i mai 1992.

Reservoar

Frøy er et oljefelt og Oljedirektoratets anslag over reserver er 14 millioner Sm³ olje og 3 milliarder Sm³ gass.

Utbyggingsløsning/transport

Feltet skal bygges ut med en brønnhodeplattform med ett trinn separasjon. Olje og gass skal overføres i separate rørledninger til Frigg for videre behandling. Transport videre vil finne sted i eksisterende transportsystem for gass til Storbritannia og i nytt oljerør, Frostpipe, til Oseberg. Feltet skal dreneres med fem produksjonsbrønner og fire vanninjeksjonsbrønner. Produksjonsstart er planlagt til sommeren 1995.

Kostnader

Investeringskostnadene er nå anslått til 5,9 milliarder 1993-kroner. De totale driftskostnadene er anslått til 5,7 milliarder 1993-kroner eksklusive tariffer.

2.7.4 Lille-Frigg

Lille-Frigg ligger i blokk 25/2, utvinningsstillatelse 026, se figur 2.8.10.a.

Rettighetshavere

Elf Petroleum Norge A/S (operatør)	41,4200 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	32,8700 %
TOTAL Norge A/S	20,7100 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	5,0000 %

Felthistorie

Utvinningsstillatelsen ble tildelt i 1969 med Elf som operatør. I 1975 påviste undersøkelsesbrønn 25/2-4 hydrokarboner. Plan for utbygging og drift ble godkjent i september 1991.

Reservoar

Lille-Frigg er et gass/kondensatfelt. Reservoaret ligger i Brentgruppen på en forkastningsblokk i forlengelsen av Heimdalyggen. Operatørens anslag over reserver er 7 milliarder Sm³ gass og 3,6 millioner Sm³ kondensat.

Utbyggingsløsning/transport

Lille-Frigg skal bygges ut med en undervannsinnetning og fjernstyres fra Frigg. Utbyggingen baseres på tre produksjonsbrønner med trykkavlastning som produksjonsmekanisme. Det er muligheter for tilknytning av to ekstra brønner. Ubehandlet brønnstrøm skal overføres under høyt trykk direkte til Frigg for behandling. Gass skal transporteres videre til St.Fergus i eksisterende rørledning. Stabilisert kondensat skal transporteres til Oseberg i en ny rørledning, Frostpipe. Produksjonsstart var planlagt til 1.10.1993, men er utsatt til slutten av april 1994.

Kostnader

Investeringskostnadene er nå beregnet til 3,6 milliarder 1993-kroner. De totale driftskostnadene er beregnet til ca 1,5 milliarder 1993-kroner eksklusive tariffer.

2.7.5 Troll

Rettighetene til Troll ble tildelt i 1979 under utvinningstillatelse 054 (blokk 31/2) og i 1983 under utvinningstillatelse 085 (blokkene 31/3, 31/5 og 31/6).

Troll ble påvist i 1979 da operatøren på blokk 31/2, A/S Norske Shell, boret letebrønn 31/2-1 i Troll Vest. A/S Norske Shell erklærte i november 1983 den delen av Trollfeltet som ligger innenfor blokken økonomisk drivverdig. Rettighetshaverne tiltrådte drivverdighetserklæringen i desember 1984. 15 brønner var til da blitt boret i blokken for å avgrense feltets utstrekning.

Med boringen av brønn 31/6-1 ble gassressursene i Troll Øst påvist. Etterfølgende boring la grunnlaget for samordning av feltet mellom rettighetshaverne i utvinningstillatelse 054 og 085 i 1986.

Rettighetshaverne i Trollfeltet er:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	74,67600 %
A/S Norske Shell	8,28800 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	7,68800 %
Saga Petroleum a.s.	4,08000 %
Elf Petroleum Norge A/S	2,35344 %
Norske Conoco A/S	1,66113 %
TOTAL Norge A/S	1,35343 %

Trollfeltet dekker deler av blokkene 31/2, 31/3, 31/5 og 31/6, se figur 2.6.4. Utbyggingen skjer i faser som følger:

- TOGI: Troll-Oseberg gassinjeksjon
- Troll I: Utbygging av gassreservene på Troll Øst
- Troll II: Utbygging av oljeresservene på Troll Vest
- Troll III: Utbygging av gassreservene på Troll Vest

Troll fase III er ennå ikke besluttet utbygget.

Reservoar

Reservoaret finnes i tre geologiske formasjoner av senjura alder. Den øverste formasjonen, Sognefjord

formasjonen, domineres av middels til grovkornet sandstein med gode reservoaregenskaper. Sognefjordformasjonen inneholder størstedelen av gassen og oljen i feltet. Under Sognefjordformasjonen ligger Heatherformasjonen som har dårligere reservoaregenskaper og Fensfjordformasjonen som har vekslende reservoaregenskaper.

På toppen av Troll Øst og Troll Vest er det en gasskolonne på over 200 meter. Den vestlige delen av feltet, Troll Vest oljeprovins, ligger hovedsakelig i blokk 31/2 og har en oljekolonne på 22–26 meter. I Troll Vest gassprovins er oljekolonnen 11–13 meter. I Troll Øst varierer den påviste oljekolonnen i tykkelse fra null til fire meter.

I regi av Norsk Hydro har rettighetshaverne i løpet av 1993 foretatt en rekartlegging av Troll Vest basert på 3D-seismikk. Dette har bidratt til en vesentlig bedre forståelse av utbredelsen av reservoarsandene i Trollfeltet.

Oljedirektoratets anslag på reserver og tilstedeværende oljeressurser for Trollfeltet er:

	Reserver			Tilstedeværende ressurser
	Olje 10 ⁶ Sm ³	Gass 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn	Olje 10 ⁶ Sm ³
Troll I (Troll Øst)		825	19,2	
Troll II (Troll Vest oljeprovins)	61			184
Troll III (Troll Vest gassprovins)		463	10,8	421

Troll fase 1: Utbygging av gassreservene på Troll Øst

Shell er utbyggingsoperatør for Troll fase I, mens Statoil i henhold til avtale vil ta over operatøransvaret når feltet kommer i drift.

Anført av operatøren, A/S Norske Shell, la rettighetshaverne i september 1986 frem plan for utbygging og drift av gassreservene i Troll Øst (Troll fase 1). Planen ble godkjent i Stortinget i desember 1986. Denne planen beskrev en utbygging med en fullt integrert innretning med en initiell prosesskapasitet på 23,7 milliarder Sm³ gass per år. Operatøren ble bedt om å fremlegge en revidert plan med en mer detaljert beskrivelse av innretning og prosessutstyr. En revidert plan ble fremlagt av rettighetshaverne i mai 1990 og godkjent av myndighetene i desember samme år.

Den reviderte utbyggingsplanen for Troll fase I innebærer at gassreservene i Troll Øst dreneres fra en fast brønnhodeinnretning med understell av betong. Plattformlokasjonen er ca 80 km nordvest for Bergen og vandypet er 303 meter. Brønnstrømmen fra inntil 40 brønner vil bli overført fra innretningen via to 915 mm diameter flerfaserørledninger til ilandføringsstedet på Kollsnes i Øygarden kommune. I behandlingsanlegget på land vil kondensatet bli skilt fra gassen. Kondensatet planlegges transportert gjennom en 203 mm diameter rørledning til terminalen på Sture for videre transport til markedet. Tørrgassen vil bli

komprimert og eksportert fra landterminalen til kontinentet gjennom nye rørledninger. Ifølge nåværende planer ventes Kollsnesanlegget, ferdig utbygd i 1996, å ha en kapasitet på 89 millioner Sm³ gass per dag. Rettighetshaverne utreder mulighetene for ytterligere kapasitetsøkning.

Deler av gassen fra feltet er solgt under Troll gas-salgsavtalene (TGSA) slutført i 1986 med kjøpere i Tyskland, Nederland, Belgia, Frankrike og Østerrike. Siden 1986 har man forhandlet frem ytterligere gas-salgsavtaler med andre kjøpere hvor Troll, eller andre felt, vil stå for leveransene av gass. I henhold til avtale ble initiell gass levert fra Sleipner fra 1.10.1993 i påvente av at Trollfeltet kommer i produksjon i 1996.

Totale investeringer for Troll fase I er anslått til 33,4 milliarder, og totale driftskostnader er anslått til 27 milliarder 1993-kroner.

Troll fase II: Utbygging av oljereservene på Troll Vest

Troll fase II omhandler utbygging av den 22–26 meter tykke oljekolonnen i Troll Vest oljeprovins. Norsk Hydro er operatør både i utbyggings- og driftsfasen.

Plan for utbygging og drift av Troll fase II ble oversendt myndighetene i desember 1991 og ble godkjent i Stortinget i mai 1992. Det ble i forbindelse med godkjenningen av Troll fase II bestemt at Statoil skal være operatør for den videre planlegging, utbygging og drift av den gjenværende gassen på Trollfeltet. Norsk Hydro skal, under den overordnede koordinering av Statoil, være operatør for eventuell utbygging/ombygging og drift av Troll fase II-innretningen dersom denne også benyttes til å behandle deler av den gjenværende gassen på Trollfeltet.

Den opprinnelige planen for drenering av oljereservene i Troll Vest innebar oljeproduksjon fra 17 horisontalbørner. En betongflyter ble anbefalt som innretning for prosessering og lagring av oljen før eksport, etter at både flytere, bunnfaste innretninger og skipskonsept var blitt studert. En innretning som kunne håndtere både olje- og senere gassproduksjon fra Troll Vest, ble også vurdert av rettighetshaverne.

Platåproduksjonen er planlagt til 25 000 Sm³ olje per dag, tilsvarende ca 157 000 fat. Mellom 5 og 6 millioner Sm³ gass per dag kan bli eksportert til Troll fase I – innretningen for videre ilandføring til Kollsnes sammen med gass/kondensat fra Troll fase I.

Rettighetshaverne besluttet i løpet av 1992 å gjennomføre gassinjeksjon gjennom egen gassinjeksjonsbrønn i den sydlige del av reservoaret i Troll Vest oljeprovins. Dette vil øke utvinningsgraden for olje. Oljedirektoratet vurderer dette som en forbedret produksjonsstrategi for den sydlige delen av oljeprovinsen. I tillegg ble beslutning tatt om å øke antall produksjonsbrønner i Troll Nord oljeprovins fra fem til seks. Troll II vil derfor i henhold til nåværende planer bli bygget ut med 18 oljeproduksjonsbrønner og en gassinjeksjonsbrønn fordelt på i alt fire undervannsstasjoner som igjen koples opp til innretningen. Innretningen vil i tillegg ha kapasitet til oppkopling av ytterligere fem undervannsstasjoner fra Troll Vest gassprovins.

Norsk Hydro, som operatør for Troll fase II, har boret to avgrensingsbrønner for å avklare potensialet for produksjon fra oljekolonnen i Troll Vest gassprovins. Basert på den nye kartleggingen er rettighetshaverne i ferd med å legge fram planer for oljeproduksjon fra en første brønnklynge syd i Troll Vest gassprovins. En plan for utbygging og drift ventes oversendt til myndighetsbehandling i løpet av første kvartal 1994. Totale investeringer for Troll fase II er anslått til 16,8 milliarder 1993-kroner. Totale driftskostnader for innretningene på feltet er anslått til 14 milliarder 1993-kroner.

Videre utbygging av de tidskritiske oljeressursene i gassprovinsen er under utredning. Utvinnbare oljereserver anslås av Oljedirektoratet til 30–40 millioner Sm³.

Ilandføring av Troll olje

Da Stortinget i mai 1992 godkjente utbygging av Troll fase II, var transportløsningen for oljen fra feltet ikke avklart. Høsten 1992 vedtok rettighetshaverne å ilandføre oljen via rørledning til Mongstadterminalen. Utbygging og drift av transportsystemet skal utføres av et interessentskap med Statoil som operatør. Samtlige rettighetshavere i Trollfeltet er representert i dette interessentskapet. Statoil overleverte myndighetene 12.5.1993 en plan for anlegg og drift (PAD) av et ilandføringsrør fra Troll fase II innretningen til Mongstad. Behov for tilleggsdokumentasjon medførte at Statoil utarbeidet et tillegg til PAD som ble fremmet 10.9.1993. Myndighetenes godkjenning av planen ble gitt i desember 1993.

Totale investeringer for Troll oljerør er anslått til ca 1 milliard 1993-kroner, og årlige driftskostnader er anslått til 11 millioner 1993-kroner.

Troll fase III: Utbygging av gassreservene på Troll Vest

En fremtidig utbygging av gassreservene i Troll Vest gassprovins vil utgjøre fase III i utbyggingen av Trollfeltet. Ulike utbyggingskonsepter, tidspunkt for produksjonsstart og samordning med annen infrastruktur på Trollfeltet er under utredning og vil bli avhenge av fremtidig gassalgsscenarioer.

TOGI

I tillegg til hovedutbyggingen for gass i Troll Øst (Troll fase I) er det bygget et undervannsproduksjonssystem, Troll Oseberg Gass Injeksjon (TOGI). Norsk Hydro er operatør for utbygging og drift.

TOGI bunnrammen er lokalisert i Troll Øst, styres fra Oseberg feltcenter, og besørger leveranse av gass for injeksjon i Osebergfeltet. Produksjon og leveranse av TOGI gass fra Troll Øst startet i februar 1991.

Investeringene for TOGI er omtrent 3 milliarder 1993-kroner. Totale driftskostnader til og med 1999 er anslått til 1,1 milliarder 1993-kroner.

2.7.6 Tordis

Tordis ligger i blokk 34/7, se figur 2.8.13.a.

Utvinningsstillatelse 089 ble tildelt i 1984 med Saga

Petroleum som operatør. Glideskala er utøvet i utvinningstillatelsen.

Rettighetshavere

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	55,4000 %
Esso Norge a.s.	10,5000 %
Idemitsu Oil Exploration a.s.	9,6000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s.	8,4000 %
Saga Petroleum a.s. (operatør)	7,0000 %
Elf Petroleum Norge A/S	5,6000 %
Deminex (Norge) A/S	2,8000 %
DNO Olje A/S	0,7000 %

Felthistorie

Tordis ble påvist ved undersøkelsesbrønn 34/7–12 i 1987. Det ble boret en avgrensingsbrønn, 34/7–14, på feltet høsten 1989. På bakgrunn av de to brønnene ble feltet erklært drivverdig og plan for utbygging og drift ble godkjent i Stortinget i mai 1991.

Reservoar

Oljedirektoratets reserveanslag er 18,8 millioner Sm³ olje, 1,2 milliarder Sm³ gass og 0,5 millioner tonn NGL. Operatørens anslag er i samme størrelsesorden. Utvinningsmekanisme for feltet er trykkvedlikehold ved hjelp av vanninjeksjon. Oljen er undermettet og finnes i øvre og nedre Brent.

Utbyggingsløsning/transport

Feltet er planlagt utbygd med havbunnskompletterte brønner, fem produksjonsbrønner og to vanninjeksjonsbrønner. Brønnstrømmen vil bli ført til Gullfaks C for prosessering, måling og videre transport. Produksjonsstart er opprinnelig planlagt til høsten 1994, men er fremskyndet noen måneder. Gassen vil bli solgt under Troll gassalgsavtale.

Kostnader

Totale investeringer er anslått til omtrent 3,7 milliarder 1993-kroner. Dette inkluderer brønner og modifikasjonskostnader på Gullfaks C. Driftskostnadene er anslått til totalt 1,7 milliarder 1993-kroner.

2.7.7 Statfjord Øst

Statfjord Øst ligger i utvinningstillatelse 037 og 089, se figur 2.8.13.a. Utvinningstillatelse 037 omfatter blokkene 33/9 og 33/12 som ble tildelt i 1973. Utvinningstillatelse 089 omfatter blokk 34/7 som ble tildelt i 1984.

Rettighetshavere

Glideskala er utøvet i utvinningstillatelsen og rettighetshaverne i det samordnede feltet er:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	52,7000 %
Esso Norge a.s.	10,2500 %
Mobil Development Norway A/S	7,5000 %
Norske Conoco A/S	5,0000 %
A/S Norske Shell	5,0000 %
Idemitsu Oil Exploration (Norsk) a.s.	4,8000 %
Saga Petroleum a.s.	4,4400 %
Norsk Hydro Produksjon a.s.	4,2000 %

Elf Petroleum Norge A/S	2,8000 %
Deminex (Norge) A/S	1,4000 %
Amerada Hess Norge a.s.	0,5200 %
Amoco Norway A/S	0,5200 %
Enterprise Oil Norwegian A/S	0,5200 %
DNO Olje A/S	0,3500 %

Felthistorie

Plan for utbygging og drift av Statfjord Øst ble godkjent i statsråd 9.11.1990. Statoil er operatør for feltet. En samordningsavtale for Statfjord Øst ble underskrevet juni 1991 og fordeler reservene med 50 % på hver av de to utvinningstillatelsene 037 og 089. Olje- og energidepartementet godkjente 19.11.1991 en samordningsavtale for Statfjord Øst, som innebærer at Statfjord Nord og Statfjord Øst vil ha felles prosjektorganisasjon og benytte felles utstyr på Statfjord C. Produksjonen fra Statfjord Øst er planlagt å starte i 4. kvartal 1994 og vare frem til år 2007.

Reservoar

Statoils anslag for oljereserver er 19,4 millioner Sm³. Oljedirektoratets anslag er 13,3 millioner Sm³. Dette er rundt 30 % lavere enn Statoils anslag. Forskjeller i geologisk modell forklarer mesteparten av avvikene i reserveanslaget. Resultat fra produksjonsbrønner som ble boret høsten 1993, viser at bergartsvolumet for reservoaret er større enn tidligere antatt.

Utbyggingsløsning/transport

Feltet skal bygges ut med havbunnsinnretninger som kobles til Statfjord C-innretningen. Havbunnsinnretningene vil bestå av tre bunnrammer, hvorav to for produksjon og en for vanninjeksjon. Brønnstrømmen som består av olje, gass og vann, vil bli overført i to ledninger til Statfjord C for behandling, lagring og videre transport. Feltet planlegges drenert med seks produksjonsbrønner og fire vanninjeksjonsbrønner.

Kostnader

Investeringskostnadene for Statfjord Øst er beregnet til 3,7 milliarder 1993-kroner. Totale driftskostnader for Statfjord Øst er beregnet til 1,1 milliarder 1993-kroner. Modifikasjonsarbeidet på Statfjord C-innretningen vurderes nå å være mer omfattende enn opprinnelig antatt.

2.7.8 Statfjord Nord

Statfjord Nord ligger i blokk 33/9, utvinningstillatelse 037, som ble tildelt i 1973, se figur 2.8.13.a.

Rettighetshavere

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	
(operatør)	50,0000 %
Mobil Development Norway A/S	15,0000 %
A/S Norske Shell	10,0000 %
Esso Norge a.s.	10,0000 %
Norske Conoco A/S	10,0000 %
Saga Petroleum a.s.	1,8750 %
Amerada Hess Norge A/S	1,0420 %
Amoco Norway Oil Company	1,0420 %
Enterprise Oil Norwegian A/S	1,0420 %

Felthistorie

Plan for utbygging og drift av Statfjord Nord ble godkjent i statsråd 9.11.1990. Statoil er operatør for feltet. Produksjonstart fra Statfjord Nord var opprinnelig planlagt til 1994, men er utsatt på grunn av manglende behandlingskapasitet på Statfjord C. Det foreligger en samordningsavtale mellom Statfjord Nord og Statfjord Øst.

Reservoar

Oljedirektoratets reserveanslag er 31 millioner Sm³ olje og 2,5 milliarder Sm³ gass. Dette forutsetter at det bores åtte produksjonsbrønner og at oljeproduksjonen ikke avsluttes før i år 2014. Beslutning om eventuelt å bore to ekstra brønner vil ikke bli tatt før etter produksjonsstart for feltet.

Utbyggingsløsning/transport

Feltet skal bygges ut med havbunnsinnretninger som kobles til Statfjord C-innretningen. Havbunnsinnretningene vil bestå av tre bunnrammer, hvorav to for produksjon og en for vanninjeksjon. Brønnstrømmen som består av olje, gass og vann vil bli overført i to rørledninger til Statfjord C for behandling, lagring og videre transport. Feltet planlegges drenert med seks produksjonsbrønner og fire vanninjeksjonsbrønner. Statfjord Nord og Statfjord Øst vil benytte felles utstyr på Statfjord C.

Kostnader

Investeringskostnader for Statfjord Nord er på 3,9 milliarder 1993-kroner. Driftskostnadene for Statfjord Nord er anslått til 1,2 milliarder 1993-kroner. Det er knyttet noe usikkerhet til operatørens anslag over driftskostnader fordi strategi for vedlikehold og datainnsamling ikke er endelig fastlagt.

2.7.9 Heidrun

Feltet er lokalisert i blokkene 6507/7 og 6507/8, se figur 2.6.6. Blokk 6507/7 ble tildelt i 1984 ved utvinningstillatelse 095. Blokk 6507/8 ble tildelt i 1986 ved utvinningstillatelse 124.

Rettighetshavere etter samordning:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	75,0000 %
Norske Conoco A/S (operatør)	18,1250 %
Neste Petroleum a.s	5,0000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	1,2500 %
DNO Olje A/S	0,6250 %

Statoil vil overta etter Conoco som operatør for Heidrun i driftsfasen. Produksjonsstart er planlagt til høsten 1995.

Felthistorie

Heidrunfeltet ble oppdaget i 1985 og erklært drivverdige i desember 1986. Det ble fremlagt plan for utbygging og drift av feltet i november 1987 som innbefattet tidligproduksjon. Planen ble godkjent, men rettighets-

haverne avbrøt arbeidet med gjennomføringen av den godkjente løsningen. Operatøren la så frem en revidert plan i desember 1989. Denne planen ble godkjent i Stortinget i mai 1991. Beslutningen om disponering av den assosierte gassen ble imidlertid utsatt. I november 1991 la regjeringen frem en proposisjon med anbefaling om ilandføring av assosiert gass til metanolproduksjon. Denne løsningen ble godkjent i Stortinget i februar 1992.

Reservoar

Feltet inneholder olje med en overliggende gasskappe. Reservoaret er forkastet og består av flere geologiske formasjoner. Gasskappen bør ut fra hensyn til ressursutnyttelsen produseres etter at hoveddelen av oljen er produsert. Det er stor usikkerhet knyttet til reserveanslaget for Heidrunfeltet. Oljedirektoratets reserveanslag er 87 millioner Sm³ olje og 38 milliarder Sm³ gass. Operatørens anslag er 119 millioner Sm³ olje og 45 milliarder Sm³ gass. Forskjellen i reserveanslag skyldes hovedsakelig forskjellige geologiske modeller.

Utbyggingsløsning/transport

Vanddyptet er ca 350 meter. Feltet vil bli utbygd med en flytende plattform i betong, installert over en havbunnsramme med 56 brønnsliesser. Det planlegges 35 produksjonsbrønner, 11 vanninjeksjonsbrønner og to gassinjeksjonsbrønner. Seks av vanninjektorene vil være havbunnskompletterte. Produksjonskapasiteten for olje vil være 35 000 Sm³ per dag, mens maksimal behandlingskapasitet for vann og gass vil være henholdsvis 24 700 og 4,7 millioner Sm³ per dag. Olje vil bli eksportert ved hjelp av et nytt konsept basert på direkte tankertransport uten bruk av oljelager på feltet (DSL).

Kostnader

Totale investeringskostnader er anslått til 28 milliarder 1993-kroner. For produksjonsfasen er de årlige driftskostnadene beregnet til ca 700 millioner 1993-kroner.

Gassdisponering

Assosiert gass vil bli injisert i reservoaret i perioden 1995–1996, og deretter ilandført til Tjeldbergodden for metanolproduksjon fra og med 4. kvartal 1996. Utvinning av gasskappen er ikke aktuelt før ved slutten av oljeproduksjonsperioden.

2.8 FELT I PRODUKSJON

2.8.1 Hod

Utvinningstillatelse 033

Rettighetshavere

Amoco Norway Oil Company (operatør)	25,0000 %
Amerada Hess Norge A/S	25,0000 %
Enterprise Oil Norway A/S	25,0000 %
Elf Petroleum Norge A/S	25,0000 %

Hod ligger i blokk 2/11, som ble tildelt i 1969. Feltet ligger rundt 12 km sør for Valhallfeltet. Deler av blokken er senere tilbakelevert og deler av det tilbakeleverte området er inngått i utvinningstillatelse 068. Hodfeltet består av to separate strukturer, se figur 2.8.4.a.

Plan for utbygging og drift av Hodfeltet ble godkjent i Stortinget juni 1988 og produksjonen fra feltet startet i oktober 1990.

Utnyttelse av forekomstene

Hodfeltet er et krittfelt i Sentraltrauet, og produserer fra flere formasjoner. Det produseres fra to brønner på vestlig struktur og fra tre brønner på østlig struktur. Rundt 95 % av produksjonen kommer fra den østlige strukturen. Ny evaluering av potensialet for økt utvinning ble fullført i september 1993. Resultatet gav en økning i anslaget for utvinningsgrad for olje fra 17 % til 22 %.

De totale reservene er anslått til 7,8 millioner Sm³ olje, 2,3 milliarder Sm³ gass og 0,4 millioner tonn NGL.

Produksjonsanlegg

Utbyggingen omfatter en ubemannet produksjonsinnretning. Olje og gass blir adskilt ved hjelp av en separasjonsenhet og deretter målt før den sendes i ledning til Valhall for ytterligere prosessering.

Transport

Olje og gass transporteres i felles ledning til Valhall og deretter i eksisterende transportsystem til Emden og Teesside.

Målesystem

Olje og gass blir målt på Hod. Målesystemet inngår i Valhall/Hod-systemet for hydrokarbonfordeling.

Kostnader

Totale investeringer på Hodfeltet fra og med 1988 til og med 2011 antas å bli ca 1 milliarder 1993-kroner. Driftskostnader for 1993 var ca 110 millioner kroner.

2.8.2 Valhall

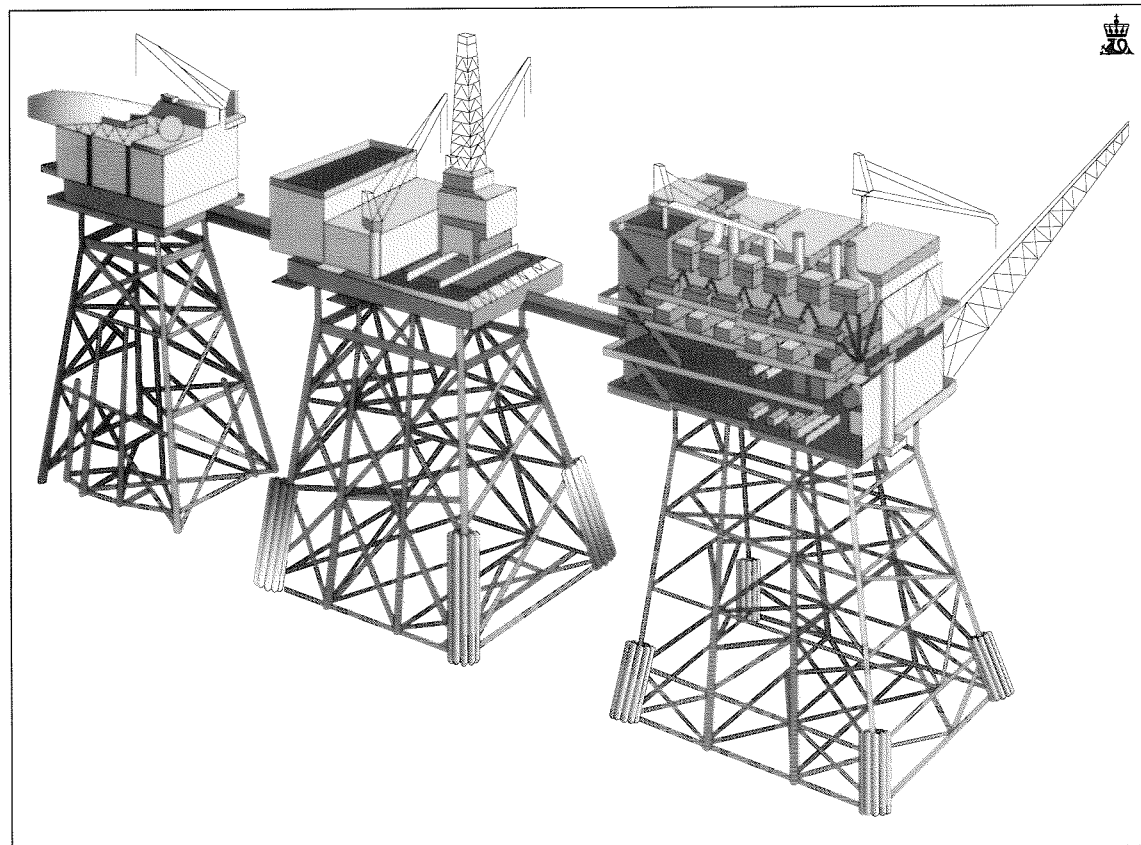
Utvinningsstillatelse 006 og 033

Rettighetshavere

Amoco Norway Oil Company (operatør)	28,09377 %
Amerada Hess Norge A/S	28,09376 %
Enterprise Oil Norwegian A/S	28,09376 %
Elf Petroleum Norge A/S	15,71871 %

Blokk 2/8 ble tildelt i 1965. I 1989 ble Texas Eastern Norwegian Inc sin andel solgt til Enterprise Oil Norwegian A/S. Norwegian Oil Consortium A/S & Co ble solgt til Elf i 1991. Valhall ligger hovedsakelig i blokk 2/8 som inneholder 92,8 % av reservene (utvinnings-

Fig. 2.8.2
Innretninger på Valhall



tillatelse 006). De resterende 7,2 % av reservene ligger i blokk 2/11 (utvinningstillatelse 033) hvor rettighetshaverne har en andel på 25 % hver, se figur 2.8.4.a.

Feltutviklingsplan ble godkjent i Stortinget i 1977 og produksjonen startet høsten 1982.

Utnyttelse av forekomstene

Feltet produserer fra oppsprukket kritt. Utvinningsgraden av olje anslås i dag til ca 30 %. De totale reservene er anslått til 94,0 millioner Sm³ olje, 25,3 milliarder Sm³ gass og 4,8 millioner tonn NGL. Sommeren 1990 startet et prøveprosjekt med vanninjeksjon i Torformasjonen fra en brønn på feltet. Hensikten var å vurdere dreneringseffekten ved vanninjeksjon. En oppnådde vanngjennombrudd i en av de nærliggende brønnene etter en injeksjonsmengde på 600 000 Sm³. Resultatene hittil har vært positive både med hensyn på injektivitet og dreneringseffekt. Foreløpig er det ikke sett tegn til vanngjennombrudd i andre produsenter. Vannpiloten ble avsluttet i september 1993.

Olje- og energidepartementet påla i 1991 operatøren å utføre en utvidet feltstudie på Valhallfeltet. Formålet med studien er å vurdere tiltak for økt utvinning som omfatter både gass- og vanninjeksjon. Studien forventes ferdig i januar 1994.

Produksjonsanlegg

Utbyggingen omfatter en bolig-, en bore-, en produksjons- og en stigerørsinnretning. De tre førstnevnte innretningene er plassert på Valhallfeltet og knyttet til hverandre med broforbindelse. Figur 2.8.2 viser disse innretningene. Stigerørsinnretningen som Phillips har operatøransvaret for, er tilknyttet Ekofisktanken.

Olje blir adskilt fra gass på Valhall ved hjelp av to separasjonsenheter. Gassen komprimeres, tørkes og duggpunktkontrolleres. De tyngre gassfraksjonene, NGL, blir adskilt på Valhall gjennom et fraksjoneringsstørn og injiseres deretter hovedsakelig i oljen.

Transport

Olje inkludert NGL transporteres i rørledning til Ekofisk for videre transport til Teesside. Gass transporteres i egen rørledning til Ekofisk for videre transport til Emden.

Målesystem

Olje og gass blir målt fiskalt på stigerørsinnretningen 2/4-G. Målesystemene inngår i Ekofisk-systemet for hydrokarbonfordeling.

Kostnader

Totale investeringer på Valhallfeltet fra august 1977 til og med år 2011 antas å bli ca 20 milliarder 1993-kroner. Driftskostnader for 1993 er beregnet til ca 1 milliard kroner.

2.8.3 Tommeliten Gamma og Tommeliten Alpha

Utvinnningstillatelse 044

Rettighetshavere

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)
(operatør) 70,6400 %

Norske Fina A/S 20,2300 %
Norsk Agip A/S 9,1300 %

Utvinnningstillatelse 044 ble tildelt i 1976 og omfatter blokk 1/9 sørvest for Ekofiskområdet, se figur 2.8.4.a. Tommeliten Alpha ble oppdaget i desember 1976 og var Statoils første funn. Tommeliten Gamma ble oppdaget i januar 1978.

Plan for utbygging og drift av Tommeliten Gamma ble godkjent i Stortinget juni 1986. Produksjonen startet 3.10.1988.

Utnyttelse av forekomstene

Produksjonen fra Tommeliten Gamma behandles på Edda-innretningen. En del av gassen benyttes til gassløft på Edda og forlenger på denne måten den økonomiske levetiden for Eddafeltet. De totale reservene for Tommeliten Gamma er anslått til 3,4 millioner Sm³ olje, 8,2 milliarder Sm³ gass og 0,5 millioner tonn NGL.

Ved utgangen av 1993 er det ikke fremlagt plan for utbygging av Tommeliten Alpha.

Produksjonsanlegg

Gammastrukturen er utbygget med havbunnskompletterte brønner. All produksjon blir transportert til Edda for behandling.

Transport

Etter første trinn separasjon på Edda blir gassen fra Tommeliten overført i rørledning til Ekofisk Senter for videre tørking. Den tørre gassen inngår i Phillips system for leveranse av gass til Emden.

Oljen fra Tommeliten overføres fra Edda til Ekofisk Senter og sendes videre gjennom rørledningen til Teesside.

Målesystem

Eksisterende målesystem er ombygget og oppgradert slik at det på Edda utføres separat måling av olje og gass både fra Eddafeltet og Tommeliten Gamma.

Kostnader

Totale investeringer på Tommeliten Gamma fra 1986 til og med år 1997 beløper seg til ca 3 milliarder 1993-kroner. Driftskostnader i 1993 var ca 50 millioner kroner.

2.8.4 Ekofiskområdet

Utvinnningstillatelse 018

Rettighetshavere

Phillips Petroleum Company
Norway A/S (operatør) 36,9600 %
Norske Fina A/S 30,0000 %
Norsk Agip A/S 13,0400 %
Elf Petroleum Norge A/S 7,5940 %
Norsk Hydro Produksjon a.s 6,7000 %
TOTAL Norge A/S 3,5470 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil) 1,0000 %

Elf Rex Norge A/S
Norminol

0,8550 %
0,3040 %

A/S Norske Shell

50,0000 %

Ovennevnte gruppe (Phillips-gruppen) har rettighetene til feltene Cod, Edda, Ekofisk, Eldfisk, Embla og Vest Ekofisk. Cod ligger i blokk 7/11, Edda, Embla og Eldfisk i blokk 2/7 og Ekofisk og Vest Ekofisk i blokk 2/4, se figur 2.8.4.a.

Albuskjellfeltet, som ligger i blokkene 1/6 og 2/4, er delt mellom utvinningstillatelsene 018 og 011. Fordelingen på Albuskjellfeltet er som følger:

Phillipsgruppen

50,0000 %

Torfeltet, som ligger i blokkene 2/4 og 2/5, er delt mellom utvinningstillatelsene 018 og 006. Fordelingen på Torfeltet er som følger:

Phillipsgruppen

73,7487 %

Amocogruppen

26,2513 %

(rettighetshaverne på Valhall)

Ekofiskområdet består av åtte felt i produksjon : Albuskjell, Cod, Edda, Ekofisk, Eldfisk, Embla, Tor og Vest Ekofisk, se figur 2.8.4.b. Codfeltet ble oppdaget i 1968. Ekofisk ble oppdaget i 1969 og erklært drivverdig i 1970. I perioden fra 1969 til 1974 ble de andre

Fig. 2.8.4.a
Felt og funn i Ekofiskområdet

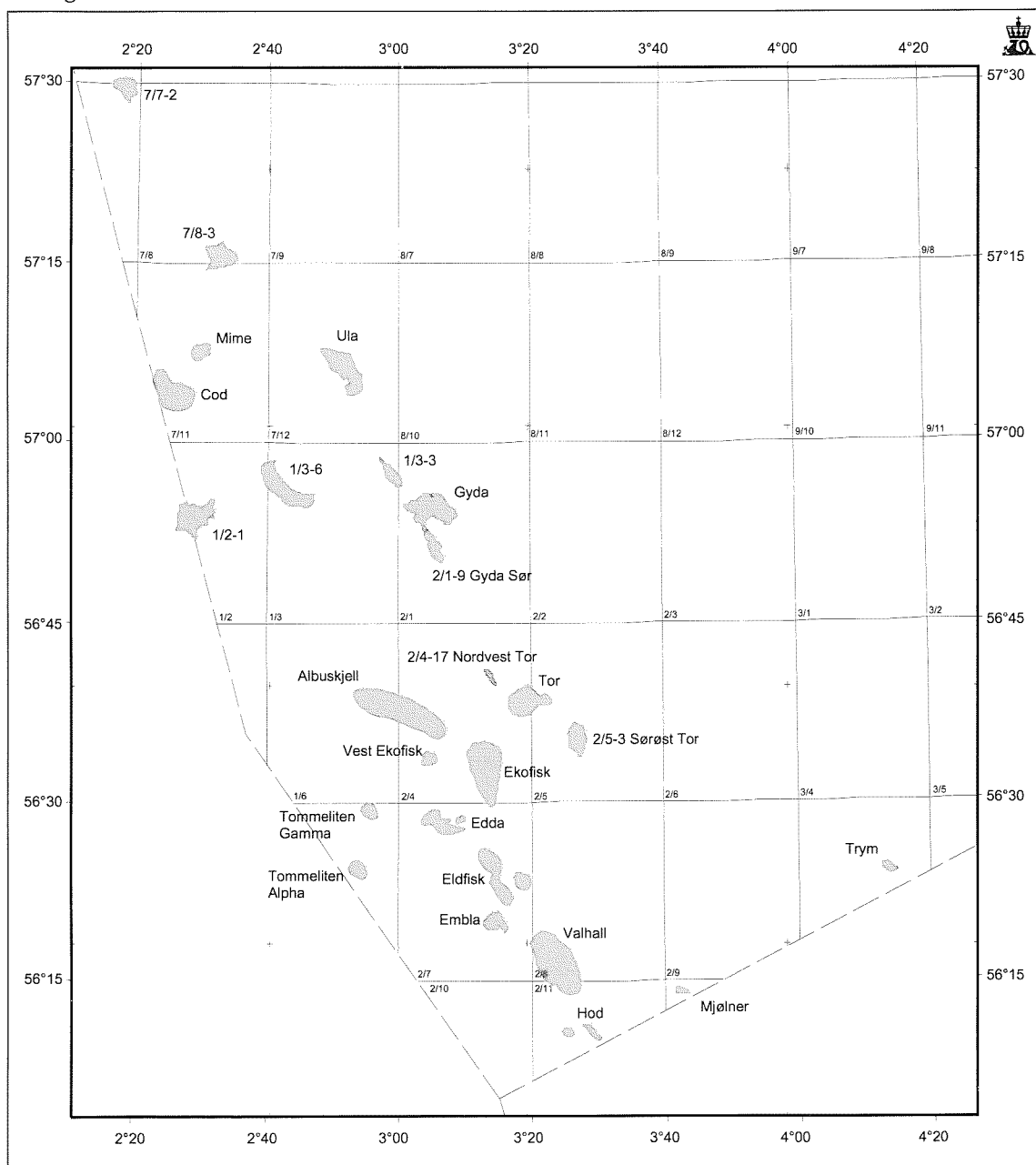
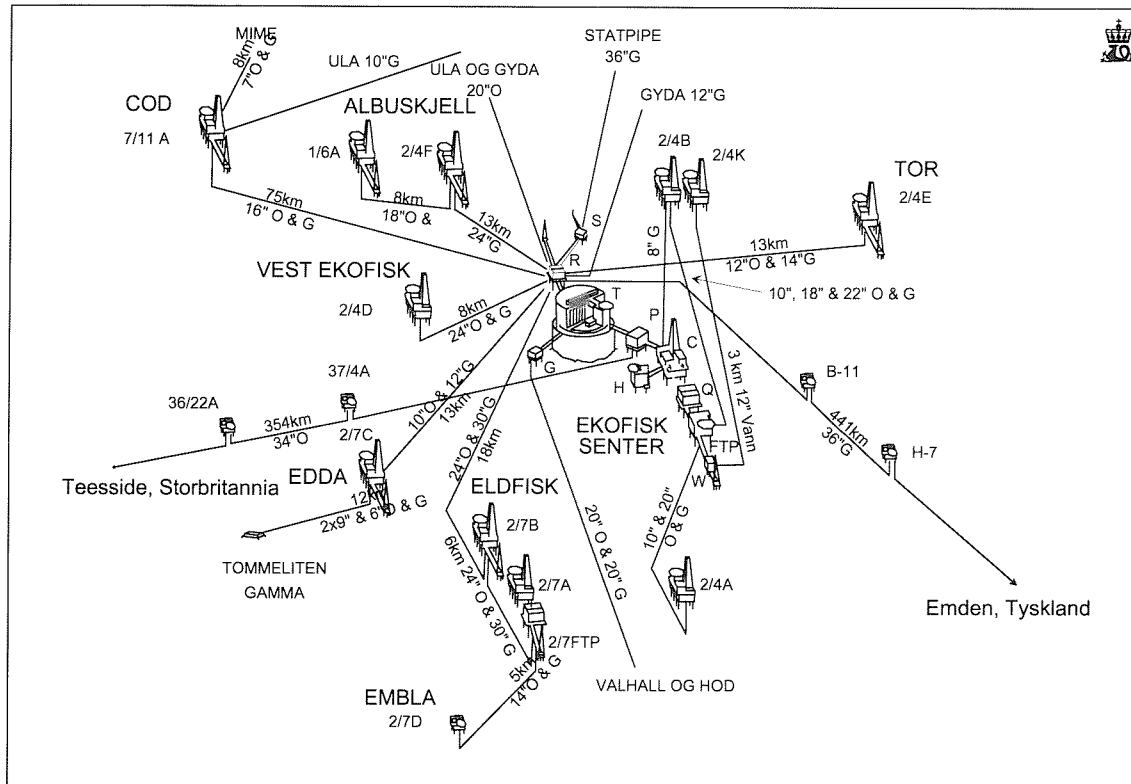


Fig. 2.8.4.b
Innretninger i Ekofiskområdet



feltene i området oppdaget. Produksjon fra området tok til i juni 1971. Det siste feltet som er blitt satt i produksjon i området, er Embla som startet produksjon i mai 1993.

På bakgrunn av en rekke forhold, krevde myndighetene 16.6.1993 at det ble framlagt en endret plan for utbygging og drift for utvinningstillatelse 018.

31.12.1993 ble planen overlevert myndighetene. Denne beskriver to mulige framtidige løsninger for Ekofiskområdet, og planlegges behandlet våren 1994.

Feltene Cod og Embla produserer fra sandsteinsbergarter. De andre feltene i området produserer fra krittbergarter. Ekofiskfeltet er det største feltet i området med et hydrokarbon-porevolum som er omtrent 30% større enn Statfjordfeltet. Utvinnbar olje fra feltet er estimert til 355 millioner Sm³. Eldfisk er det nest største feltet i området med 77 millioner Sm³ utvinnbar olje.

Utnyttelse av forekomstene

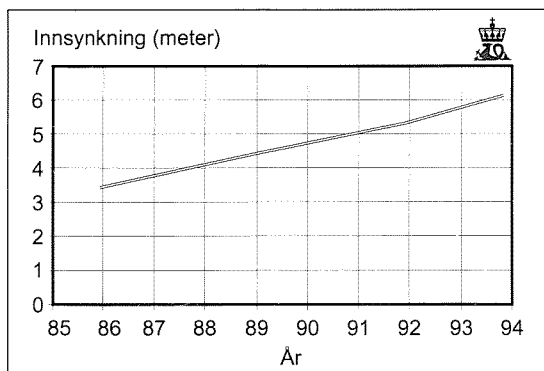
Området er blitt bygd ut i flere trinn. Fra juni 1971 til mai 1974 ble det produsert olje fra fire brønner som var ferdigstilt på havbunnen på Ekofiskfeltet. Feltene Cod, Tor og Vest Ekofisk ble bygget ut og tilknyttet Ekofisk Senter samtidig som det ble lagt en oljerørledning til Teesside og en gassrørledning til Emden. Rørledningene ble satt i drift henholdsvis i oktober 1975 og i september 1977. Før gassrørledningen ble ferdigstilt, ble den produserte gassen reinjisert i Ekofiskfeltet.

Neste trinn i utbyggingen besto av tilknytningen av feltene Albuskjell, Edda og Eldfisk til Ekofisk Senter. Embla er bygd ut med en ikke-permanent bemannet brønnhodeinnretning som fjernstyres fra Eldfisk Alpha.

Alle feltene i området ble opprinnelig utbygd med trykkavlastning som drivmekanisme. Utvinningsgraden for oljen fra feltene i området anslås derfor relativt lav, rundt 30%. Mulighetene for å øke utvinningen fra feltene er fremdeles store.

Begrenset gassinjeksjon, implementering av fullskala vanninjeksjon samt bedre forståelse av reservoaret har bidratt til en betydelig økning av utvinningsgraden på Ekofiskfeltet. Anslaget for utvinningsgraden av oljen på Ekofiskfeltet har økt fra opprinnelig ca 18% til over 35% idag. Det blir produsert fra to formasjoner på feltet, Torformasjonen og den overliggende Ekofiskformasjonen. Det er varierende grad av kommunikasjon mellom formasjonene. Vanninjeksjon startet i 1981 med feltforsøk i Torformasjonen. Injeksjon i større skala startet i 1987. Etter hvert har området for vanninjeksjon blitt utvidet, først til nedre del og i 1993 også til øvre del av Ekofiskformasjonen. Den første horisontale brønnen på feltet ble boret og satt i produksjon i 1993. Foreløpige vurderinger av produksjonen virker lovende med hensyn på fremtidig drenering av flankeområdene. Operatøren har i 1993 overlevert en oppdatering av den utvidede feltstudien av Ekofiskfeltet. Både den opprinnelige studien og oppdateringen beskriver status over 20 år med erfaringer

Fig. 2.8.4.c
Ekofiskfeltet
Total havbunnsinnsynkning målt ved 2/4-H



fra feltet samt mulige fremtidige økt utvinnings- og reservoarstyringsscenarioer.

Eldfiskfeltet produserer fra tre separate strukturer. Utvinningsgraden av oljen er lav, ca 21%. Ulike metoder for å øke utvinningen fra Eldfisk er beskrevet i operatørens utvidede feltstudie. Disse inkluderer optimalisering av fortsatt trykkavlastning, gassinjeksjon, vanninjeksjon samt mer avanserte metoder.

På Torfeltet ble det i 1992 igangsatt vanninjeksjon via en brønn. Operatøren vurderer det videre potensialet ved både vann- og gassinjeksjon. Den første horisontale brønnen som ble boret i området, ble satt i produksjon på Torfeltet i 1992. En utvidet feltstudie som beskriver fremtidige muligheter på Torfeltet, vil bli overlevert til Oljedirektoratet i 1994.

Embla var planlagt bygd ut i flere faser. Fase 1 inkluderer en brønnhodeinnretning som skal kunne ha inntil 18 brønner. I september 1993 var totalt 4 brønner satt i produksjon. En endret plan for utbygging og drift skal utarbeides innen 1.6.1994.

Innsynkning

Havbunnsinnsynkning er registrert over feltene Ekofisk, Eldfisk og Vest Ekofisk. Det var først i november 1984 at det ble konstatert at havbunnen ved Ekofisk Senter hadde sunket. Målinger som siden er utført, viser en total innsynkning per 15.12.1993 på 5,98 meter. Figur 2.8.4.c viser målte innsynkningsverdier ved 2/4-H i tidsrommet 1985–93. Innsynkningsraten i 1993 var i overkant av 40 cm per år.

Havbunnsinnsynkningen skyldes at den høyporøse reservoarbergarten presses sammen grunnet uttak fra reservoaret. Det er fortsatt en viss usikkerhet knyttet til hvordan reservoarvolum-reduksjonen nøyaktig foregår og hvordan denne fører til havbunnsinnsynkning. For å begrense videre innsynkning og andre problemer relatert til kompaksjon i reservoaret, skal netto reservoaruttaket begrenses. Dette blir forsøkt gjort ved en kombinasjon av vann- og gassinjeksjon på Ekofiskfeltet. Operatøren har i 1993 tatt i bruk ukonvensjonelle metoder for å øke vanninjeksjonskapasiteten. Slampumper på 2/4-K og en enkel injeksjonsmodul på den oppjekkbara innretningen Neddrill Kolskaya er blitt benyttet for å øke injeksjonskapasiteten i tillegg til det

som fins på 2/4-K. 80 000 Sm³ vann og nesten 4 millioner Sm³ gass er blitt injisert per dag for å begrense netto reservoaruttaket.

Sommeren 1987 ble stålinnretningene på Ekofisk Senter jekket opp på grunn av innsynkningen. For å sikre Ekofisktanken, ble det bygget en betongvegg som var på plass rundt tanken i 1989.

Transport

Gassen transporteres via rørledning til Emden. Kapasiteten er i hovedsak fullt utnyttet. Oljen som inneholder NGL-fraksjonen, sendes i rørledning til Teesside. Transportkapasiteten er her øket ved å øke operasjonstrykket. Det tilsettes dessuten friksjonshindrende kjemikalier slik at total transportkapasitet idag er over 95 000 Sm³ per dag.

Målesystemer

Salgsmåling av olje, NGL og naturgass blir foretatt ved terminalene i Teesside og Emden.

Totale olje- og gassleveranser til Teesside- og Emdenrørledningene fra området måles og analyseres på Ekofisktanken. I tillegg måles olje- og gassproduksjon på de enkelte satellittinnretninger før rørledningstransport til Ekofisk Senter, med unntak av produksjon fra feltene Vest Ekofisk og Ekofisk som måles på Ekofisktanken. Alle målesystemer er i henhold til fiskal standard og inngår i operatørens system for hydrokarbonfordeling. Det pågår moderniseringsarbeid i Teesside, Emden og i Ekofiskområdet.

Kostnader

Fremtidige investeringer avhenger av valg av løsning for videre utbygging og drift.

2.8.5 Gyda

Utvinningsstillatelse 019B

Rettighetshavere

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	50,0000 %
BP Norway Limited U.A. (operatør)	26,6250 %
Norske Conoco A/S	9,3750 %
Norske AEDC Ltd.	5,0000 %
Norske MOECO Ltd.	5,0000 %
K/S A/S Pelican & Co	4,0000 %

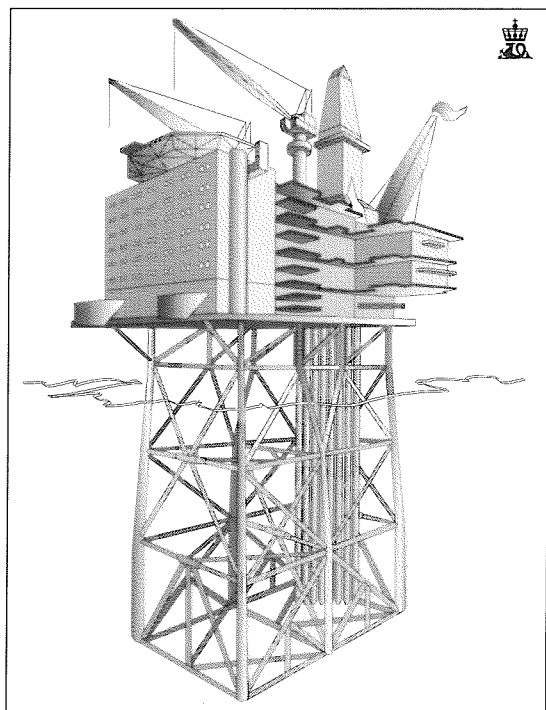
Gydafeltet ligger i blokk 2/1, se figur 2.8.4.a. Feltet ble påvist i 1985 og erklært drivverdig i januar 1987. Plan for utbygging og drift ble godkjent i Stortinget våren 1987. Produksjonen på Gydafeltet startet 21.6.1990.

Utnyttelse av forekomstene

Reservoaret består av øvre jura sandstein. Operatøren foretok en mindre nedjustering av reserveanslagene i 1993 fra 32,1 millioner Sm³ olje og 4,2 milliarder Sm³ gass til 30,6 millioner Sm³ olje og 4,0 milliarder Sm³ gass. NGL-reservene er uforandret og utgjør 1,9 millioner tonn.

Ved utgangen av 1993 produserte feltet fra 12 brønner og injiserte vann i sju brønner. To brønner er nedstengt på grunn av høy vannproduksjon. Oljeproduk-

Fig. 2.8.5
Innretning på Gyda



sjonen i 1993 har vært høyere enn prognosert. Fra 1994 vil oljeproduksjonen være synkende. Siste produksjonsår er anslått til 2009.

Produksjonsanlegg

Utbyggingsløsningen for feltet består av en kombinert bore-, bolig- og prosesseringsinnretning med stålunderstell, se figur 2.8.5.

Produksjonskapasiteten er for tiden på 11 000 Sm³ olje per dag og 1,6 millioner Sm³ gass per dag. Vanninjeksjonskapasiteten ble fordoblet i 1992 mens kapasiteten for behandling av produsert vann er planlagt fordoblet i 1994. I forbindelse med produksjon fra Gyda Sør vurderes det å øke den maksimale eksportkapasiteten ved modifikasjoner av eksisterende gass-eksportkompressor.

Transport

Oljen transporteres til Ekofisk via oljerørledningen fra Ula og videre til Teesside. Gassen transporteres i egen rørledning via Ekofisk til Emden.

Målesystem

Olje- og gassproduksjonen måles til fiskal standard før rørledningstransport til Ekofisk. Målesystemene inngår i systemet for hydrokarbonfordeling i Ekofisk.

Kostnader

Totale investeringer fra 1987 og fram til år 2012 ventes å bli ca 8,6 milliarder 1993-kroner. Driftskostnadene i 1993 var ca 510 millioner kroner.

2.8.6 Ula

Utvinningstillatelse 019A

Rettighetshavere

BP Norway Limited U.A. (operatør)	57,5000 %
Svenska Petroleum Exploration A/S	15,0000 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	12,5000 %
Norske Conoco A/S	10,0000 %
K/S A/S Pelican & Co	5,0000 %

Feltet ligger i blokk 7/12, se figur 2.8.4.a. Det ble funnet i 1976 og erklært drivverdig i desember 1979. Plan for utbygging og drift ble godkjent i januar 1984.

Utnyttelse av forekomstene

Reservoaret består av jura sandstein.

Produksjonen fra Ulafeltet startet i oktober 1986. Ved utgangen av 1993 var åtte brønner i produksjon og seks brønner injiserte vann. Tre oljebørner var nedstengt på grunn av høy vannproduksjon. Vannfronten avanserer nå fra nord og øst mot de sentrale deler av feltet og produksjonen vil avta gradvis fram til produksjonsstans i år 2007.

Operatøren ble i 1992 pålagt å utarbeide en utvidet feltstudie på Ulafeltet. Formålet med studien er å gi rettighetshaverne grunnlag for iverksettelse av tiltak for økt utvinning.

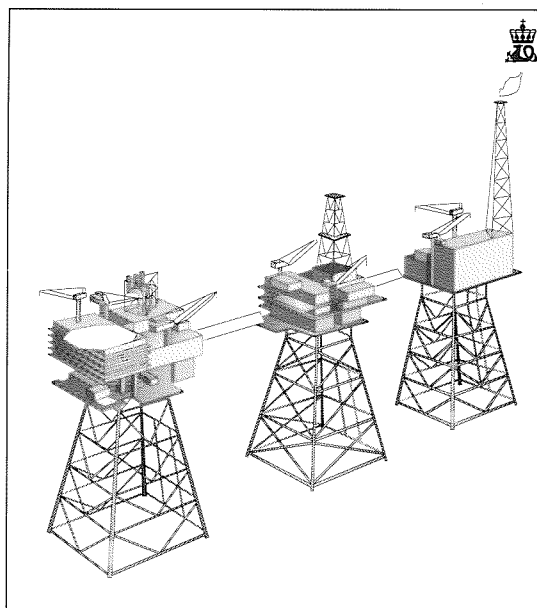
I det underliggende trias reservoaret er det påvist produserbar olje kun i den nordlige delen av feltet. Operatørens reserveanslag i triasreservoaret er i størrelsesorden 0,1–2,4 millioner Sm³ olje. Operatøren planlegger å starte produksjon fra triasreservoaret i 1994/1995.

Produksjonsanlegg

Utbyggingsløsningen består av tre konvensjonelle stålinnretninger for henholdsvis produksjon, boring og boligkvarter, se figur 2.8.6.

Produksjonskapasiteten er for tiden på 21 700 Sm³ olje per dag og 1,63 millioner Sm³ gass per dag. Vann-

Fig. 2.8.6
Innretninger på Ula



injeksjonskapasiteten ble oppgradert i 1992 til 30 900 Sm³ per dag. Kapasiteten for behandling av produsert vann planlegges økt i 1994 fra 6500 Sm³ per dag til ca 15 900 Sm³ per dag.

Samtlige 18 brønnsliiser er nå tatt i bruk. Nye brønner planlegges sideboret fra eksisterende brønner.

Transport

Oljen transporteres i rør via Ekofisk til Teesside. Statoil er operatør for rørledningen. Gassen transporteres i rørledning via Cod til Ekofisk og videre til Emden.

Målesystem

Olje- og gassproduksjonen måles til fiskal standard for rørledningstransport til Ekofisk. Målesystemene inngår i Ekofisk sitt system for hydrokarbonfordeling.

Kostnader

Totale investeringer i perioden 1983–2007 er anslått til ca 12 milliarder 1993-kroner. Driftskostnader i 1993 var ca 560 millioner kroner.

2.8.7 Mime

Utvinningstillatelse 070

Rettighetshavere

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	51,0000 %
Norsk Hydro Produksjon A/S (operatør)	24,5000 %
Saga Petroleum a.s.	9,8000 %
Norske Conoco A/S	7,3500 %
Amoco Norway Oil Company	7,3500 %

Mime er et lite oljefelt 7 km nord for Codfeltet i blokk 7/11, tildelt i 1987, se figur 2.8.4.a. Feltet ble oppdaget i 1982. Produksjonen startet som testproduksjon 25.10.1990. Plan for utbygging og drift av feltet ble godkjent av myndighetene 6.11.1992.

Utnyttelse av forekomstene

Reservoaret består av øvre jura sandstein i Ulaformasjonen. Mime produseres med en brønn, sentralt plassert på strukturen. I november 1993 ble produksjonen på Mime midlertidig stanset grunnet utfelling av asfalter i brønnen. Total produksjon på Mime er avhengig av levetiden til Codinnretningen.

Produksjonsanlegg

Produksjonen skjer via en undervannskomplettet brønn med overføring til Codinnretningen.

Transport

Olje og gass fra Mime blandes med gass og kondensat fra produksjonen fra Cod og overføres til Ekofiskfeltet for ferdigprosessering og allokering. Oljen transporteres videre til Teesside, mens gassen benyttes på Ekofisk Senter.

Målesystem

Testseparatoren på Codinnretningen blir benyttet til måling av brønnstrømmen fra Mime.

Kostnader

Totale investeringskostnader i perioden 1989–1997 er anslått til ca 0,4 milliarder 1993-kroner. Driftskostnadene for 1993 var ca 10 millioner kroner.

2.8.8 Sleipner Øst

Utvinningstillatelse 046

Rettighetshavere

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil) (operatør)	49,6000 %
Esso Norge A/S	30,4000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	10,0000 %
Elf Petroleum Norge A/S	9,0000 %
TOTAL Norge A/S	1,0000 %

Utvinningstillatelsen ble tildelt i 1976 og omfatter blokkene 15/8 og 15/9, se figur 2.6.2.

Plan for utbygging og drift ble godkjent i 1986. Produksjonsstart for Sleipner Øst var 24.8.1993.

Utnyttelse av forekomstene

Det er påvist to reservoarlag i Sleipner Øst, ett i tertiær kalt Heimdalformasjonen og ett i jura/trias kalt Huginformasjonen. De totale reservene er anslått til 47,0 milliarder Sm³ gass, 27,1 millioner Sm³ olje og 15,2 millioner tonn NGL. Det er nå boret tre brønner fra Sleipner A-innretningen, to gassprodusenter og en gassinjektor. I tillegg er det boret to produksjonsbrønner fra bunnrammen på Sleipner Øst. Det er planlagt å bore nye brønner fra Sleipner A-innretningen kontinuerlig fram til 1997. Dette er både produksjons- og injeksjonsbrønner. Det er besluttet å reinjisere gass i Sleipner Øst for å øke kondensatutvinningen fra feltet. Det er planlagt å skyte ny 3D-seismikk over feltet i 1994. Denne skal gi bedre informasjon om feltet på juranivå.

Produksjonsanlegg

Sleipner Øst er bygget ut med en integrert prosess-, bore- og boliginnretning med et fire-skaftet understell i betong, se figur 2.8.8. Etter at betongunderstellet til Sleipner A-innretningen sank i Gandsfjorden i august 1991, gjennomførte rettighetshaverne en omfattende revisjon av planene for utbygging av Sleipner Øst med henblikk på å møte de gassalgsforpliktelsene feltet har i henhold til avtalene om gassalg fra Troll. De viktigste endringene var installasjon av en ny stigerørsinnretning og et nytt undervannsproduksjonssystem for å drenerer den nordlige delen av Sleipner Øst.

Transport

Kondensatet blir ilandført til Kårstø gjennom en ny 508 mm diameter rørledning fra Sleipner A-innretningen til Kårstø, lengde 250 km. Gassen blir transportert i rørledning dels til Zeebrugge i Belgia og dels gjennom Statpipe/Norpipe-systemet til Emden i Tyskland.

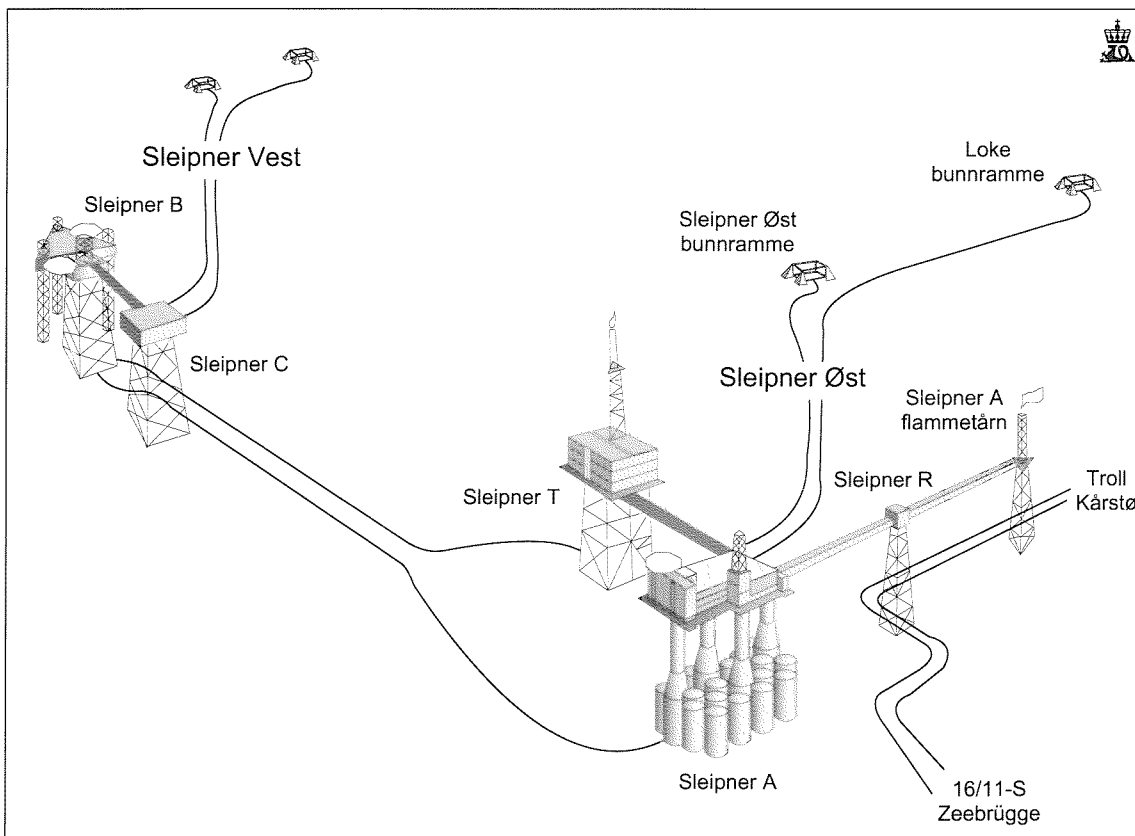
Målesystemer

Produsert gass og kondensat måles på innretningen til fiskal standard.

Kostnader

Totale investeringer ventes å bli ca 20 milliarder 1993-kroner i perioden fra 1987 til 1996. Driftskostnader for 1993, inkludert Loke, var ca 600 millioner kroner.

Fig. 2.8.8
Eksisterende og planlagte innretninger i Sleipnerområdet



Driftskostnadene for 1994 som forventes å bli et vanlig driftsår, er anslått til ca 800 millioner kroner, (inkludert Loke).

2.8.8.1 Loke

Utvinningsstillatelse 046

Rettighetshavere

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil) (operatør)	49,6000 %
Esso Norge A/S	30,4000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	10,0000 %
Elf Petroleum Norge A/S	9,0000 %
TOTAL Norge A/S	1,0000 %

Utvinningsstillatelsen ble tildelt i 1976, og er den samme som for Sleipner Øst. Feltet ble påvist med brønn 15/9-17 i 1983, se figur 2.6.2. Plan for utbygging og drift ble godkjent i Stortinget i 1991, og produksjonsstart for Loke var 11.9.1993.

Utnyttelse av forekomstene

Det er påvist to reservoarlag tilsvarende reservoarlagene i Sleipner Øst, men det er kun reservoaret i Heimdalformasjonen som blir drenert. Heimdalformasjonen i Loke er i trykkommunikasjon med Heimdalformasjonen i Sleipner Øst. Produksjon av Sleipner Øst vil påvirke trykket i Loke. Produksjonen fra Loke vil derfor forhindre at store hydrokarbonmengder blir

liggende igjen i vannsonen mellom Loke og Sleipner Øst. Loke blir drenert med en brønn. De totale reservene for Heimdalformasjonen er anslått til 0,7 milliarder Sm³ gass, 0,39 millioner Sm³ olje og 0,18 millioner tonn NGL. En letebrønn er boret fra bunnrammen for Loke til et prospekt vest for Loke. Her ble det gjort et nytt oljefunn i 1993 i sandstein av tidligjura alder.

Produksjonsanlegg

Loke blir produsert med et undervanns produksjonssystem med brønnstrømsoverføring til Sleipner A-innretningen, se figur 2.8.8.

Kostnader

Totale investeringer på feltet i perioden 1991-93 ventes å bli ca 0,6 milliarder 1993-kroner. Driftskostnadene er inkludert i driftskostnadene til Sleipner Øst.

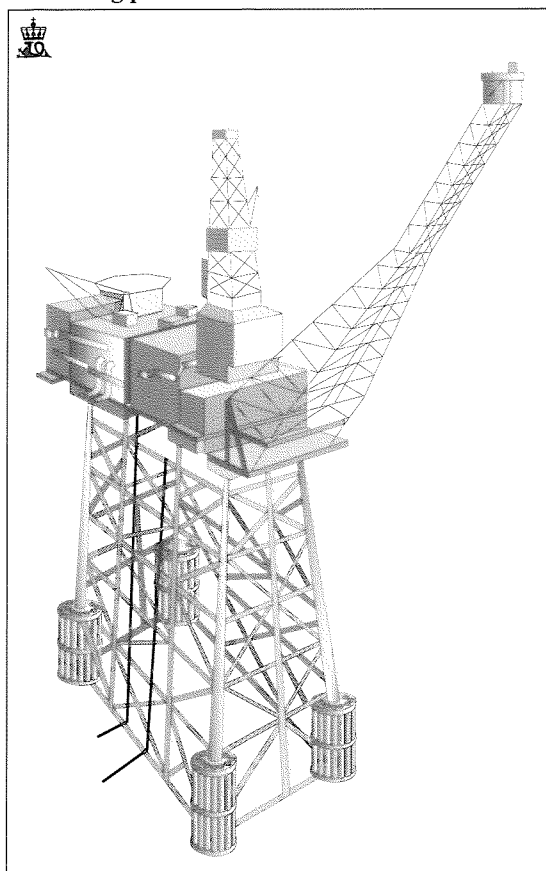
2.8.9. Heimdal

Utvinningsstillatelse 036

Rettighetshavere:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	40,0000 %
Marathon Petroleum Company (Norway)	23,7980 %
Elf Petroleum Norge A/S (operatør)	21,5140 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	6,2280 %
TOTAL Norge A/S	4,8200 %

Fig. 2.8.9
Innretning på Heimdal



Saga Petroleum a.s.	3,4710 %
Ugland Construction Company A/S	0,1690 %

Utvinningsstillatelse 036 ble tildelt i 1971 og omfatter blokk 25/4, se figur 2.8.10.a. For den delen av utvinningsstillatelsen som omfatter Heimdal, har staten benyttet sin opsjonsrett.

Feltet ble påvist i 1972 ved boring av letehull 25/4-1 og ble erklært økonomisk drivverdig i april 1974. Ilandføring av gass til Kontinentet ble godkjent 10.6.1981. Ilandføringsløsningen for kondensat ble godkjent i Stortinget i januar 1983. Produksjonsboring på Heimdalfeltet startet i april 1985.

Utnyttelse av forekomstene

Feltet produserer fra Heimdalformasjonen som er en paleocen sand. De totale reservene er anslått til 35,6 milliarder Sm³ gass og 5,7 millioner Sm³ olje/kondensat.

Det er boret ti brønner fra innretningen på feltet, ni produksjonsbrønner og en observasjons-/injeksjonsbrønn. En produksjonsbrønn ble imidlertid nedstengt i 1987 på grunn av lekkasjep problemer. På grunn av feltets kraftige vann driv, blir både trykkutviklingen og vannstigningen fulgt nøye. Produksjonen er på plårate.

I oktober 1992 ble en forekomst i jura, under hovedreservoaret, godkjent utbygget. Reservoaret viste

seg å ha mindre reserver enn antatt og videre planer for drenering av forekomsten er usikre.

Produksjonsanlegg

Heimdalfeltet er bygd ut med en integrert stålennretning med bore-, produksjons- og boligfunksjon, se figur 2.8.9. Produksjonen startet i desember 1985, og leveransene av gass via Emden kom i gang i februar 1986.

Transport

Gassen fra Heimdalfeltet blir transportert i Statpipe. Rørledningen fra Heimdal er tilknyttet Statpipesystemet på stigerørsinnretning 16/11-S. Kondensatet transporteres fra Heimdal til Brae på britisk sektor i en egen rørledning. Fra Braefeltet går kondensatet til Cruden Bay i Skottland.

Målesystem

Både gass- og kondensatproduksjonen måles til fiskal standard på innretningen. Tilsyn med målesystemet for kondensat utføres i samarbeid med Department of Trade and Industry i Storbritannia.

Kostnader

Totale investeringer på feltet er beregnet til ca 13 milliarder 1993-kroner i perioden fra 1981 til 1997. Driftskostnader for 1993 var ca 441 millioner kroner.

2.8.10 Friggområdet

2.8.10.1 Frigg

Utvinningsstillatelse 024

Rettighetshavere

Norsk del (60,8200 %)	
Elf Petroleum Norge A/S	25,1910 %

Fig. 2.8.10.a
Felt og funn i Friggområdet

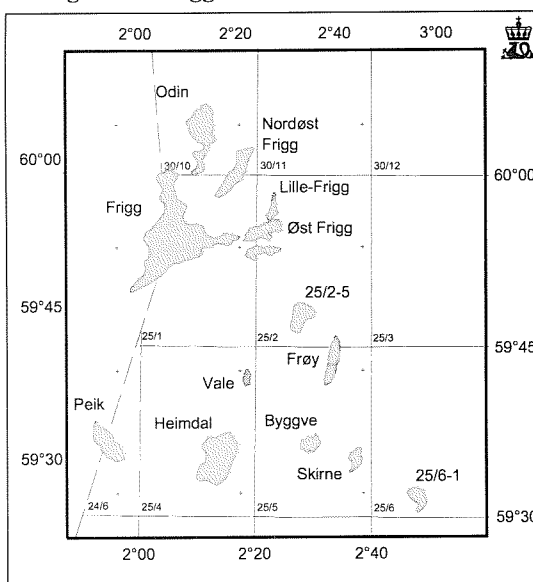
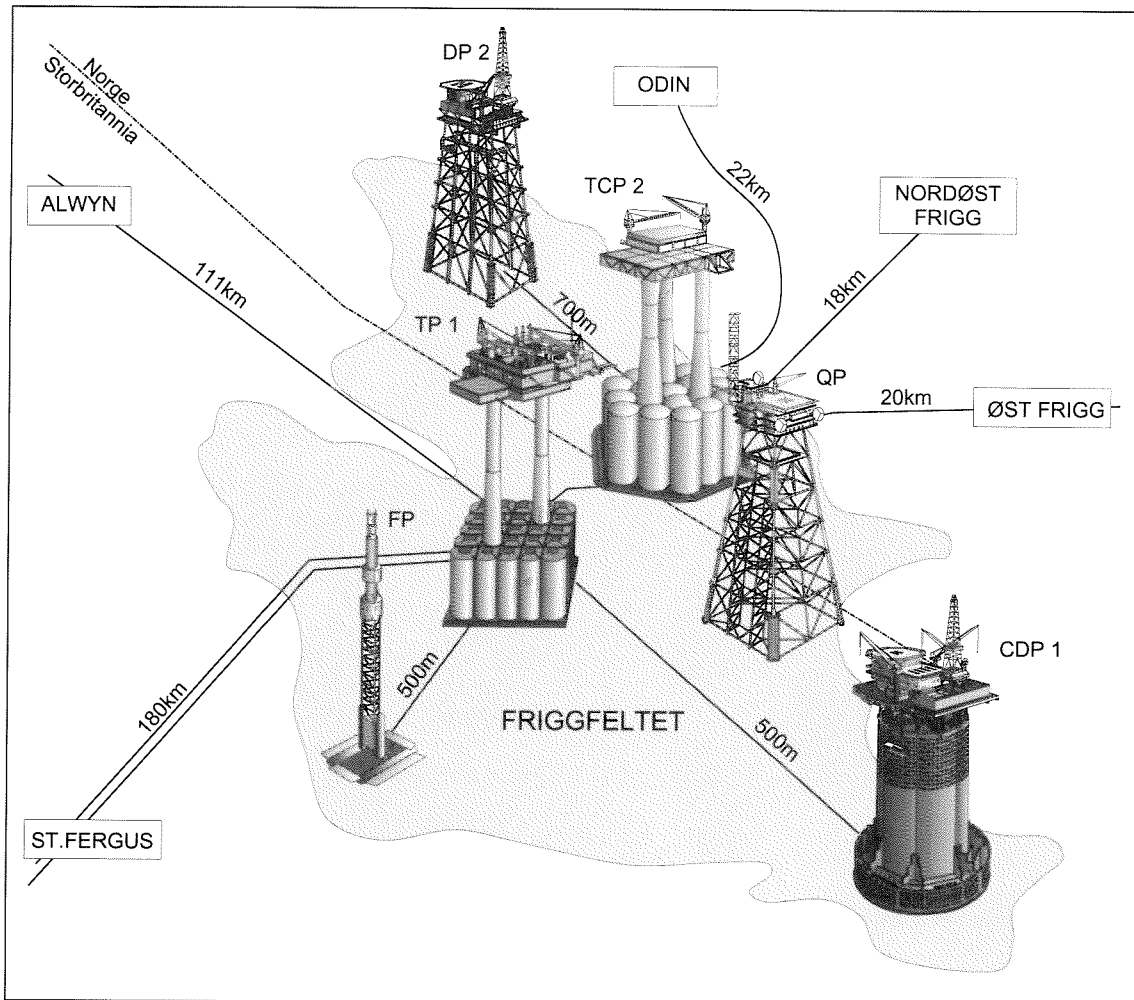


Fig. 2.8.10.b
Innretninger i Friggområdet



Norsk Hydro Produksjon a.s	19,9920 %
TOTAL Norge A/S	12,5960 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	3,0410 %
Britisk del (39,1800 %)	
Elf Exploration UK Ltd	26,1200 %
Total Oil Marine Ltd	13,0600 %

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

Friggfeltet ligger i blokkene 25/1 og 30/10 på norsk sokkel og i blokkene 10/1, 9/5 og 9/10 på britisk sokkel, se figur 2.8.10.a. Feltet er samordnet og 60,82 % av gassreservene anses etter avtale å tilhøre de norske rettighetshaverne.

Friggfeltet ble påvist våren 1971 og ble erklært drivverdig 25.4.1972.

Feltet ble vedtatt utbygget våren 1974.

Utnyttelse av forekomstene

Feltet produserer fra Friggformasjonen som er en Eocen sand. De totale reserver er anslått til 184 milliarder

Sm³ gass. På CDP 1 er alle produksjonsbrønnene permanent pluggert, mens det på DP2 er 16 brønner tilgjengelig for produksjon. 15 av disse har redusert produksjonspotensial på grunn av vanninfluks i brønnene. Den videre utviklingen av vanninfluks vil være avgjørende for når feltet blir nedstengt.

Produksjonsanlegg

Feltet er bygget ut i tre faser. Fase 1 består av en produksjons- og en behandlingsinnretning på britisk del av feltet samt en boliginnretning (CDP1, TP1 og QP). Produksjonen fra Fase 1 startet 13.9.1977.

Fase 2 består av en produksjons- og en behandlingsinnretning plassert på norsk del av feltet (DP2 og TCP2). Produksjonen fra Fase 2 startet sommeren 1978. Figur 2.8.10.b viser innretningene på Friggfeltet.

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

Gass fra Nordøst Frigg (fram til 8.5.1993), Odin og

Øst Frigg blir behandlet og målt på Frigg. Nye moduler for behandling av gass og kondensat fra disse feltene er installert på TCP2. Transport av gass fra Alwyn Northfeltet på britisk side foregår via TP1.

TP1 er omgjort fra en prosesseringsinnretning til en stigerørsinnretning. TCP2 er modifisert for å tilpasse kompressoranlegg til endrede trykkforhold og reduserte gassmengder. I tillegg er en av tre prosesslinjer på TCP2 tatt ut av bruk.

På TCP2 er det utført modifikasjonsarbeider for å kunne prosessere gass fra Lille Frigg og Frøy. Dette arbeidet vil fortsette i 1994.

Transport

Gassen transporteres 355 km til St. Fergus i Skottland gjennom to 813 mm diameter rørledninger. For å øke kapasiteten til transportsystemet ble det i 1983 installert to turbindrevne kompressorer hver på 38 000 HK, på pumpeinnretningen MCP-01 som ligger midtveis mellom Frigg og Skottland. Kapasitetsøkningen var nødvendig for å kunne transportere gassen fra Odinfeltet. Som følge av redusert behov for transportkapasitet er disse kompressorene fjernet, og innretningen nå avmannet.

Målesystem – Friggområdet

Gasseksport inn på rørledningen til St. Fergus måles samlet for de norske Friggfeltene til fiskal standard. Friggfeltets bidrag bestemmes ved at total gasseksport fratrekkes bidragene fra Nordøst Frigg, Øst Frigg og Odin. Utskilt kondensat måles separat og injiseres i gassrørledningen for transport til St. Fergus.

Kostnader

Totalt investeringer i den norske delen av Friggfeltet over feltets levetid antas å bli ca 24 milliarder 1993-kroner. Investeringene i transportsystemet kommer i tillegg. Driftskostnader for 1993 var ca 500 millioner kroner.

2.8.10.2 Øst Frigg

Utvinningstillatelse 024 (blokk 25/1), utvinningstillatelse 026 (blokk 25/2) og utvinningstillatelse 112 (tidligere tilbakelevert del av blokk 25/2, nytildelt i 1985), se figur 2.8.10.a.

Rettighetshavere i det samordnede Øst Frigg

Elf Petroleum Norge A/S	37,225 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	32,112 %
TOTAL Norge A/S	20,232 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	10,431 %

Øst Frigg består av to strukturer som ligger i blokkene 25/1 og 25/2. Reservene er fordelt med 21,593 % på utvinningstillatelse 024, 77,536 % utvinningstillatelse 026 og 4,871 % på utvinningstillatelse 112. Feltet ble erklært drivverdig i august 1984 og ilandførings søknaden ble godkjent i Stortinget 14.12.1984. Produksjonen kom i gang i august 1988 og salget av gass startet 1.10.1988.

Utnyttelse av forekomstene

De to hovedstrukturene, Alpha og Beta, ble oppdaget i 1973 og 1974. De er en del av samme trykksystem som

Friggfeltet, og gassen selges til British Gas Corporation innenfor den eksisterende salgavtalen.

Etter oppdatering av simuleringsmodellen er nå gassreservene anslått til 8,6 milliarder Sm³. Dette er fordelt med 5,4 milliarder Sm³ i Alpha-strukturen og 3,2 milliarder Sm³ i Beta-strukturen.

Produksjonsanlegg

Utbyggingen av Øst Frigg er basert på undervannsteknologi. To bunnrammer for produksjonsstasjonene og en sentral manifoldstasjon som knytter systemene sammen, ble plassert på havbunnen sommeren 1987. Disse undervannsproduksjonssystemene fjernstyres fra Frigg. Fra manifolden går en gass- og serviceledning til TCP2 hvor gassen prosesseres og sendes inn i Friggfeltets transportsystem. I forbindelse med denne utbyggingen ble det frem til produksjonsstart foretatt modifikasjoner på Friggfeltet for å kunne ta i mot gassen.

Kostnader

Totalt investeringer på feltet ventes å bli 2,8 milliarder 1993-kroner. Driftskostnader for 1993 var 51 millioner kroner.

2.8.10.3 Nordøst Frigg

Utvinningstillatelse 024 og utvinningstillatelse 030

Rettighetshaverne til det samordnede Nordøst Frigg

Elf Petroleum Norge A/S (operatør)	11,0964 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	13,8054 %
TOTAL Norge A/S	8,6982 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	8,4000 %
Esso Norge a.s	58,0000 %

Feltet Nordøst Frigg ligger i blokkene 25/1 og 30/10, se figur 2.8.10.a, og ny fordeling av gassreservene i august 1984 gav henholdsvis 42 % og 58 % i hver av blokkene.

Gassfeltet Nordøst Frigg ble påvist i 1974. Endelig utbyggingsplan ble vedtatt i 1980. Produksjonen fra feltet ble avsluttet 8.5.1993.

Utnyttelse av forekomstene

Reservoaret på Nordøst Frigg hører til samme avsetningssystem som Friggfeltet. De totale reservene i Nordøst Frigg var 11,8 milliarder Sm³ gass.

Gass-salget fra Nordøst Frigg kom i gang 1.10.1980 ved forhåndslevering fra Frigg. Siden produksjonsstart i desember 1983 har Nordøst Frigg levert denne gassen tilbake, samt levert gass på vegne av Frigg i tillegg til egne kontraktmengder. For å oppnå en mer langstrakt salgsprofil skulle salget fortsette ved levering fra Frigg etter produksjonsstans på Nordøst Frigg.

Trykkmålinger foretatt før produksjonsstart viste at reservoaret er i kommunikasjon med Friggfeltet via den underliggende vannsonen.

Produksjonsanlegg

Feltet ble utbygd med seks brønner som ble boret gjennom en rammekonstruksjon på havbunnen. Plan

for fjerning av innretningen på Nordøst Frigg ble over- sendt myndighetene 30.8.1991, og en beslutning ven- tes i 1994.

Kostnader

Totale investeringer på feltet har vært 3,2 milliarder 1993-kroner. Driftskostnader for 1993 var ca 36 mil- lioner kroner.

2.8.10.4 Odin

Utvinningstillatelse 030

Rettighetshaver

Esso Norge a.s. 100 %

Statoil har rett til 17,5 % av netto-overskudd før skatt. Odinfeltet ligger i blokk 30/10, se figur 2.8.10.a. Gassfeltet ble påvist i 1974 og utbyggingsplan ble ved- tatt i 1980.

Utnyttelse av forekomstene

Feltet produserer fra samme avsetningssystem som Friggfeltet. Totale reserver er anslått til 26,9 milliarder Sm³ gass. Gass-salget fra Odin kom i gang 1. oktober 1983 ved forhåndslevering fra Frigg. Siden produksjonsstart i april 1984 har Odin tilbakelevert dette i til- legg til levering av egne kontraktsmengder.

Trykkmålinger før produksjonsstart påviste trykk- kommunikasjon med Friggfeltet via den underlig- gende vannsonen. Odinreservoaret har hatt en raskere trykkreduksjon enn de andre feltene i Friggområdet på grunn av svært begrenset vandriv.

Våren 1990 ble det registrert vanngjennombrudd i den sørligste brønnen på feltet. Dette var ventet, men ikke så tidlig. Nye studier tyder på at gjenværende re- server er mindre enn antatt, og feltets levetid ventes å bli redusert.

Produksjonsanlegg

Feltet er utbygd med en mindre stålinnretning med forenklet prosess- og boreutstyr og et relativt lite bo- ligkvarter. En slik utbygging var mulig fordi et hjelpe- fartøy ble benyttet i en to-års periode, både i forbin- delse med installasjonsarbeider og produksjonsboring.

På Odinnretningen blir vann skilt fra gassen og metanol blir injisert for hydrat-kontroll. Deretter sen- des gassen gjennom rørledning til TCP2-innretningen på Frigg for videre behandling før levering gjennom den norske rørledningen til St. Fergus.

Kostnader

Totale investeringer på feltet anslås til 4,5 milliarder 1993-kroner. Driftskostnader for 1993 var ca 180 mil- lioner kroner.

2.8.11 Osebergområdet

2.8.11.1 Oseberg

Utvinningstillatelse 053 og utvinningstillatelse 079

Rettighetshaverne til det samordnede Oseberg er:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil) 64,78379 %

Norsk Hydro Produksjon a.s (operatør)	13,68186 %
Saga Petroleum a.s.	8,55276 %
Elf Petroleum Norge A/S	5,76959 %
Mobil Development Norway a.s	4,32720 %
TOTAL Norge A/S	2,88480 %

Osebergfeltet ligger i to blokker, blokk 30/6, utvin- ningstillatelse 053 som ble tildelt i 1979, og blokk 30/9, utvinningstillatelse 079 som ble tildelt i 1982, se figur 2.6.4.

Den delen av utvinningstillatelsene som omfatter Oseberg, er samordnet mellom de to utvinningstillatel- sene. Rettighetshaverne har i 1993 avsluttet en ny sam- ordning mellom blokkene 30/6 og 30/9. Resultatet er følgende feltandeler, gjeldende fra 1.1.1994:

61,8171 % for 053
38,1829 % for 079

Plan for utbygging og drift ble godkjent i 1984. Pro- duksjonsstart for Oseberg feltcenter var 1.12.1988. Oseberg C startet produksjonen 2.9.1991.

Utnyttelse av forekomstene

Det første funnet påviste gass i 1979, mens senere bo- ringer påviste olje med gasskappe. Feltet består av flere reservoar i Brentgruppen på flere strukturer. Ho- vedreservoarene er i Osebergformasjonen på Alpha- og Gammastrukturene.

Totale reserver er beregnet til 300 millioner Sm³ olje inkludert ca 13 millioner Sm³ NGL. Dette er en gjennomsnittlig utvinningsgrad for olje på ca 55 %. Bruk av horisontale produksjonsbrønner var ikke planlagt opprinnelig, men de fleste produksjonsbrøn- nene i det siste er boret horisontale med gode erfaringer. Det planlegges en test med bruk av skum for å for- sinke gassgjennombrudd i en produksjonsbrønn i 1994.

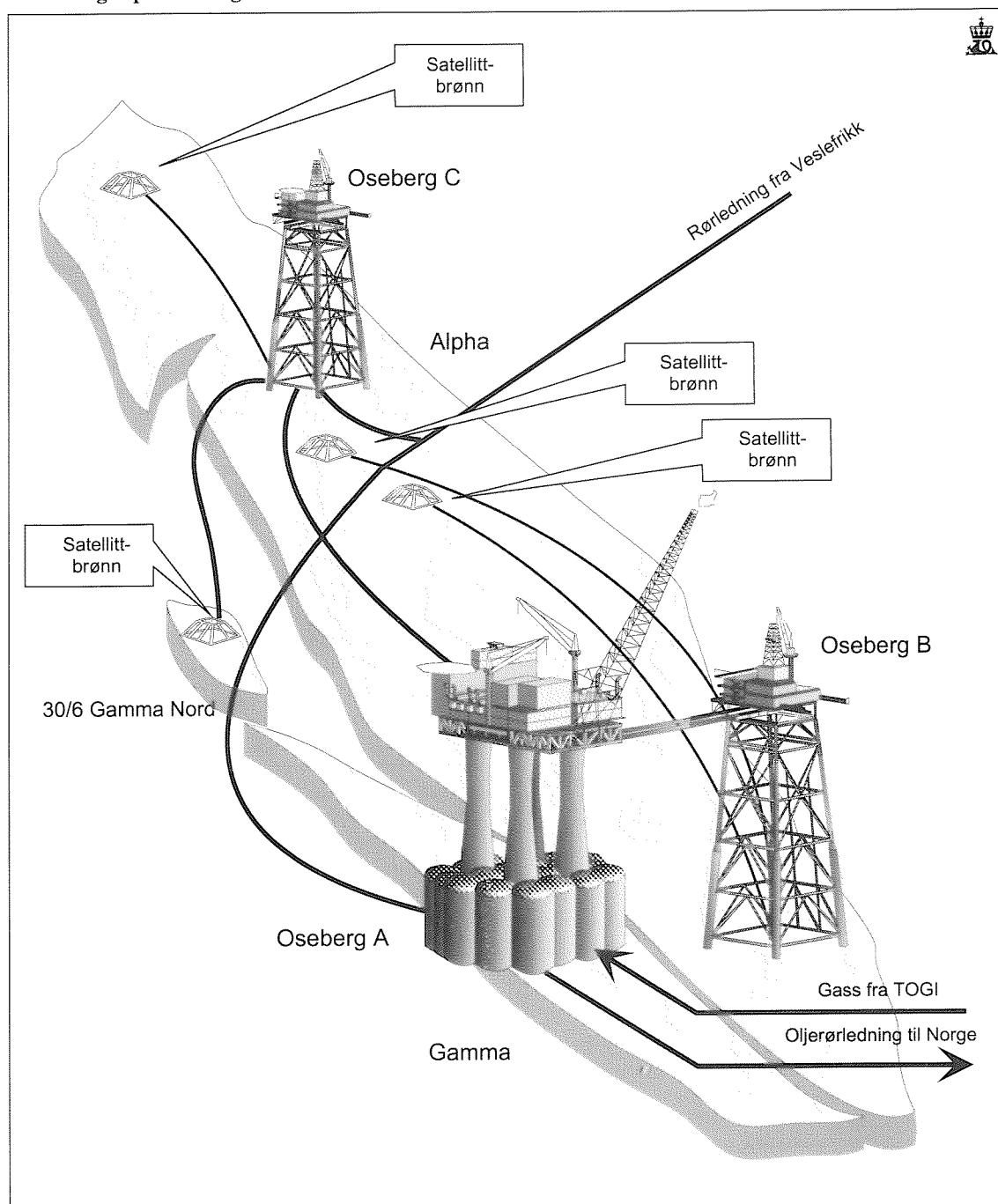
Gassreservene på Oseberg er anslått til ca 106 milli- arder Sm³ inkludert produserbar del av injisert gass fra TOGI og 30/6 Gamma Nord. Det er ikke avklart når gasseskport fra Oseberg vil starte.

Produksjonsanlegg

Osebergfeltet er utbygd i to faser. Fase 1 er utbygd med et feltcenter i sør med to innretninger: Oseberg A, en prosess- og en boliginnretning med betongunder- stell, og Oseberg B, en bore- og vanninjeksjonsinnret- ning med stålunderstell. Den midtre delen av feltet dreneres med to undervannskompletterte brønner knyttet til feltcenteret. Gjennomsnittlig oljebehand- lingskapasitet er omkring 55 000 Sm³ per dag.

Fase 2 omfatter utbygging av den nordlige delen av feltet. I den reviderte planen for Oseberg er C-innret- ningen oppgradert fra en satellittinnretning til en inte- grert produksjons-, bore- og boliginnretning (PDQ) med bruk av støttfartøy i borefasen. Gjennomsnittlig

Fig. 2.8.11
Innretninger på Oseberg



oljebehandlingskapasitet er omkring 20 000 Sm³ per dag.

En oversikt over innretningene er vist i figur 2.8.11.

Målesystem

Oseberg A og Oseberg C er utstyrt med målestasjoner for fiskal måling av stabilisert olje før transport i rørledning til Sture. Kjøp av injeksjonsgass fra Troll (TOGI) måles over fiskal gassmålestasjon installert på Oseberg A. Fra terminalen på Sture eksporteres stabi-

lisert olje fra to kaianlegg som er tilknyttet to identiske fiskale oljemålestasjoner.

Kostnader

Ved utgangen av 1993 var det investert ca 43 milliarder 1993-kroner i Osebergfeltet. Totale investeringer er antatt å bli ca 53 milliarder 1993-kroner fra 1983 fram til 2001. Driftskostnader for 1993 var ca 1 900 millioner kroner. Kostnadene er eksklusive transport-systemet OTS.

2.8.11.2 30/6 Gamma Nord

Utvinningsstillatelse 053

Rettighetshavere

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	59,4000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s (operatør)	12,2500 %
Elf Petroleum Norge a.s	9,3330 %
Saga Petroleum a.s.	7,3500 %
Mobil Development Norway A/S	7,0000 %
TOTAL Norge A/S	4,6670 %

Gamma Nord ligger i blokk 30/6 som ble tildelt i 1979, se figur 2.6.4. Gamma Nord inngår som en del av den reviderte utbyggingsplanen for den nordlige delen av Osebergfeltet. Feltet ble satt i produksjon i oktober 1991.

Utnyttelse av forekomstene

Gamma Nord-strukturen ligger vest for Osebergfeltet. Det er en skråstilt forkastningsblokk hvor de hydrokarbonførende sonene finnes i Statfjordformasjonen. En mektig kullholdig skifersone deler Statfjordformasjonen i en øvre og nedre reservoarsoner. Det ble først påvist gass med en tynn oljesone i øvre del av Statfjord. For å produsere mest mulig av oljen før gassen tas ut, ble det valgt å benytte en horisontal produksjonsbrønn. I forbindelse med boringen av denne ble det også påvist olje i nedre del av reservoaret. Produksjonsbrønnen er en havbunnskomplett brønn som er knyttet til Oseberg C. Oljeproduksjonen fra den horisontale brønnen har utviklet seg betydelig bedre enn forventet. All gassen som produseres blir injisert i Osebergfeltet.

Totale reserver er beregnet til 0,9 millioner Sm³ olje, 6,2 milliarder Sm³ gass og 0,4 millioner Sm³ NGL.

Målesystem

Basert på olje- og gassmålinger fra testseparator på Oseberg C, er det utviklet et forenklet målesystem for fiskalmålinger av olje og gass.

Kostnader

Totale investeringer er beregnet til 0,6 milliarder 1993-kroner fra 1988 til 1994. Driftskostnader for 1993 er beregnet til 20 millioner kroner.

2.8.12 Veslefrikk

Utvinningsstillatelse 052

Rettighetshavere

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil) (operatør)	55,0000 %
TOTAL Norge A/S	18,0000 %
Deminex (Norge) A/S	11,2500 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	9,0000 %
Norske Deminex A/S	4,5000 %
Svenska Petroleum Exploration A/S	2,2500 %

Feltet ligger sørøst i blokk 30/3 som ble tildelt i 1979, se figur 2.6.4. Plan for utbygging og drift ble godkjent

i Stortinget i april 1987. En oppdatert reservoarstyringsplan etter forboring av seks produksjonsbrønner, ble fremlagt i september 1989. Feltet ble satt i produksjon 26.12.1989. Etter boring av 13 produksjonsbrønner ble nok en revidert plan for styring av reservoaret utarbeidet i februar 1992.

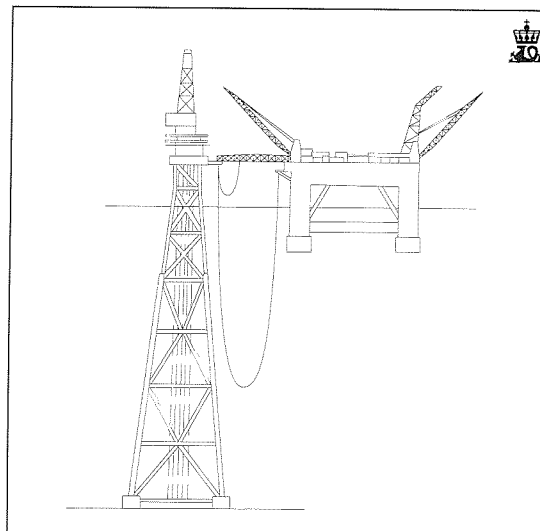
Utnyttelse av forekomstene

Feltet produserer fra reservoarer i Brentgruppen og Dunlingruppen (Intra Dunlin Sand). Reservene er per oktober 1993 oppjustert med ca 25 % siden produksjonsstart. Oppjusteringen skyldes økt bergartsvolum fordi reservoarene i flere av brønnene har kommet inn høyere enn forventet. Videre er utvinningsfaktoren økt da produksjonshistorien indikerer bedre kommunikasjon over forkastninger enn opprinnelig antatt. I juni 1992 påviste letebrønn 30/3-5 ressurser i G-området, et nedforkastet segment langs strukturens sørøstre flanke. Dette segmentet viste seg å være i trykkommunikasjon med hovedfeltet, og er nå innfaset i produksjonen. G-området produserer noe dårligere enn hovedfeltet på grunn av dårligere reservoaregenskaper og lite naturlig vanddriv. Reserveanslaget er nå 45,3 millioner Sm³ olje og 3,6 milliarder Sm³ gass. Ressurser i isolerte trykkregimer i øvre del av Brentgruppen er ikke inkludert i dette anslaget.

Feltet produseres med vanninjeksjon. I tillegg planlegges VAG-injeksjon for å øke utvinningen.

Ressurser finnes også i et dypere reservoar i Statfjordformasjonen. Dette reservoaret har gasskappe og et høyere innhold av assosiert gass enn reservoarene i Brent og Dunlin. Ressursene ble ikke erklært kommersielle i forbindelse med PUD, vesentlig på grunn av markedssituasjonen for gass. Potensielt behov for gass i forbindelse med VAG-prosjektet, og forbedret utvinningsteknologi førte senere til økt interesse for gassen i Statfjordformasjonen, og i desember 1993 ble disse ressursene erklært kommersielle. PUD for dette reservoaret forventes fremlagt i løpet av første halvår 1994.

Fig. 2.8.12
Innretninger på Veslefrikk



Tilstedeværende ressurser er beregnet til 5,2 millioner Sm³ olje, 1,9 milliarder Sm³ assosiert gass, 1,9 milliarder Sm³ fri gass og 1,9 millioner Sm³ kondensat fra gasskappen.

Produksjonsanlegg

Feltet er bygget ut med en fast brønnhodeinnretning med stålunderstell og en halvt nedsenkbar innretning med prosessanlegg og boligkvarter, se figur 2.8.12.. Brønnhodeinnretningen er installert over en ramme med seks forborede brønner. Antallet produksjonsbrønner er nå tolv og det er sju vanninjeksjonsbrønner. Den halvt nedsenkbare innretningen (tidligere boreinnretning «West Vision») er forankret og tilkoblet den faste brønnhodeinnretningen.

Produksjonsanlegget på Veslefrikk har hatt en regularitet på 92,8%. Vanninjeksjon ble igangsatt våren 1991.

Transport

En oljerørledning er tilkoblet Osebergtransportsystem for transport til Stureterminalen. Gass transporteres via Statpipesystemet. Det er inngått en midlertidig avtale om mellomlagring av produsert gass fra Veslefrikk i Heimdal.

Målesystem

Produsert olje og gass måles på Veslefrikk før videre transport til henholdsvis Sture og Kårstø.

Kostnader

Totale investeringer fra 1987 til 2009 er beregnet til 9 milliarder 1993-kroner. Driftskostnader for 1993 er beregnet til 640 millioner kroner.

2.8.13 Gullfaks og Gullfaks Vest

Utvinningsstillatelse 050

Rettighetshavere

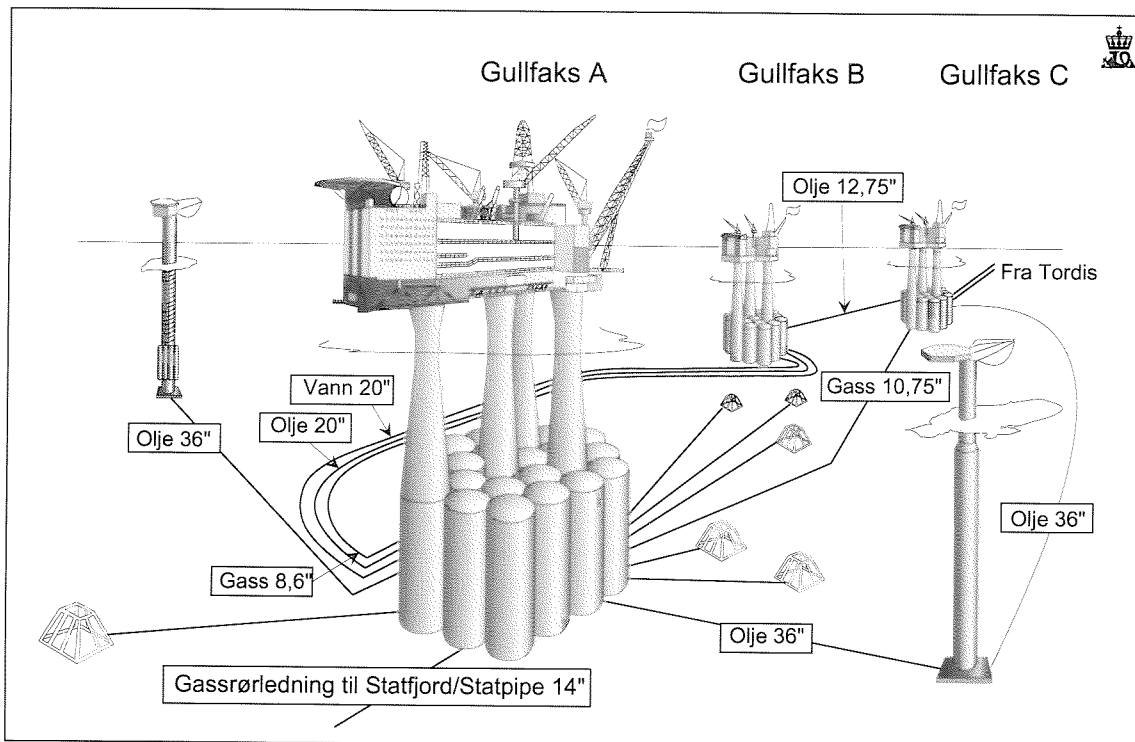
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil) (operatør)	85,0000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	9,0000 %
Saga Petroleum a.s.	6,0000 %

Gullfaksfeltet ligger i nordøstlig del av blokk 34/10 og dekker et område på omtrent 200 km², se figur 2.8.13.a. Feltet ble oppdaget i 1978. På grunn av fasen utbygging ble separate planer for fase 1 og 2 godkjent i henholdsvis 1981 og 1985. Fase 1-utbyggingen omfatter innretningene A og B, mens C-innretningen dekker fase 2. Produksjon fra feltet startet i desember 1986. Gullfaksfeltet produserer olje med assosiert gass.

Fig. 2.8.13.a
Felt og funn i Gullfaks-, Statfjord- og Snorreområdet



Fig. 2.8.13.b
Innretninger på Gullfaks



Utnyttelse av forekomstene

I Gullfaksfeltet finnes olje i sandstein av jura alder. Feltet ligger relativt grunt, og er bygget opp av flere skråstilte og roterte forkastningsblokker. Blokkene har varierende grad av helning og området er til dels kraftig erodert. Det østlige området er vanskelig å kartlegge på grunn av dårlige seismiske data. Feltets kompliserte geologi er blitt bekreftet under produksjonsboringen med til dels store overraskelser med hensyn til forkastningsmønsteret. Forkastningene er imidlertid mindre forseglende enn først antatt.

Reservoarene i fase 1 og 2 er adskilt av en nord-sørgående forkastning. En viss kommunikasjon er påvist i det nordlige området. Forkastninger med mer enn 1000 meter sprang avgrensner feltet i sør, øst og nord-øst.

Reservene er fordelt mellom Brentgruppen, Cook- og Statfjordformasjonene. Anslaget for utvinbar olje ble i desember 1993 øket fra 230 til 253 millioner Sm³.

De økte utvinnbare reservene har ikke ført til økt forventet levetid for Gullfaksfeltet. Reserveanslaget bygger fortsatt på produksjon til og med år 2006.

Drivmekanismen på feltet er i hovedsak trykkvedlikehold ved vanninjeksjon, men alternative metoder for å øke utvinningen blir vurdert og er delvis tatt i bruk. Nye metoder for komplettering og stimulering av brønner er blitt utprøvd med godt resultat. Vekselvis injeksjon av vann og gass (VAG) er forsøkt, og VAG vil bli brukt videre der metoden er egnet. Det samme gjelder horisontale brønner. En større test med injeksjon av tensid er under vurdering. Også injeksjon av tynn gel vurderes som en aktuell metode på Gull-

faks, og det ble i 1993 gjennomført en test med poly-mergel (natriumsilikat). Resultatene av denne testen er fortsatt under vurdering.

Produksjonsanlegg

A- og B-innretningene i fase 1 er av Condeep-type med understell av betong og dekkstramme av stål, se figur 2.8.13.b. C-innretningen i fase 2 er i hovedsak bygget som en kopi av Gullfaks A. Alle tre er fullt integrerte prosess-, bore- og boliginnretninger, men Gullfaks B har et forenklet prosessanlegg med bare førstetrinns separasjon. Havdypet varierer fra ca 140 meter (fase 1) til 217 meter (fase 2).

Gullfaks A er plassert på den sørlige delen av feltet og startet produksjonen den 21.12.1986. Behandlingskapasiteten er på 52 000 Sm³ olje og 35 000 m³ vann per dag. Kapasiteten for vanninjeksjon på Gullfaks A er 75 000 m³ per dag. Gullfaks A har også utstyr for gassinjeksjon. Gullfaks A har 30 produksjonsbrønner og ni brønner for vanninjeksjon, hvorav totalt seks (av 39) er havbunnskompletterte brønner. Tre av havbunnsbrønnene er imidlertid stengt, to på grunn av utvikling av hydrogensulfid (reservoarforsuring). Boring fra Gullfaks A er foreløpig stanset.

Gullfaks B er plassert på den nordvestre delen av feltet og ble satt i produksjon 29.2.1988. Den har en prosesskapasitet på 30 000 Sm³ olje og 30 000 m³ vann per dag. Oljen fra Gullfaks B overføres til Gullfaks A og Gullfaks C for videre prosessering og lagring. Kapasiteten for vanninjeksjon er 30 000 m³ per dag. I tillegg kan det injiseres vann som overføres fra Gullfaks

A. Gullfaks B har nå 19 produksjonsbrønner og ni brønner for vanninjeksjon.

Gullfaks C er plassert på feltets østre del for utvinning av reservene i fase 2. Driften startet den 4.11.1989 med olje overført fra Gullfaks B. Produksjon fra egen brønn kom i gang ved årsskiftet 1989/1990. Innretningens prosesskapasitet er på 50 000 Sm³ olje og 30 000 m³ vann per dag, og det kan injiseres inntil 60 000 m³ vann per dag. Gullfaks C har tolv produksjonsbrønner og fire brønner for vanninjeksjon. Fra 1994 vil også produksjon fra Tordis bli behandlet på Gullfaks C.

Gullfaks Vest

Gullfaks Vest er et oljefelt som ligger i blokk 34/10, nordvest for Gullfaks. Feltet ble påvist av letebrønn 34/10-34 sommeren 1991. Gullfaks Vest er på grunnlag av letebrønnen anslått å inneholde utvinnbare oljereserver på 3,7 millioner Sm³.

Feltet er planlagt utvunnet ved hjelp av to horisontale produksjonsbrønner og naturlig vandriv. Første produksjonsbrønn bores nå ved årsskiftet. Brønnene bores fra Gullfaks B. Planlagt produksjonsstart er februar 1994, og produksjonen er beregnet å vare i tolv år.

Målesystem og transport

Gullfaks A og C har lagerceller for lagring av stabilisert olje. Oljen måles og eksporteres via lastebøyer til tankbåt. Prosessert røkgass måles fiskalt på Gullfaks A og C, før den sendes inn i Statpipesystemet.

Kostnader

Totalt investeringskostnader er over feltets levetid beregnet til ca 70 milliarder 1993-kroner. For Gullfaks Vest er investeringer beregnet til 0,2 milliarder 1993-kroner. Driftskostnader for 1993, inklusiv CO₂-avgift og forsikringer, eksklusiv tariff, er beregnet til ca 2 700 millioner kroner inkludert Gullfaks Vest.

2.8.14 Brage

Utvinningsstillatelse 053, 055 og 185

Rettighetshavere i det samordnede Bragefeltet:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	46,9567 %
Esso Norge a.s.	16,3434 %
Norsk Hydro Produksjon a.s (operatør)	22,4182 %
Neste Petroleum a.s.	12,2575 %
Saga Petroleum a.s.	0,5248 %
Elf Petroleum Norge A/S	0,6664 %
TOTAL Norge A/S	0,3332 %
Mobil Development Norway A/S	0,4998 %

Hoveddelen av Brage ligger i blokk 31/4 som ble tildelt i 1979, ved utvinningsstillatelse 055, se figur 2.6.4. Feltet strekker seg også inn i blokk 30/6 (utvinningsstillatelse 053) og inn i den nordlige delen av blokk 31/7. Denne delen av blokk 31/7 ble i 1991 tildelt rettighetshaverne i utvinningsstillatelse 055 ved utvinningsstillatelse 185. Det har i 1993 pågått forhandlinger om samordning mellom utvinningsstillatelsene 055 og 053. Man har kommet frem til en fordeling på 92,86 % for 055 og 7,14 % for 053.

Med virkning fra 1.1.1993 er dessuten 10 % av eirandelene i utvinningsstillatelsene 055 og 185 overdradd fra Statoil/staten til Norsk Hydro.

Plan for utbygging og drift ble godkjent i Stortinget våren 1990. Brage kom i produksjon i september 1993.

Utnyttelse av forekomstene

Det er påvist olje som gir grunnlag for utbygging i to formasjoner på Brage: Statfjord og Fensfjord. I Sognefjordformasjonen er det påvist mindre mengder olje og gass, og dette reservoaret er foreløpig ikke med i utbyggingsplanene. Myndighetene påla operatøren å bore en avgrensingsbrønn nordøst på feltet i forbindelse med godkjenning av plan for utbygging og drift. Denne skal bores senest tre år etter produksjonsstart og vil gi mer informasjon om ressursene i Sognefjord- og deler av Fensfjordreservoaret som ligger utenfor dreneringsområdet til innretningen.

Fem produksjonsbrønner og en vanninjeksjonsbrønn var forboret. Det produseres fra Statfjord- og Fensfjordreservoaret. Oljedirektoratets reserveanslag for feltet er 46,2 millioner Sm³ olje og operatørens anslag er 38,5 millioner Sm³ olje. Anslagene vil bli oppdatert etter tolking av resultatet av de forborede brønnene sammen med resultatene fra videre boring av brønner fra innretningen og produksjonserfaring.

Produksjonsanlegg

Feltet er bygget ut med en integrert produksjons-, bore- og boliginnretning med stålunderstell.

Transport

Oljen transporteres i rørledning til Oseberg og videre gjennom Osebergledningen til Sture. En rørledning for gass er knyttet til Statpipe. Prosjekteringen og idriftsettingen har vært vellykket. Dette kan i vesentlig grad tilskrives erfaringsoverføringen fra Oseberg C.

Målesystem

Fiskale målinger av olje- og gassproduksjonen blir utført på innretningen.

Kostnader

Totalt investeringskostnader fra 1990 til 1998 er beregnet til ca 10 milliarder 1993-kroner. Driftskostnader for 1993 er beregnet til 420 millioner kroner.

2.8.15 Statfjord

Utvinningsstillatelse 037

Rettighetshavere

Norsk del (85,23869 %)	
Mobil Development Norway A/S	12,785804 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil) (operatør)	42,619345 %
Norske Conoco A/S	8,523869 %
Esso Norge A/S	8,523869 %
A/S Norske Shell	8,523869 %
Saga Petroleum a.s.	1,598225 %
Amoco Norway A/S	0,887903 %
Amerada Hess Norge A/S	0,887903 %

Enterprise Oil Norwegian A/S	0,887903 %
Britisk del (14,76131 %)	
Conoco North Sea Inc.	4,920437 %
BP Petroleum Development Ltd.	4,920437 %
Chevron U.K. Ltd.	4,920437 %

Utvinningsstillatelse 037 ble tildelt i 1973. Den omfatter blokkene 33/9 og 33/12, se figur 2.8.13.a. Statfjordfeltet strekker seg over på britisk side. Feltet ble oppdaget våren 1974 og ble erklært drivverdig samme år. I 1976 ble feltet vedtatt utbygd og satt i produksjon i 1979. Mobil var operatør på feltet inntil 1.1.1987, da Statoil overtok operatøransvaret. Statfjordfeltet er Norges største oljefelt.

Utnyttelse av forekomstene

De totale utvinnbare oljereserver er oppjustert i 1993 og anslås nå til 585 millioner Sm³. Mengden utvinnbar assosiert gass er anslått til 63 milliarder Sm³ tørr gass og 18,6 millioner tonn NGL. NGL skiller ut av gassen på Kårstø. Produksjonsstrategien som følges er basert på å maksimere produksjonsrater og utvinningsgrad ved å kontrollere trykkforholdene i reservoarene. Dette gjøres ved injeksjon av vann i Brentreservoaret og injeksjon av gass i øvre del av Statfjordreservoaret. En gasskappe er nå dannet i toppen av Statfjordreservoaret og det har ført til økt gass/olje-forhold i mange produsenter i dette reservoaret. I nedre del av Statfjordreservoaret har operatøren planlagt vanninjeksjon,

men Vann Alternierende Gassinjeksjon (VAG) vurderes nå også som en mulig strategi.

For å få en bedre utnyttelse av de gjenværende reservene, oppdaterer operatøren produksjonsstrategien for feltet kontinuerlig. Strategien innebærer både flere brønner og utstrakt gjenbruk av brønnene i flere reservoarer. Bruk av horisontale brønner og langtrekkende høyavviksbrønner inngår også i strategien.

Det er boret horisontale brønner både i Brent- og Statfjordreservoaret, og det er boret langtrekkende høyavviksbrønner/horisontale brønner inn i de geologisk mer kompliserte østlige og nordlige deler av feltet.

En produksjonsstrategi for Dunlinreservoaret er utarbeidet av operatøren og godkjent av rettighetshaverne. Produksjonen fra dette reservoaret vil starte i januar 1994. Dette reservoaret har begrenset ressursmengde sammenliknet med Brent- og Statfjordreservoarene.

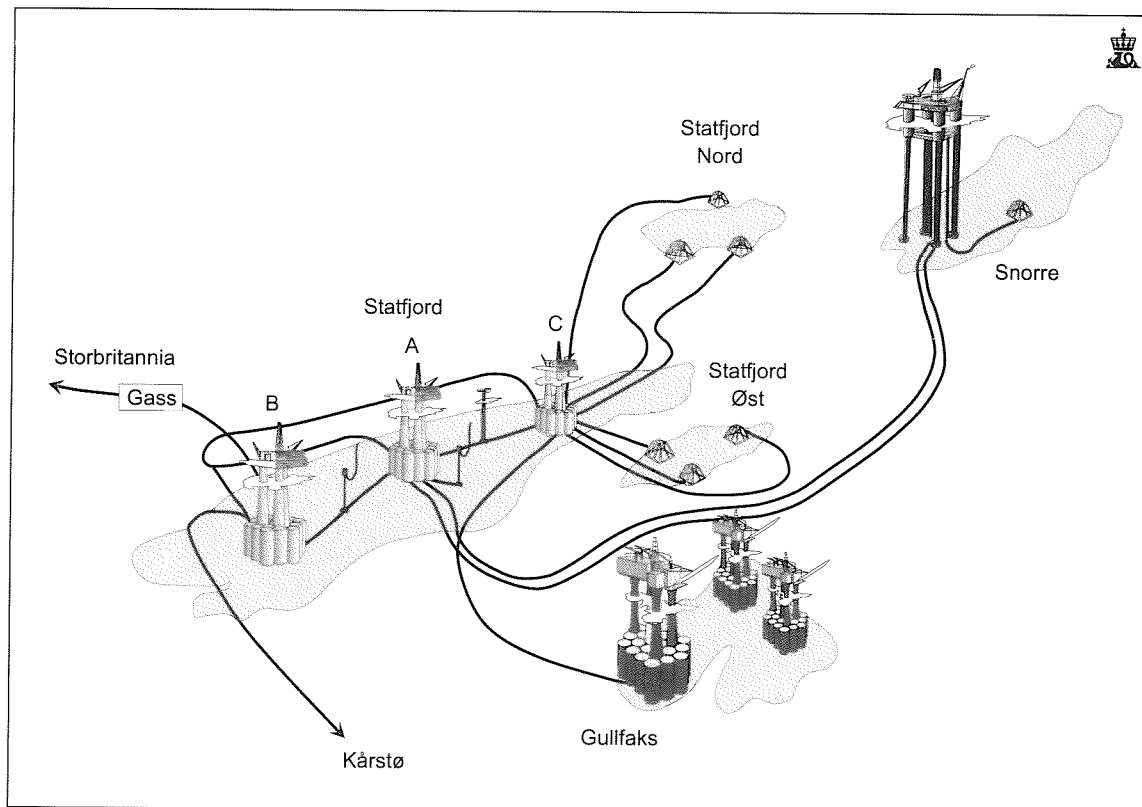
Produksjonsanlegg

Feltet er utbygd i tre faser med fullt integrerte innretninger A, B og C, se figur 2.8.15.

Statfjord A

Statfjord A-innretningen er plassert nær sentrum av Statfjordfeltet. Den er en fullt integrert innretning med betongunderstell bestående av 14 lagerceller og tre skaft. Dekket er av stål. Behandlingskapasitet for olje er nå ca 60 000 Sm³ per dag fordelt på to produksjons-

Fig. 2.8.15
Innretninger og infrastruktur i Statfjord-, Gullfaks- og Snorreområdet



linjer. Kapasitet for vannbehandlingsanlegget er ca 25 000 Sm³ per dag. Innretningen kom i produksjon 24.11.1979 og er utbygd med 25 produksjonsbrønner, ti vanninjeksjonsbrønner og fire gassinjeksjonsbrønner. Lasting av olje foregår via ett av de tre oljelaste-systemene som er på feltet. Lagerkapasiteten for olje på plattformen er 175 000 Sm³.

Snorrefeltet startet produksjon 3.8.1992. Snorres produksjon tas inn på Statfjord A etter andre trinnseparasjon på Snorre TLP. Dette har medført at Statfjord A nå produserer opp mot maksimal behandlingsskapasitet. Statfjord A har i 1993 hatt en gjennomsnittlig egen oljeproduksjon på ca 31 000 Sm³ per dag.

Statfjord B

Statfjord B-innretningen er plassert i den sørlige delen av Statfjordfeltet. Det er en fullt integrert innretning med betongunderstell bestående av 24 lagerceller og fire skaft. Dekket er av stål. Produksjonskapasiteten er ca 40 000 Sm³ per dag i en produksjonslinje. På Statfjord B er vannbehandlingskapasiteten oppgradert til ca 26 000 Sm³ per dag. Innretningen kom i produksjon 5.11.1982. Statfjord B er utbygget med 24 produksjonsbrønner, ni vanninjeksjonsbrønner og to gassinjeksjonsbrønner. Statfjord B hadde i 1993 en oljeproduksjon på ca 35 000 Sm³ per dag. Dette er oppnådd ved at man har utnyttet testseparator som produksjonsseparator i begrensede perioder.

Plattformen har en egen lagerkapasitet for olje på 302 000 Sm³.

I likhet med de øvrige plattformer på Statfjord leverer Statfjord B gass til Statpipe. I tillegg leveres gass til det britiske gassnettet via NLGP (Northern Leg Gas Pipeline).

Statfjord C

Statfjord C-innretningen er plassert i den nordlige delen av Statfjordfeltet. Det er en fullt integrert innretning, konstruksjonsmessig identisk med Statfjord B. Produksjonskapasiteten er 43 500 Sm³ i en produksjonslinje. Statfjord C har fått oppgradert sin vannbehandlingskapasitet på samme måte som Statfjord B til 23 000 Sm³. Statfjord C kom i produksjon 26.6.1985, og er bygget ut med 24 produksjonsbrønner, åtte vanninjeksjonsbrønner og to gassinjeksjonsbrønner. Arbeidet med å klargjøre Statfjord C for å ta imot produksjon fra Statfjordsatellittene pågår. Produksjonsstart for Statfjord Øst er forventet i løpet av 1994. Statfjord C har i 1993 hatt en gjennomsnittlig oljeproduksjon på ca 37 500 Sm³ per dag.

Transportsystemer

Gass transporteres via Statpiperørledningen og selges i Emden, mens NGL tas ut på Kårstø og selges der. Storbritannia tar ut sin del av gassen gjennom NLGP (Northern Leg Gas Pipeline) fra Statfjord B til Shells terminal i St. Fergus i Skottland hvor gassen blir solgt.

Stabilisert olje lagres i lagerceller på hver innretning, før den pumpes ombord i tankskip via ett av de tre lastesystemene på feltet.

Målesystem

Olje og gass måles til fiskal standard på hver av de tre innretningene. Etter at Snorre begynte å produsere, får Statfjord A bestemt sin produksjon som en differens mellom total mengde målt på Statfjord A og mengde målt på Snorre.

Tilsvarende konsept vil benyttes for måling av Statfjord Cs produksjon når Statfjord-satellittene tilknyttes. Fordeling mellom satellitter vil være basert på testseparatormåling, mens totalmengde fra satellitter vil måles til fiskal standard.

Kostnader

Totale investeringer på Statfjordfeltet frem til år 2010 antas å bli ca 73 milliarder 1993-kroner. Totale driftskostnader for 1993 var ca 3,5 milliarder kroner. Beløpene gjelder for den norske delen og er inklusiv CO₂-avgift og forsikring og eksklusiv tariff.

2.8.16 Murchison

Utvinningsstillatelse 037

Rettighetshavere

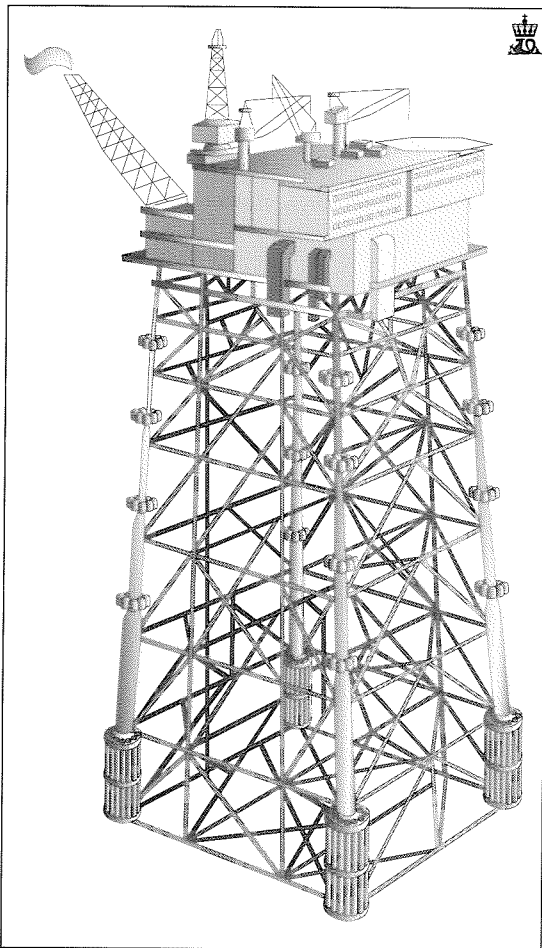
Britisk del (77,8 %)	
Conoco (UK) Ltd (operatør)	25,9334 %
Oryx UK Energy Company	25,9333 %
Chevron UK Ltd	25,9333 %
Norsk del (22,2 %)	
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	11,1000 %
Mobil Exploration Norway Inc	3,3300 %
Norske Conoco A/S	2,2200 %
Esso Norge a.s	2,2200 %
A/S Norske Shell	2,2200 %
Saga Petroleum a.s.	0,4162 %
Amoco Norway Oil Company	0,2313 %
Amerada Hess Norge A/S	0,2313 %
Enterprise Oil Norwegian A/S	0,2312 %

Feltet ble påvist i august 1975, og ligger i blokk 211/19 på britisk side, og i blokk 33/9 på norsk side, se figur 2.8.13.a. Den norske delen er 22,2 %. Utbyggingen av Murchisonfeltet ble igangsatt i 1976 av de britiske rettighetshaverne. De britiske og norske rettighetshavere inngikk i 1979 en avtale om felles utnyttelse av Murchisonfeltet. Produksjonen startet i 1980.

Utnyttelse av forekomstene

Reservene for hele feltet er 57 millioner Sm³ olje og 1,2 milliarder Sm³ gass i Brentgruppen. Feltet har produsert opp mot maksimal væskebehandlingsskapasitet siden 1981, og vannbehandlingskapasiteten har vært økt flere ganger. 1984 var siste året med platåproduksjon. Det er nå vanngjennombrudd og høyt vannkutt i alle de opprinnelige produksjonsbrønnene. Etter en plan utarbeidet i 1987, har det de siste årene vært boret flere nye brønner, inkludert langtrekkende høyavviksbrønner mot flankene av feltet. Det er også utført studier for gjenbruk av eksisterende brønner i ulike reservoarsoner. Disse tiltakene bidrar til en bedre utnyttelse av ressursene.

Fig. 2.8.16
Innretning på Murchison



Produksjonsanlegg

Feltet er bygget ut med en integrert innretning av stål med en produksjonskapasitet på 26 200 Sm³ olje per dag, se figur 2.8.16. Nåværende produksjon ligger på rundt 3 500 Sm³ olje per dag.

Transport

Den norske del av Murchison-gassen ilandføres via rørledning NLGP (Northern Leg Gas Pipeline) til Brentfeltet på britisk side, og videre til St. Fergus i Skottland via rørledning FLAGS (Far North Liquefied and Associated Gas Gathering System). Gassleveransene gjennom NLGP startet 20.7.1983. Olje fra Murchison sendes i rørledning til Sullom Voe på Shetland.

Målesystem

Produsert olje og gass måles på innretningen til fiskal standard. Årlig driftstilsyn er utført i samarbeid med Department of Trade and Industry.

Kostnader

Totale kostnader på Murchisonfeltet frem til år 2001 antas å bli ca 4,8 milliarder 1993-kroner. Driftskostnader for 1993 var ca 150 millioner kroner. Beløpene gjelder for norsk del (22,2%).

2.8.17 Snorre

Utvinningsstillatelse 057 og 089

Rettighetshaverne til det samordnede Snorrefeltet er:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	41,4000 %
Saga Petroleum a.s. (operatør)	11,2559 %
Esso Norge A/S	10,3323 %
Deminex(Norge) A/S	10,0348 %
Idemitsu Oil Exploration(Norsk) A/S	9,6000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	8,2658 %
Elf Petroleum Norge A/S	5,5106 %
Amerada Hess Norge A/S	1,4559 %
Enterprise Oil Norwegian A/S	1,4559 %
DNO Olje A/S	0,6888 %

Snorrefeltet ligger i blokkene 34/4 og 34/7, se figur 2.8.13.a. Saga Petroleum er operatør. Blokk 34/4 ble tildelt ved utvinningsstillatelse 057 i 1979. Blokk 34/7 ble tildelt ved utvinningsstillatelse 089 i 1984. Rettighetshaverne har antatt en fordeling av reservene på 30 % i blokk 34/4 og 70 % i blokk 34/7.

Plan for utbygging og drift av Snorrefeltet ble godkjent i Stortinget i 1988. Forboring av brønner startet høsten 1990, og feltet ble satt i produksjon 3.8.1992.

Utnyttelse av forekomstene

Snorrefeltet består av flere større forkastningssegmenter som i hovedsak ikke antas å være i kommunikasjon med hverandre. Reservoarbergartene er fluviale sandsteiner i Statfjordformasjonen (nedre jura) og Lundeformasjonen (øvre trias). Både i Lunde- og Statfjordformasjonen antas de mektigste reservoarintervallene å representere sammenhengende kanalbelter der kontrollen over utbredelse og overordnet geometri i hovedsak er god.

De tynnere reservoarintervallene antas i større grad å representere mindre kanalbelter og enkeltstående kanaler der det knytter seg større usikkerhet til både utbredelse og geometri.

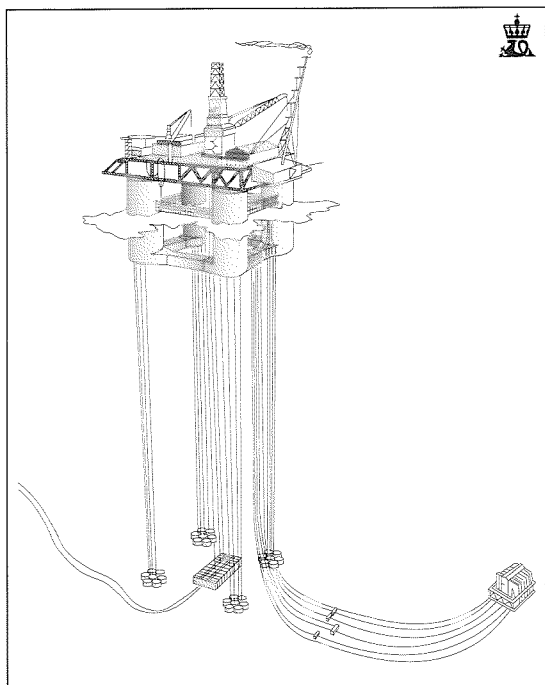
Reservene på Snorre er etter at plan for utbygging og drift ble fremlagt, oppjustert til 142 millioner Sm³ olje og 7,6 milliarder Sm³ gass. Oppjusteringen av oljereservene skyldes i hovedsak oppdatert geologisk modell og reservoarmodell på bakgrunn av repressert seismikk og data fra brønner. VAG-injeksjon (vannalternerende gass injeksjon) vurderes, og det er ventet en økt utvinning på 3 millioner Sm³ olje. Erfaringen fra pilot-prosjekt vil være avgjørende for videre vurdering av VAG-injeksjon.

Produksjonsanlegg

Havdypet varierer fra 300 meter i sør til 370 meter i den nordlige delen av Snorrefeltet.

Feltet blir utbygd i to faser. Fase I består av en flytende strekkstaginnretning i sør og en havbunnsinnretning i den sentrale delen av feltet, se figur 2.8.17. Produksjonsstart fra fase I var 3.8.1992. Olje og gass blir separert i to trinn på Snorre TLP (Tension Leg Platform) før videre transport via en olje- og en gassrørledning til Statfjord A for videre prosessering.

Fig. 2.8.17
Innretninger på Snorre



Gjennomsnittlig dagsproduksjon for olje var i 1993 ca 19 500 Sm³ per dag.

Behandlingskapasiteten for olje på Snorreinnretningen er ca 34 000 Sm³ per dag.

Fase II av utbyggingen gjelder drenering av den sentrale og nordlige delen av feltet. Endelig beslutning vedrørende utbygging av Fase II er ikke tatt.

Transportsystemer

Oljen fra Snorre blir solgt via lastesystemet på Statfjord A. Gassen blir solgt via Statpipesystemet via Statfjord A.

Målesystem

Olje og gass måles til fiskal standard på Snorreinnretningen.

Kostnader

Investeringene i utbygging av fase I og II er i henhold til operatørens rapportering samlet ca 34 milliarder 1993-kroner. Estimater er basert på utbygging av produksjonsinnretninger på havbunnen for fase II. Driftskostnadene for dette konseptet er tilsvarende rapportert til ca 800 millioner 1993-kroner.

2.8.18 Draugen

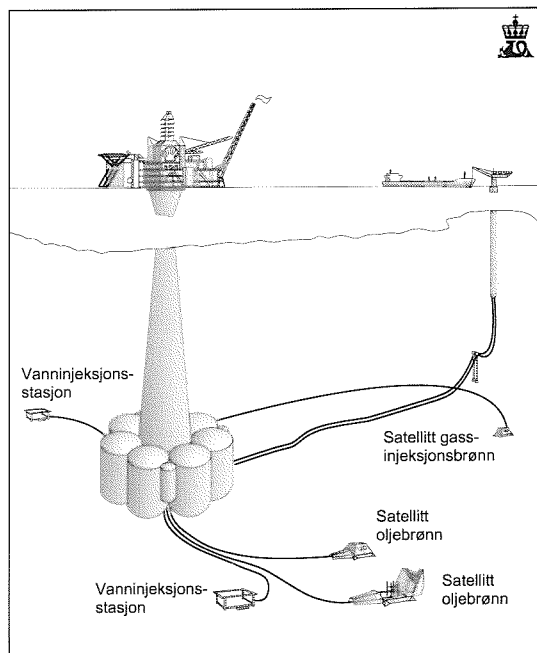
Utvinningstillatelse 093

Rettingshavere:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	65,0000 %
A/S Norske Shell (operatør)	21,0000 %
BP Norway Limited U.A	14,0000 %

Draugenfeltet ligger i blokk 6407/9 som ble tildelt i

Fig. 2.8.18
Innretninger på Draugen



1984, se figur 2.6.6. Feltet ble erklært drivverdig i september 1987. Plan for utbygging og drift ble godkjent i desember 1988. Oljeproduksjonen på Draugenfeltet startet 19.10.1993. Draugenfeltet er dermed det første feltet på Haltenbanken som er satt i produksjon.

Utnyttelse av forekomstene

Operatøren oppjusterte oljereservene i 1993 fra 68 millioner Sm³ til 92 millioner Sm³. Det assosierte gassvolumet utgjør 4,4 milliarder Sm³. Feltet vil produsere fram til år 2021 ved hjelp av vanninjeksjon. Det er ikke ventet at verken injisert vann eller reinjisert gass vil influere på oljeproduksjonen før etter en ti års produksjonsperiode.

Hovedreservoaret består av øvre jura sandstein. I den vestlige delen av feltet er også deler av den midtjurassiske sandsteinsekvensen oljeførende. Et skiferlag av varierende tykkelse skiller underliggende og hovedsakelig vannførende midtjurassiske sandsteiner fra hovedreservoaret. I vest og nord på feltet er dette skiferlaget tynt og muligens stedvis fraværende. Dette, i tillegg til en rekke mindre forkastninger på feltet, skaper usikkerhet med hensyn på tidlig vannproduksjon i enkelte oljebrønner.

Operatøren har vurdert en rekke alternative anvendelser av assosiert gass. I april 1993 ble operatørens plan om å reinjisere assosiert gass i en nærliggende, vannførende struktur godkjent av Nærings- og energidepartementet. Gassløsningen for Draugenfeltet kan bli revurdert dersom det blir lagt fram en løsning som kan gi bedre samfunnsøkonomisk lønnsomhet enn injeksjon i den vannførende strukturen.

Produksjonsanlegg

Feltet er bygget ut med en bunnfast betonginnretning med integrert dekk, figur 2.8.18. Innretningen har ti brønnsliiser og totalt 34 J-rør.

Hovedreservoaret skal produseres ved hjelp av seks produksjonsbrønner. To av disse er havbunnskompletterte og har stått for oljeproduksjonen i 1993. De øvrige produksjonsbrønnene vil komme i produksjon i løpet av 1994. Reservoaret i midtjura er planlagt satt i produksjon i 1998 ved brønn nummer sju fra innretningen.

Produksjonen skal sikres trykkstøtte ved hjelp av fem eller seks havbunnskompletterte vanninjeksjonsbrønner. Fem av disse vil være i drift i 1994. En brønn står for gassinjeksjonen.

Transport

Stabilisert olje lagres i integrerte lagertanker. Oljen eksporteres via en flytende lastebøye (FLP) til tankbåt.

Målesystem

Draugenfeltet har installert en oljemålestasjon.

Kostnader

Totale investeringskostnader på Draugenfeltet fra og med 1988 og til og med 1994 antas å bli 13,3 milliarder 1993-kroner. Driftskostnader for 1993 var ca 617 millioner kroner.

2.9 TRANSPORTSYSTEM FOR OLJE OG GASS

2.9.1 Eksisterende transportsystem

Det er fire ilandføringsrørledninger for olje/kondensat og fire for gass fra norsk sokkel. En skisse over transportsystemet for olje/kondensat og gass med tilknytning til norsk del av Nordsjøen er vist i figur 2.9. Den britiske andelen av gass fra Statfjord transporteres via NLGP til Shells terminal i St. Fergus. Oljeledningen fra Ekofiskområdet går til Teesside i Storbritannia. Oljetransport fra Oseberg går til Sture i Øygarden. Kondensat fra Heimdal transporteres via det britiske Brae- og Forties-systemet til den BP-opererte Kinneilterminalen utenfor Edinburgh. Denne ledningen transporterer i hovedsak britisk olje og kondensat. Kondensat fra Sleipner transporteres til Kårstø. Gassledningene Statpipe og Norpipe ble knyttet sammen i 1985 og ender opp i Emden i Tyskland. Gass fra Frigg transporteres til Totals terminal i St. Fergus i Skottland. Gassledningen Zeepipe ender opp i Zeebrugge i Belgia. Foreløpig er kun Zeepipe fase I, altså rør sørover fra Sleipner, tatt i bruk.

Gasstransport, Statpipe

Eierfordeling:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	58,2500 %
Elf Petroleum Norge A/S	10,0000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s.	8,0000 %
Mobil Development Norway A/S	7,0000 %
Esso Exploration and Production Norway A/S	5,0000 %

A/S Norske Shell	5,0000 %
Norske Conoco A/S	2,7500 %
Saga Petroleum a.s.	2,0000 %
TOTAL Norge A/S	2,0000 %

Statoil er operatør for drift av systemet som omfatter:

- en våtgassrørledning fra Statfjord til Kårstø
- separasjons- og fraksjoneringsanlegg på Kårstø samt lager og lasteanlegg
- tørgassrørledning fra Heimdal, tørgassrørledning fra Kårstø til stigerørsinnretning i blokk 16/11, og en rørledning fra denne til stigerørsinnretningen 2/4-S på Ekofisk Senter.

Etter oppstart er Gullfaks-, Veslefrikk-, Snorre- og Bragefeltene tilknyttet Statpipesystemet oppstrøms av Kårstøanlegget.

Kårstø

Den første Nordsjøgassen ble ilandført på Kårstø i mars 1985. Levering av tørgass fra terminalen begynte i oktober 1985. Transportkapasiteten fra Statfjord til Kårstø er 25 millioner Sm³ per dag. Denne kapasitet vil utnyttes fullt ut i årene 1995/1996. For å behandle og videreføre denne gassmengde blir Kårstøanlegget modifisert, ved blant annet å lage en omløpsledning fra våtgass- til tørgass-side av anlegget. For å kunne håndtere de endrede transportbehov ved sammenkopling av Statpipe og Zeepipe, er gasstransportkompressorene på Kårstø oppgradert.

I forbindelse med utbygging av Sleipnerfeltet, er det bygget en ny fabrikk på Kårstø for å behandle kondensatet som skipes via rørledning fra Sleipner til Kårstø. Propan og butaner skilles fra kondensatet og lagres på de samme tankene som brukes for LPG-produktene fra Statpipe. Det ferdigprosesserte kondensatet lagres på egne tanker før det skipes fra terminalen.

Målesystem

Måling av gass levert fra Kårstøterminalen utføres i henhold til gjeldende regelverk for gassmåling.

Måling av propan, butaner og nafta utføres med dynamisk måling. For Sleipnerkondensat er det bygget en ny lastekai med tilhørende dynamisk målestasjon.

Gasstransport, Norpipe

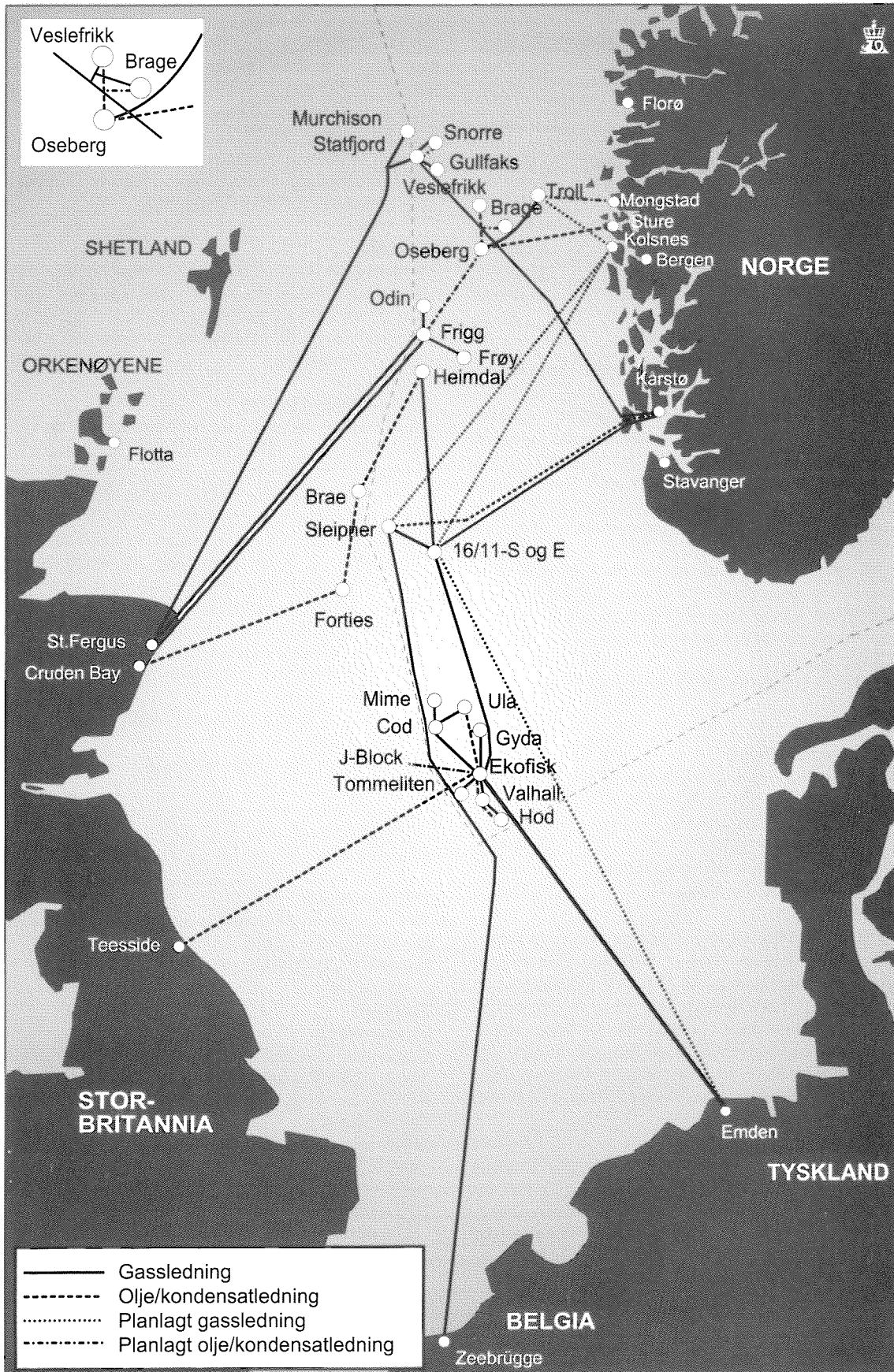
Rørledningsystemet for transport av naturgass fra Ekofisk Senter til Emden i Tyskland er eid av Norpipe A/S. Til Norpipe leveres gass fra Ekofiskområdet og Statpipe. Norpipe A/S er et aksjeselskap som eies 50/50 av Statoil og Phillipsgruppen. Phillips Petroleum Company Norway er teknisk operatør av ledningen, mens Statoil ivaretar de økonomiske og administrative funksjonene.

For tiden vurderes legging av en ny rørledning fra Statpipe til kompressorinnretningen B11 i tysk sektor.

Emden

Eier av anleggene ved Emden terminalen er Norsesea Gas A/S. Norsesea Gas GmbH eier grunnen der anleggene står. Disse selskapene eies av Phillipsgruppen

Fig. 2.9
Transportsystemer for olje og gass med tilknytning til norsk del av Nordsjøen



hvor Statoils andel er 2 % (1 % i Phillipsgruppen knyttet til Ekofisk).

Phillips Petroleum Norsk A/S er operatør på vegne av Phillipsgruppen.

I 1993 ble hele datasystemet til salgsgass-målestasjonen utskiftet.

Etzel gasslager

Eierfordeling

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	67,0000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	8,0000 %
A/S Norske Shell	8,0000 %
Esso Norge a.s.	8,0000 %
Saga Petroleum a.s.	4,0000 %
Elf Petroleum Norge A/S	2,2985 %
Norske Conoco A/S	1,4030 %
TOTAL Norge A/S	1,2985 %

Det ble gjort en mindre endring i eierfordeling mellom Conoco og TOTAL per 1.4.1993.

Troll gass-salgavtale forplikter selgerne til å kunne levere gass inntil 14 dager i tilfelle nedstenging av ikke-tekniske grunner. Foruten å sikre at dette kravet oppfylles, vil lageret gi operasjonelle fordeler med henblikk på leveranseregularitet, gasskvalitetsutjevning og opprettholdelse av leveranse under drifts- og vedlikeholdsstans.

Mengden til og fra lageret blir målt til fiskal standard av en målestasjon som er installert inne på området til den eksisterende Phillipsterminalen ved Emden. Inntak og uttak ligger oppstrøms av salgsgass-målestasjonen.

Offisiell oppstartingsdato for fylling av lageret var 19.4.1993.

Gasstransport Frigg

Den norske Frigg-rørledningen eies av de norske Frigg rettighetshaverne. Eierandelene er:

Norsk Hydro Produksjon a.s	32,8700 %
Elf Petroleum Norge A/S	26,4200 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	24,0000 %
TOTAL Norge A/S (operatør)	16,7100 %

Innretningen MCP-01 er en kompressorstasjon lokalisert midtveis mellom Frigg og St.Fergus. Den er 50 % norskeid. Kompressorene er nå fjernet og innretningen er ubemannet. Endel britiske felt er koplet til den norske Frigg-rørledningen via MCP-01. Så lenge innretningen var bemannet, ble deres mengder fastsatt ved måling på MCP-01. Etter avmanning blir mengdene fra de britiske feltene målt på den enkelte innretning.

St. Fergus

Terminalen eies av de norske Frigg rettighetshaverne og de britiske Frigg rettighetshaverne (Elf-UK 66 2/3 %, Total UK 33 1/3 %). De ulike prosessmoduler på terminalen eies enten kun av en av gruppene eller av begge. Total Oil Marine UK er operatør. Måleteknisk datadel for salgsgass er blitt fornyet i løpet av 1993.

Oljetransport Norpipe A/S

Rørledningssystemet for transport av olje fra Ekofisk Senter til Teesside i England er eid av Norpipe A/S. Til Norpipe leveres olje fra Ekofiskområdet, som i tillegg til de åtte Phillips-opererte feltene inkluderer Vålhall, Hod, Ula, Gyda, Mime og Tommeliten. Det er i tillegg inngått avtale om transport av olje fra de britiske Judy- og Joannefeltene. Norpipe A/S er et aksjeselskap som eies 50/50 av Statoil og Phillipsgruppen. Phillips Petroleum Company Norway er teknisk operatør for rørledningen, mens Statoil ivaretar de økonomiske og administrative funksjonene.

Teesside

Eierforholdet til anleggene ved Teessideterminalen er delt mellom Norpipe A/S og Phillipsgruppen, gjennom selskapet Norpipe Petroleum UK Ltd. og Norse Pipeline Ltd. Phillips Petroleum Company UK Ltd. er operatør av anlegget.

Oljetransport Oseberg

En rørledning for transport av stabilisert olje fra Oseberg til Sture ble lagt sommeren 1987. Ledningen har en diameter på 711 mm og en kapasitet på 95 000 Sm³ per dag. Ved tilsetning av friksjonshemmende middel kan imidlertid kapasiteten økes til ca 112 000 Sm³ per dag. Største vanndyp for ledningen er rundt 350 meter.

Anlegget, inklusive terminalen på Sture, eies og drives av et eget interessentselskap med navnet I/S Oseberg Transport System (OTS). Deltakerne i selskapet er rettighetshaverne i Osebergfeltet. Operatør for rørledningen og terminalen er Norsk Hydro. Oseberg Transport System ble tatt i bruk ved produksjonsstart for Oseberg.

Oseberg Transport System består av følgende hovedelementer:

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

OTS-kostnader

Ved utgangen av 1993 var det investert rundt 9 milliarder 1993-kroner i OTS. Driftskostnadene for 1993 er beregnet til 367 millioner kroner.

Zeepipe

Eierfordeling

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	70,0000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	8,0000 %
A/S Norske Shell	7,0000 %
Esso Norge a.s.	6,0000 %
Elf Petroleum Norge A/S	3,2985 %
Saga Petroleum a.s.	3,0000 %
Norske Conoco A/S	1,7015 %
TOTAL Norge A/S	1,0000 %

Zeepipe er et gasstransportsystem som skal transportere gass fra Kollsnes i Øygarden til kontinentet. Fase I av prosjektet omfatter en ca 800 km lang rørledning

med en diameter på 966,4 mm fra Sleipner til Zeebrugge i Belgia og en ca 40 km lang rørledning med en diameter på 725 mm fra Sleipner til stigerørsinnretningen 16/11-S. Fase I, inkludert terminal i Zeebrugge, ble ferdigstilt i løpet av 1993. Kontraktstestede gassmen-ger er blitt eksportert fra 1.10.1993 som planlagt, med en rate på 12,5 millioner Sm³ per dag.

Kapasitet uten kompresjon vil være 13 milliarder Sm³ gass per år.

Kostnader

Investeringer knyttet til Zeepipe fase I utgjorde i pe-rioden 1988–1993 10,5 milliarder 1993-kroner.

2.9.2 Planlagte transportsystem

Zeepipe

Eierfordeling

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	70,0000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	8,0000 %
A/S Norske Shell	7,0000 %
Esso Norge a.s.	6,0000 %
Saga Petroleum a.s.	3,0000 %
Elf Petroleum Norge A/S	3,2985 %
TOTAL Norge A/S	1,0000 %
Norske Conoco A/S	1,7015 %

Zeepipe-transportsystemet for gass fra Troll og Sleipner er planlagt videre utbygd. Faser som er under be-handling er IIA, IIB og IV.

Fase IIA er besluttet utbygd. Denne fasen omfatter en ca 300 km lang rørledning med en diameter på 906 mm fra Kollsnes til Sleipner. Rørledningen er planlagt satt i drift i 1996.

Fase IIB er for tiden under utredning. Det forventes fremlagt plan for anlegg og drift for fase IIB i 1994. Denne fasen vil omfatte en rørledning fra Kollsnes til Heimdal eller til en ny stigerørsinnretning 16/11-E ved 16/11-S. Traseen for rørledningen er ikke bestemt, men rørledningen vil ha en diameter på 906 mm. Rørledningen er planlagt satt i drift høsten 1997.

Fase IV er for tiden under utredning. Det forventes framlagt plan for anlegg og drift for fase IV i 1994. Flere alternative løsninger, slik som kompressor på Zeepipe eller Europipe, eller en fjerde rørledning til kontinentet, er under vurdering. Fase IV er planlagt satt i drift høsten 1998.

Kostnader

De totale utbyggingskostnader er beregnet til 3,9 mil-liarder 1993-kroner for Zeepipe fase IIA.

Europipe

Eierfordeling

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	70,0000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	8,0000 %
A/S Norske Shell	7,0000 %
Esso Norge a.s.	6,0000 %
Saga Petroleum a.s.	3,0000 %
Elf Petroleum Norge A/S	3,2985 %
TOTAL Norge A/S	1,0000 %
Norske Conoco A/S	1,7015 %

Europipe omfatter en tredje rørledning til kontinentet. Arbeidet med å bygge en ca 600 km lang rørledning med en diameter på 906 mm er godt i gang. Ledningen starter fra ny stigerørsinnretning 16/11-E og skal ende i Emden i Tyskland. Systemet vil ha mulighet for kom-presjon mellom 16/11-E og Emden. Kapasitet uten kompresjon vil være ca 12 milliarder Sm³ gass per år. Med kompresjon kan kapasiteten økes til rundt 18 mil-liarder Sm³ gass per år. Problemer med godkjenning av landfall i Tyskland har ført til at deler av anlegget er noe forsinket. Det antas likevel at rørsystemet skal være i drift fra høsten 1995.

Kostnader

De totale utbyggingskostnadene er beregnet til ca 13,6 milliarder 1993-kroner.

Frostpipe

Eierfordeling

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	50,0000 %
Elf Petroleum Norge A/S	22,0000 %
TOTAL Norge A/S	14,2500 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	13,7500 %

Utbygging

Frostpipe er en ca 80 km lang rørledning som skal transportere stabilisert olje og kondensat fra Frigg til Oseberg. Transportsystemet har en kapasitet på 16 000 Sm³ per dag. Plan for anlegg og drift ble godkjent i statsråd i april 1992.

Transportsystemet bygges i første rekke for å trans-portere væske fra Lille-Frigg og Frøy, og det skal tas i bruk fra produksjonsstart for Lille-Frigg, dvs våren 1994.

Kostnader

De totale investeringskostnadene for rørledningen er 0,7 milliarder 1993-kroner.

2.10 SLUTTFASE/FJERNING

Spørsmålet om i hvilken utstrekning en kyststat skal pålegges å fjerne sine innretninger på kontinentalsokkelen etter at bruken av disse er endelig opphørt, har meget stor betydning for Norge. Fjerning av innretninger på norsk sokkel vil med få unntak være betydelig mer kostbart og teknisk komplisert enn ellers i verden. For tiden har Norge rundt 70 innretninger som enten produserer petroleum eller er under planlegging eller bygging. Flere mulige løsninger foreligger for ned-stengte innretninger, jf figur 2.10.

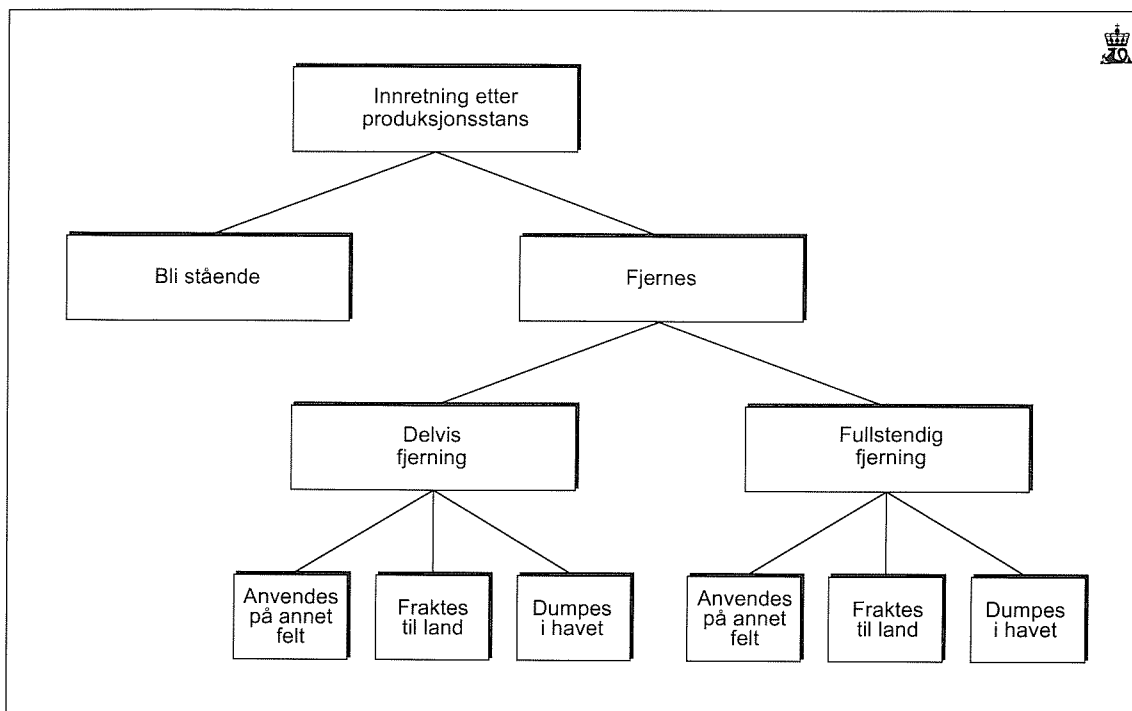
Kostnadene ved en fullstendig fjerning av alle inn-retningene anslås til rundt 50 milliarder kroner. Dette tallet er forbundet med stor usikkerhet. Loven om for-delning av fjerningsutgifter medfører at staten må dekke en betydelig del av kostnadene.

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

Hovedpunktene i IMO-retningslinjene er:

- Alle innretninger hvis bruk er endelig opphørt og som befinner seg på havdyp mindre enn 75 meter

Fig. 2.10
Sluttfase og fjerning



og har et understell (jacket) som veier mindre enn 4 000 tonn, skal fjernes.

- Alle innretninger utplassert etter 1.1.1998 hvis bruk er endelig opphørt og som befinner seg på havdyp mindre enn 100 meter og har et understell (jacket) som veier mindre enn 4 000 tonn, skal fjernes.
- For øvrige innretninger vil spørsmålet om fjerning bero på en konkret vurdering fra den enkelte kyststat. Ved denne vurderingen skal det tas hensyn til blant annet sikkerheten til sjøs, til andre brukere av havet, innvirkningen på miljøet og de levende ressurser, kostnadene og sikkerhetsrisikoen forbundet med fjerning. Samtidig må alternativ bruk og andre rimelige grunner for å la innretningen bli stående helt eller delvis, vurderes.
- Dersom en kyststat bestemmer at en innretning skal fjernes til ned under havoverflaten, skal det være en fri vannsøyle til havoverflaten på minst 55 meter.
- Dersom en kyststat bestemmer at en innretning helt eller delvis skal bli stående slik at den stikker opp over havoverflaten, skal det foretas et forsvarlig vedlikehold for å forhindre at innretningen bryter sammen.
- Etter 1.1.1998 skal det ikke utplasseres innretninger som det ikke er teknisk mulig å fjerne.

De vedtatte IMO-reglene har karakter av retnings-

linjer. De vil således ikke være rettslig bindende for statene. På den annen side vil reglene ha en betydelig moralsk gjennomslagskraft og det vil være politisk vanskelig for stater ikke å følge dem.

Petroleumslovutvalget har på oppdrag fra Nærings- og energidepartementet utarbeidet forslag til regler om fjerning av innretninger plassert på kontinentalsokkelen. Utvalgets innstilling NOU 1993: 25 «Avslutning av petroleumsproduksjon – framtidig disponering av innretninger» ble overlevert statsråden juni 1993.

Utvalget foreslår endringer i form av et nytt kapittel i petroleumsloven. De nye bestemmelsene er dels videreføring av dagens regler og dels nyordninger.

Innføring av avslutningsplan vil utgjøre det viktigste beslutningsgrunnlag for myndighetene når det skal treffes beslutninger om disponering av innretninger brukt i petroleumsvirksomheten. Avslutningsplanen skal inneholde rettighetshavers forslag til disponering av innretningene etter den aktuelle tillatelse er utløpt eller etter endt bruk.

Utarbeidelse av en avslutningsplan innen nærmere angitte tidsfrister innebærer at saksbehandlingen flyttes fram i tid slik at beslutning om disponering av innretningene kan tas i rimelig tid før produksjonen opphører eller tillatelsen løper ut.

Produksjonen fra Nordøst Friggfeltet ble avsluttet i mai 1993, og dermed er spørsmålet om fjerning av innretninger aktuelt på norsk sokkel.

Fig. 2.11.1.a
Ressursregnskap for norsk kontinentalsokkel

		OLJE 10 ⁹ Sm ³ mest sannsynlig	GASS 10 ⁹ Sm ³ mest sannsynlig	NGL 10 ⁹ tonn mest sannsynlig	O.EKV. 10 ⁹ tonn mest sannsynlig	
Oppdagede ressurser	Felt i produksjon og med avsluttet produksjon (opprinnelig)	Dagens plan	2119	754	78	2598
		Økt utvinning	486			405
	Felt besluttet utbygd	Dagens plan	264	1002	30	1251
		Økt utvinning	44			36
	Felt planlagt utbygd	Dagens plan	128	672	24	803
		Økt utvinning				
	Funn under vurdering		534	777	9	1238
	Sum felt og funn		3575	3205	141	6331
	Oppdagede ressurser		1480	2410		3670
	Solgt mengde per 31.12.93		Olje	Gass	NGL	t.o.e.
		1010	400	32	1273	

Reserver
 Oppdagede ressurser

2.11 PETROLEUMSRESSURSER

2.11.1 Ressursregnskapet

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

Oljedirektoratets ressursregnskap omfatter en oversikt over både opprinnelig salgbar og resterende petroleumsmengder på norsk kontinentalsokkel. Nye funn, justering av anslaget for eksisterende funn og felt og nedgang som følge av produksjon, fører til endringer i ressursregnskapet.

Oljedirektoratet benytter et klassifikasjonssystem for ressurser som er beskrevet i NPD-Contribution No. 37 (1993). I dette systemet skilles det mellom oppdagede og uoppdagede ressurser (se figur 2.11.1.a).

De oppdagede ressursene fordeler seg på fire kategorier: felt i produksjon, felt besluttet utbygd, felt planlagt utbygd og funn under vurdering. I tillegg kommer en del funn som ennå ikke har blitt evaluert og små funn som etter dagens situasjon ikke er i kategorien «under vurdering». Oljedirektoratet publiserer ikke ressursanslag for disse funnene. Begrepet reserver brukes om den delen av de oppdagede ressursene som er utvinnbare ved gitte tekniske/økonomiske betingelser, og som rettighetshaverne har erklært drivverdige. Reserver fordeler seg altså på de tre første kategoriene. Tilleggsressurser omfatter mengden av petroleum som kan utvinnes ekstra ved hjelp av ulike me-

toder for økt utvinning, men som ikke omfattes av godkjente planer. Ethvert funn og ethvert felt har kun en funnbrønn. Dette betyr at undersøkelsesbrønner som påviser ressurser som inngår eller vil inngå i ressurstallet for et eksisterende funn eller felt, ikke regnes som nye funn. Funnår er det året brønnen er avsluttet etter testing.

De uoppdagede ressursene omfatter forventede ressurser i kartlagte, men uborede strukturer, og forventede ressurser i områder hvor man har definert letemodeller uten kartlagte prospekt.

Uoppdagede ressurser

For uoppdagede petroleumsressurser benytter Oljedirektoratet ressursestimatene fra Oljedirektoratets analyse i 1992 (figur 2.11.1.a og 2.11.1.b). Estimaten ble publisert i årsberetningen for 1992 og i Oljedirektoratets publikasjon «Petroleumsressurser – norsk kontinentalsokkel» fra februar 1993.

Funn gjort i 1993

I løpet av 1993 ble det gjort tre nye funn. Disse er 15/9–19 SR, 34/7–22 og 34/8–7 R. Det er ytterligere påvist hydrokarboner i 2/7–29 og 30/9–15, men disse brønnene er ikke testet, og dessuten ikke avsluttet ved årsskiftet. Dårlige reservoaregenskaper gjør at 34/8–7 R funnet ikke bidrar til ressurstilvekst i ressursregnskapet. 15/9–19 SR funnet gir en ressurstilvekst på 4,6 millioner Sm³ olje og 0,7 milliarder Sm³ gass.

34/7–22 funnet er ennå ikke evaluert, men forventes å bidra med en ressurstilvekst i størrelsesorden 3–7 millioner t.o.e.

Eldre funn nå bokført

I tillegg til årets funn nevnt ovenfor, inngår nå også 2/1–9 Gyda Sør, 2/4–17, 30/9–4 S, 30/9–7, 34/7–21 og 35/11–7 i ressursregnskapet. Ressurstilveksten som skyldes disse eldre, nå bokførte funn, er 38,0 millioner Sm³ olje, 18,6 milliarder Sm³ gass og 0,1 million tonn NGL (Natural Gas Liquids).

Justering i ressursanslaget for felt og funn

For felt i produksjon/besluttet utbygd/planlagt utbygd og funn viser nåværende ressursstatus i forhold til fjorårets årsberetning at oljeressursene er økt med 223,7 millioner Sm³ og gassressursene er økt med 72,6 milliarder Sm³. NGL er økt med 0,3 millioner tonn. For detaljer i ressursendringer henvises det til tabell 2.11.2.

Produksjon

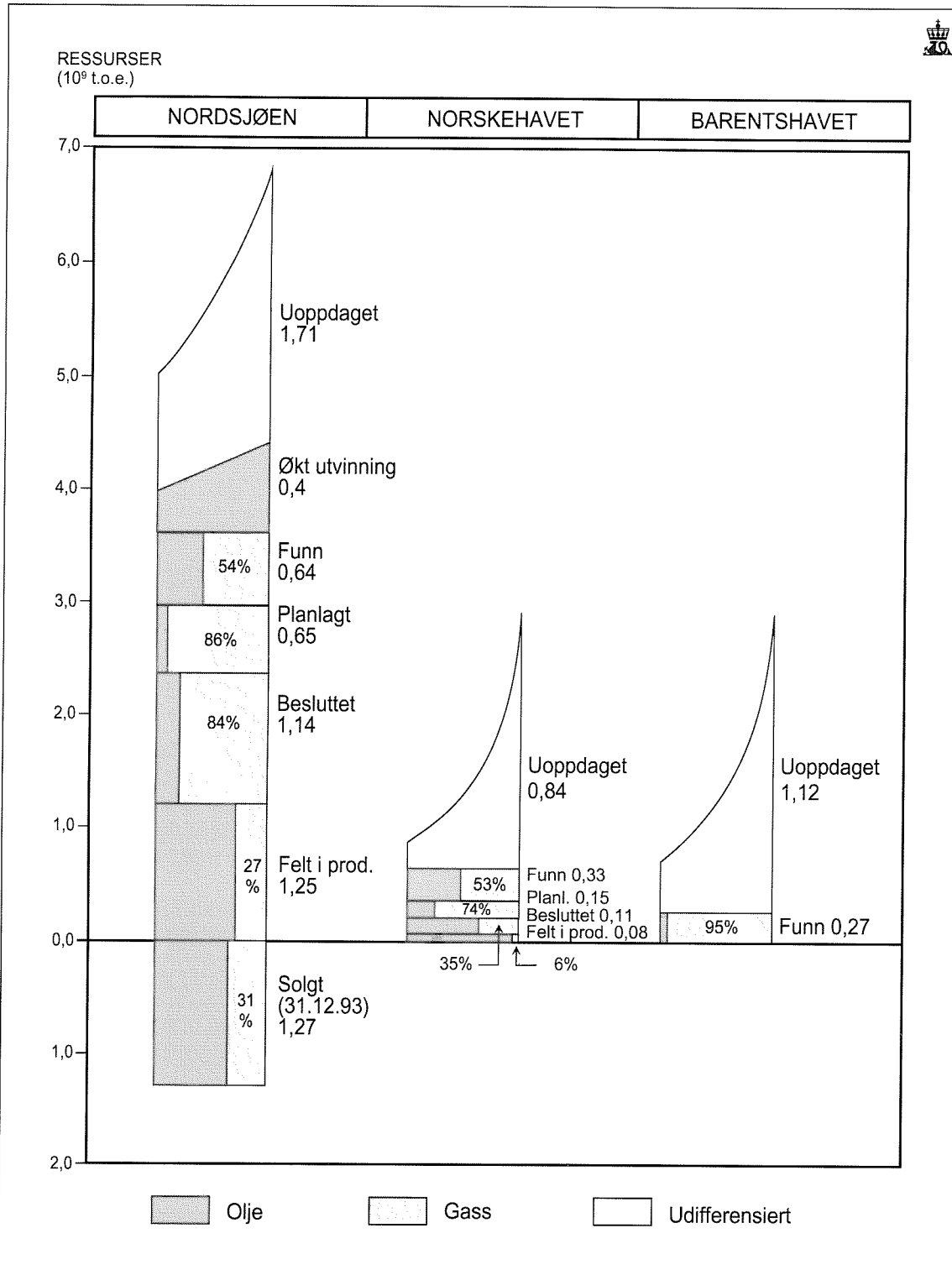
Uttaket av petroleum på norsk sokkel i 1993 var 131,4 millioner Sm³ olje, 24,8 milliarder Sm³ gass og 3,6 millioner tonn NGL (inkludert kondensat).

Ressursstatus

Fra 1992 til 1993 viser Oljedirektoratets ressursstatus at tilveksten av olje og gass er større enn uttaket. Økningen i olje er på 92,3 millioner Sm³, mens gass er økt med 47,8 milliarder Sm³. NGL er redusert med 3,3 millioner tonn.

Med nåværende uttak av petroleum har Norge gjenstående oppdagede ressurser til 20 års oljeproduksjon og 115 år med gassproduksjon. Det er da tatt hensyn til økt oljeutvinning, jf kapittel 2.11.3.

Fig. 2.11.1.b
Geografisk fordeling av petroleumressursene på norsk kontinentalsokkel



Ressursendring 1992–1993	Olje 10 ⁶ Sm ³	Gass 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn	Totalt 10 ⁶ tonn
Bokført 1993 funn	4,6	0,7	0,0	4,8
Eldre funn nå bokført	38,0	18,6	0,1	49,9
Justeringer for felt/funn	181,1	53,3	0,2	204,0
Produksjon 1993	-131,4	-24,8	-3,6	-138,9
Sum endring 92–93	92,3	47,8	-3,3	119,8

Ressursregnskapet for norsk kontinentalsokkel er framstilt i figur 2.11.1.a, og den geografiske fordeling av ressursene er vist i figur 2.11.1.b. Ressursene på norsk sokkel er framstilt i følgende tabeller:

- I Opprinnelige petroleumsreserver i felt med avsluttet produksjon (tabell 2.11.1.a)
- II Oppdagede petroleumsreserver i felt i produksjon (tabell 2.11.1.b)

Tabell 2.11.1.b
Oppdagede petroleumsreserver i felt i produksjon

	OPPRINNELIG SALGBAR				RESTERENDE		
	OLJE 10 ⁶ Sm ³	GASS 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn	O.EKV 10 ⁶ tonn	OLJE 10 ⁶ Sm ³	GASS 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn
Nordsjøen:							
Albuskjell	8,8	20,8	1,3	29,0	1,7	6,3	0,4
Brage	46,2	1,7	1,0	41,5	45,2	1,7	1,0
Cod	2,9	7,3	0,5	10,0	0,2	0,7	
Edda	4,7	2,0	0,2	6,1	0,5	0,2	
Ekofisk	355,0	159,0	14,7	471,8	172,8	73,3	7,1
Eldfisk	77,0	54,0	4,8	121,5	23,5	31,5	2,4
Embla	4,1	1,4	0,2	5,0	3,4	1,2	0,2
Frigg ¹⁾		112,0	0,4	112,4		3,0	
Gullfaks	253,0	17,8	2,1	235,0	136,4	9,9	1,3
Gyda	30,6	4,0	1,9	31,0	18,7	2,5	1,2
Heimdal ²⁾	6,1	37,4		42,5	2,3	11,1	
Hod	7,9	2,3	0,4	9,3	4,1	1,6	0,3
Loke ^{3) 6)}	1,8	5,8	0,5	7,7	1,8	5,8	0,5
Mime	0,6	0,1		0,6	0,2		
Murchison ⁴⁾	12,7	0,4	0,4	11,4	1,4	0,1	0,1
Odin		26,9		26,9		0,2	
Oseberg ⁵⁾	300,0	81,0		336,0	192,1	81,0	
Sleipner Øst ⁶⁾	27,1	47,0	15,2	83,1	26,7	46,2	15,0
Snorre	142,0	7,6	5,4	130,9	133,5	7,4	5,1
Statfjord ⁷⁾	498,0	53,0	15,5	482,0	128,5	28,3	8,2
Tommeliten Gamma	3,4	8,2	0,5	11,5	0,4	2,1	0,1
Tor	23,4	11,5	1,2	31,9	4,4	1,3	0,1
Ula	69,0	4,7	3,2	64,6	26,5	1,9	1,4
Valhall	94,0	25,3	4,8	106,2	57,9	18,2	3,3
Veslefrikk	45,0	3,6	1,5	42,7	30,8	3,5	1,4
Vest Ekofisk	12,4	28,0	1,5	39,5	0,5	3,1	0,1
Øst Frigg		8,6		8,6		1,4	
30/6 Gamma Nord	0,9	6,2	0,4	7,4	0,3	6,2	0,4
Sum	2026,6	737,6	77,6	2506,1	1013,8	349,7	49,6
Norskehavet:							
Draugen	92,0	4,4		79,8	91,9	4,4	
Sum	92,0	4,4		79,8	91,9	4,4	
Totalt	2118,6	742,0	77,6	2585,9	1105,7	354,1	49,6

¹⁾ Dette er norsk andel: 60,82 %.

²⁾ Ressursanslaget omfatter både Heimdalformasjonen (i produksjon) og jurareservoaret (besluttet utbygd). NGL selges som olje.

³⁾ Ressursanslaget omfatter både Heimdalformasjonen (i produksjon) og reservoaret av trias og jura alder (besluttet utbygd).

⁴⁾ Dette er norsk andel: 22,2 %.

⁵⁾ Omfatter Alpha, Alpha Nord og Gamma-strukturen.

⁶⁾ Salg fra Sleipner Øst og Loke foregår samlet. Derfor er produsert mengde her foreløpig knyttet til Sleipner Øst. Kondensatet er oppført under olje.

⁷⁾ Dette er norsk andel: 85,24 %.

Tabell 2.11.1.a
Opprinnelige petroleumsreserver i felt med avsluttet produksjon

OPPRINNELIG SALGBAR				
	OLJE 10 ⁶ Sm ³	GASS 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn	O.EKV 10 ⁶ tonn
Nordøst Frigg		11,8	0,1	11,9
Sum		11,8	0,1	11,9

III Oppdagede petroleumsreserver i felt som er besluttet utbygd (tabell 2.11.1.c)

IV Oppdagede petroleumsreserver i felt som er planlagt utbygd (tabell 2.11.1.d)

V Oppdagede petroleumsressurser i funn som er under vurdering (tabell 2.11.1.e og 2.11.1.f)

Felt med avsluttet produksjon

I 1993 ble produksjonen fra Nordøst Frigg avsluttet, som det første felt på norsk kontinentalsokkel.

Tabell 2.11.1.c
Oppdagede petroleumsreserver i felt besluttet utbygd

		OLJE 10 ⁶ Sm ³	GASS 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn	O.EKV 10 ⁶ tonn
Nordsjøen	Frøy	14,0	3,0		14,5
	Gullfaks Vest	3,7	0,4		3,4
	Lille-Frigg	3,6	7,0		9,9
	Sleipner Vest ¹⁾	29,5	122,0	10,0	154,4
	Statfjord Nord	31,0	2,5		27,9
	Statfjord Øst	13,3	1,9		12,9
	Tordis	18,8	1,2	0,5	17,1
	Troll Øst ²⁾		825,0	19,2	844,2
	Troll Vest olje	61,0			54,9
	2/1–9 Gyda Sør	1,5	0,9	0,1	2,2
	Sum	176,4	963,9	29,8	1141,4
Norskehavet	Heidrun	87,3	37,8		109,4
	Sum	87,3	37,8		109,4
	Totalt	263,7	1001,7	29,8	1250,8

¹⁾ Omfatter Alpha, Beta, Epsilon og Delta.

²⁾ Kondensat er oppført under NGL.

Reserver i felt som er i produksjon/besluttet utbygd

Per 31.12.1993 er det tatt beslutning om å gjennomføre 41 utbyggingsprosjekter på norsk kontinentalsokkel. Dette er to flere enn ved forrige årsskifte. De nye utbyggingsprosjektene er Gullfaks Vest og 2/1–9 Gyda Sør. I løpet av 1993 er fem nye felt satt i produksjon. Dette er Brage, Draugen, Embla, Loke og Sleipner Øst. Draugen er det første feltet nord for Stad i produksjon. Ellers er det foreløpig bare Heidrun som er besluttet utbygd nord for Stad (tabell 2.11.1.b og 2.11.1.c).

Totalt er det frem til 31.12.1993 produsert 1 273 millioner t.o.e. Prosentvis utgjør totalproduksjonen 28 % av oppdaget olje og 12 % av oppdaget gass på norsk kontinentalsokkel. Da er det tatt hensyn til økt oljeutvinning.

Reserver i felt som er planlagt utbygd

Det er ved årsskiftet 13 funn som er erklært økonomisk drivverdige og dermed tilhører kategorien felt, se tabell 2.11.1.d. Petroleumsmengden for disse utgjør til sammen 0,8 milliarder t.o.e.

Ressurser i funn under vurdering

Tabell 2.11.1.e viser en oversikt over funn sør for Stad som er under vurdering.

Ressursmengden i disse funnene utgjør til sammen 0,64 milliarder t.o.e.

Ressursmengden i funn under vurdering nord for Stad utgjør til sammen 0,60 milliarder t.o.e. Av dette ligger 0,33 milliarder t.o.e. i Norskehavet og 0,27 milliarder t.o.e. i Barentshavet, se tabell 2.11.1.f.

Tabell 2.11.1.d
Oppdagede petroleumsreserver i felt planlagt utbygd

		OLJE 10 ⁶ Sm ³	GASS 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn	O.EKV 10 ⁶ tonn
Nordsjøen	Byggve	0,6	2,6		3,1
	Gullfaks Sør	25,6	56,1		78,6
	Huldra	7,9	22,3		28,8
	Mjølnær	1,5	0,7		1,9
	Oseberg Øst	19,0	1,0		16,6
	Peik ¹⁾	0,9	3,1		3,8
	Skirne	0,3	2,3		2,5
	Tommeliten Alpha	3,5	7,8	0,5	11,2
	Troll Vest gass ²⁾		463,0	10,8	473,8
	Vigdis	33,1	2,3		29,5
	9/2–1 Gamma	3,4			2,8
	Sum	95,8	561,2	11,3	652,6
Norskehavet	Midgard	1,3	87,0	13,0	101,0
	Smørbukk Sør	31,0	24,0		49,7
	Sum	32,3	111,0	13,0	150,7
	Totalt	128,1	672,2	24,3	803,3

¹⁾ Dette er norsk andel av påviste ressurser: 60 % (ikke samordnet)

²⁾ Kondensat er oppført under NGL.

Tabell 2.11.1.e
Oppdagede petroleumsressurser i funn sør for Stad
som er under vurdering

	OLJE 10 ⁶ Sm ³	GASS 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn	O.EKV 10 ⁶ tonn
Agat		43,0		43,0
Balder	32,2			29,3
Hild	6,6	27,6		33,0
Trym	0,7	3,9		4,5
Vale	3,1	2,3		4,8
Visund	45,0	46,0		82,9
1/2-1 ¹⁾	3,0			2,4
1/3-3	3,3	0,1		2,8
1/3-6	1,2	2,8		3,7
2/4-17 Nordvest Tor	1,0	2,1		2,9
2/5-3 Sørøst Tor	2,5	2,0		4,1
6/3-1 PI	0,9	1,0		1,7
7/7-2	2,7	0,1		2,5
7/8-3	6,2			5,4
15/3-1,3	5,2	10,5		14,7
15/3-4	2,2	1,3		3,1
15/5-1	2,0	6,0		7,5
15/8-1 Alpha	5,0	11,0		14,8
15/9-15 My	5,0	11,0		14,8
15/9-19 SR	4,6	0,7		4,8
15/12-4 Beta	13,2	2,3		13,4
15/12-8	0,6	1,3		1,7
16/7-4	1,4	8,0		9,1
25/2-5	5,3	1,9		6,2
25/6-1	4,1	0,9		4,3
25/8-1	7,0			6,0
25/11-15	60,0	1,8		58,8
30/6-18 Kappa	1,0	3,6		4,4
30/9-3 Omega Nord	16,6	8,0		21,6
30/9-4 S	0,3	0,2		0,4
30/9-6	2,7			2,2
30/9-7	0,9			0,7
30/9-9	5,2			4,3
30/9-10 Omega Sør	3,2			2,8
30/9-13 S	7,2	2,2		8,3
34/7-21	13,6			11,2
34/10-17 Beta	13,0	10,0		20,7
34/10-23 Gamma	6,0	69,0		74,0
35/8-1	1,9	13,5		15,1
35/8-2	2,6	7,0		9,1
35/9-1 R	5,0	11,5		15,6
35/11-2	5,4	5,6		10,0
35/11-4 R	18,0	10,8		25,6
35/11-7	20,7	15,4		32,4
Sum	347,3	344,4		640,6

¹⁾ Dette er norsk andel

2.11.2 Endringer av ressursanslag fra forrige årsberetning

2.11.2.1 Felt i produksjon/besluttet/planlagt utbygd

For felt i produksjon benytter Oljedirektoratet hovedsakelig operatørenes reserveanslag i sine ressursoversikter. For en rekke av feltene er det bare små endringer i forhold til årsberetningen for 1992. Felt med større endringer i reserveanslag er kommentert spesielt. Endringer i reservetall fra 1992-1993 er gitt i tabell 2.11.2.

Draugen

Operatøren har oppjustert reservene på bakgrunn av rekartlegging og nye reservoarsimuleringer.

Ekofisk

Reserveendringene skyldes ny tilpasning av reservoarsimuleringsmodellen.

Embla

Ny ressurskartlegging og simulering har ført til reduserte reserveanslag.

Gullfaks

Oppjusteringen av reservene er basert på ny kartlegging av feltet og ny geologisk modell.

Heimdal

Oppjusteringen av reservene skyldes at reservene i reservoarene av tertiær og jura alder rapporteres samlet.

Hod

Oppjusteringen av reservene er basert på ny kartlegging og ny modell for feltet.

Huldra

Operatøren har oppjustert reservene på bakgrunn av en ny ressursberegning basert på bl a ny kartlegging og ny brønninformasjon.

Løke

Reservene er nedjustert grunnet ny kartlegging og bedre dybdekontroll.

Odin

Nedjusteringen av reservene skyldes tidligere vanngjennombrudd enn forventet.

Oseberg

Positiv produksjonserfaring og flere horisontale brønner har ført til oppjustering av reservene. Tidligere rapporterte NGL-mengder er nå inkludert i oljeanslaget.

Peik

Ny kartlegging basert på 3D-seismikk har ført til nedjustering av gassreservene.

Sleipner Vest

Oppdatert reservoarmodell har ført til en økning i oljereservene og reduksjon i gassreservene.

Sleipner Øst

Nye fluiddata og optimaliserte injeksjonsstudier har ført til oppjustering av reservene.

Snorre

Reservene er økt på bakgrunn av ny informasjon om hydrokarbonkontakter.

Statfjord

Ny reservoarsimulering har ført til reserveøkning.

Tor

Oppdatering av reservoarsimuleringsmodellen har ført til reduksjon i reservene.

Tabell 2.11.1.f

Oppdagede petroleumsressurser i funn i Norskehavet og i Barentshavet som er under vurdering

		OLJE 10 ⁶ Sm ³	GASS 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn	O.EKV 10 ⁶ tonn
Norske- havet	Mikkel	3,8	18,0		21,1
	Njord	35,0	7,2		35,9
	Norne	70,0	13,0		72,5
	Smørbukk	37,0	95,0		125,3
	Trestakk	4,8			3,9
	Tyrihans Nord	4,5	15,0		18,9
	Tyrihans Sør	5,1	11,5		15,5
	6506/11-2	6,3	3,6		8,8
	6507/2-2	0,5	2,6		3,0
	6507/3-1	1,1	7,1		8,0
	6507/8-4	11,8	2,5		13,2
	Sum	179,9	175,5		326,1
	Barents- havet	Albatross		41,7	
Askeladd			59,7		59,7
Snøhvit		6,7	83,0	9,2	97,7
7119/12-3			3,6		3,6
7120/7-1			22,5		22,5
7120/12-2			10,7		10,7
7120/12-3			4,1		4,1
7121/4-2 Snøhvit Nord			3,3		3,3
7121/5-2 Beta			4,3		4,3
7121/7-2 Albatross Sør			10,8		10,8
7122/6-1			11,0		11,0
7124/3-1		2,1		2,1	
Sum	6,7	256,8	9,2	271,5	
Totalt	186,6	432,3	9,2	597,6	

Valhall

Oppdatering av reservoarmodellen har ført til oppjustering av reservene.

Vigdis

Oljedirektoratet har utført ny kartlegging og feltsimulering. Dette har ført til en oppjustering av reservene.

2.11.2.2 Funn

Endringer i ressursanslag fra 1992-1993 er gitt i tabell 2.11.2. Funn med større endringer er kommentert spesielt.

Hild

Operatøren i utvinningstillatelse 043 har foretatt ny kartlegging basert på 3D-seismikk. Dette har ført til en oppjustering av ressursene.

Norne

Ressursøkningen er basert på operatørens kartlegging og evaluering av Norne etter ny brønninformasjon.

Snøhvit

Økningen skyldes at NGL nå er inkludert i ressursanslaget.

Trym

Ressursreduksjonen skyldes at operatøren inkluderer kun den nordligste delen av strukturen i Trym. Resten knyttes nå til Lulitafunnet påvist på dansk side.

Visund

Ressursøkningen skyldes at Oljedirektoratet har valgt å benytte operatørens anslag inntil direktoratets nye ressursanslag foreligger våren 1994.

7/7-2

Operatøren har redusert ressursanslaget etter ny kartlegging og evaluering basert på ny brønninformasjon.

34/10-17 Beta

Ressursanslaget er redusert på bakgrunn av operatørens rekartlegging.

34/10-23 Gamma

Oljedirektoratet har oppjustert sitt ressursanslag basert på operatørens kartlegging.

6507/8-4

Ressursanslaget er redusert på bakgrunn av en ny reservoarsimulering.

2.11.2.3 Navneendringer foretatt i 1993

Nåværende navn	Tidligere betegnelse
Heimdal	Heimdal og 25/4-1 Heimdal Jura
Norne	6608/10-2
Tyrihans Sør	Tyrihans

Tabell 2.11.2
Endringer i reserve/ressursanslag i årsberetningene 1992–1993

	Årsberetning 1992			Årsberetning 1993			Endringer fra 1992 til 1993		
	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	OLJE 10 ⁶ Sm ³	GASS 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn
Felt i produksjon									
Albuskjell	9,0	20,0	1,3	8,8	20,8	1,3	-0,2	0,8	
Cod	2,9	7,4	0,5	2,9	7,3	0,5		-0,1	
Draugen	68,0	3,0		92,0	4,4		24,0	1,4	
Edda	5,0	2,1	0,2	4,7	2,0	0,2	-0,3	-0,1	
Ekofisk	360,0	151,0	14,4	355,0	159,0	14,7	-5,0	8,0	0,3
Eldfisk	79,0	56,5	4,7	77,0	54,0	4,8	-2,0	-2,5	0,1
Embla	5,6	2,1	0,2	4,1	1,4	0,2	-1,5	-0,7	
Frigg		110,0	0,4		112,0	0,4		2,0	
Gullfaks	230,0	16,0	1,8	253,0	17,8	2,1	23,0	1,8	0,3
Gyda	32,0	4,2	1,9	30,6	4,0	1,9	-1,4	-0,2	
Heimdal		35,6	4,2	6,1	37,4		6,1	1,8	-4,2
Hod	6,7	1,3	0,3	7,9	2,3	0,4	1,2	1,0	0,1
Loke	4,1	8,0		1,8	5,8	0,5	-2,3	-2,2	0,5
Mime	0,7	0,2		0,6	0,1		-0,1	-0,1	
Murchison	12,7	0,3	0,4	12,7	0,4	0,4		0,1	
Odin		29,3	0,2		26,9			-2,4	-0,2
Oseberg	277,0	81,0	11,6	300,0	81,0		23,0		-11,6
Sleipner Øst	19,0	50,0	11,3	27,1	47,0	15,2	8,1	-3,0	3,9
Snorre	130,0	6,7	3,3	142,0	7,6	5,4	12,0	0,9	2,1
Statfjord	486,0	52,0	15,4	498,0	53,0	15,5	12,0	1,0	0,1
Tommeliten Gamma	3,6	8,5	0,6	3,4	8,2	0,5	-0,2	-0,3	-0,1
Tor	25,7	14,3	1,5	23,4	11,5	1,2	-2,3	-2,8	-0,3
Ula	69,0	4,3	2,8	69,0	4,7	3,2		0,4	0,4
Valhall	76,0	19,0	3,6	94,0	25,3	4,8	18,0	6,3	1,2
Veslefrikk	43,8	3,5	1,4	45,0	3,6	1,5	1,2	0,1	0,1
Vest Ekofisk	12,7	28,6	1,5	12,4	28,0	1,5	-0,3	-0,6	
Øst Frigg		8,2			8,6			0,4	
Felt besluttet utbygd									
Gullfaks Vest	3,3			3,7	0,4		0,4	0,4	
Lille-Frigg		7,0	2,7	3,6	7,0		3,6		-2,7
Sleipner Vest	27,0	135,0	9,0	29,5	122,0	10,0	2,5	-13,0	1,0
Statfjord Øst	13,4	2,0		13,3	1,9		-0,1	-0,1	
Troll Vest olje	64,0			61,0			-3,0		
2/1–9 Gyda Sør				1,5	0,9	0,1	1,5	0,9	0,1
Felt planlagt utbygd									
Huldra	4,5	17,0		7,9	22,3		3,4	5,3	
Peik	1,8	6,0		0,9	3,1		-0,9	-2,9	
Vigdis	27,1			33,1	2,3		6,0	2,3	
9/2–1 Gamma	3,7			3,4			-0,3		
Funn									
Hild	1,9	12,1		6,6	27,6		4,7	15,5	
Norne	30,3	1,5		70,0	13,0		39,7	11,5	
Snøhvit	6,7	83,0		6,7	83,0	9,2			9,2
Trym	2,1	8,7		0,7	3,9		-1,4	-4,8	
Visund	16,2	47,6		45,0	46,0		28,8	-1,6	
2/4–17 Nordvest Tor				1,0	2,1		1,0	2,1	
7/7–2	16,0	0,5		2,7	0,1		-13,3	-0,4	
15/9–19 SR				4,6	0,7		4,6	0,7	
15/12–4 Beta	16,0	1,3		13,2	2,3		-2,8	1,0	
30/9–4 S				0,3	0,2		0,3	0,2	
30/9–7				0,9			0,9		
34/7–21				13,6			13,6		
34/10–17 Beta	8,0	22,5		13,0	10,0		5,0	-12,5	
34/10–23 Gamma	2,2	28,0		6,0	69,0		3,8	41,0	
35/9–1 R	5,0	11,0		5,0	11,5			0,5	
35/11–7				20,7	15,4		20,7	15,4	
6507/8–4	19,8	2,4		11,8	2,5		-8,0	0,1	
Sum							223,7	72,6	0,3

2.11.3 Økt oljeutvinning

Oljedirektoratet og sentrale oljeselskap har i de siste årene viet større oppmerksomhet til mulighetene for å øke utvinningsgraden fra felt som er i produksjon. Det er etter hvert foretatt en bedre kartlegging av potensialet for økt oljeutvinning. Det er gjennomført og også planlagt en rekke tiltak som har bidratt til å øke reservene.

Med dagens teknologi og planer for utvinning vil i gjennomsnitt ca en tredel av den opprinnelig tilstedeværende olje i norske felt bli utvunnet. Økt oljeutvinning representerer en betydelig utfordring i den framtidige aktivitet på sokkelen. Oljedirektoratet gjennomførte i 1993 en oppdatering av potensialet for økt oljeutvinning. I den forbindelse ble det laget en statusrapport med tittel Økt oljeutvinning – Norsk kontinentalsokkel, som ble gitt ut i november 1993. Nedenfor følger et sammendrag av denne rapporten.

Definisjon av økt oljeutvinning

Det er ulike definisjoner av begrepet «økt oljeutvinning». Det har etter hvert blitt vanlig å operere med et forholdsvis vidt begrep, forbedret eller økt oljeutvinning (Improved Oil Recovery – IOR), som omfatter alle metoder. I tillegg benyttes begrepet økt oljeutvinning ved avanserte metoder (Enhanced Oil Recovery – EOR), som bare omfatter en del metoder.

Hva som inngår i disse begrepene vil variere for ulike felt og det vil variere over tid. Vanninjeksjon kan defineres som økt oljeutvinning for krittfelt, men vil være standard utvinningsmetode for de fleste sandsteinsfelt. Horisontale brønner ville for få år siden blitt karakterisert som en avansert metode, men er i dag nesten regnet som en standard metode.

På denne bakgrunn blir de definisjonene Oljedirektoratet ønsker å bruke som vist til høyre.

Estimatene for tilstedeværende og utvinnbar olje er usikre, og vil normalt endre seg over tid for de fleste oljefelt. Slike endringer vil svært ofte skyldes en kombinasjon av flere forhold. Oppdatert kartlegging kan føre til endring både av tilstedeværende volum og av reservoaregenskaper som påvirker utvinnbart volum og utvinningsgrad. I tillegg vil justering av reservoarstyringen på grunn av ny kunnskap om reservoaret, og andre tiltak som iverksettes, kunne bidra til å øke utvinningen. Men ny kunnskap om reservoaret kan også føre til endringer som innebærer at estimert utvinning og utvinningsgrad blir redusert.

I praksis kan det derfor være vanskelig å skille fullt ut mellom endringer i utvinnbare reserver og/eller utvinningsgrad som skyldes konkrete tiltak, og endringer som kan skyldes bedre prediksjoner på grunn av ny kunnskap om reservoaret.

Oljedirektoratet tar sikte på å føre et regnskap med utviklingen, med vekt på endringer i estimatene for utvinnbare reserver og utvinningsgrad. Så langt det lar seg gjøre vil en også søke å kartlegge hvilke forhold som bidrar til endringer i reserver og utvinningsgrad.

Potensialet for økt oljeutvinning

På norsk sokkel var det per mai 1993 19 oljefelt og ni

ØKT OLJEUTVINNING (Improved Oil Recovery – IOR)

Økt oljeutvinning brukes om konkrete tiltak som gir økt utvinningsgrad for olje fra et reservoar i forhold til forventningsverdien på et bestemt referansetidspunkt.

Økt oljeutvinning kan oppnås ved bruk av konvensjonelle metoder inkludert forbedret reservoarstyring og kostnadsreduserende tiltak, eller ved bruk av avanserte metoder.

Konvensjonelle metoder kan for eksempel omfatte:

- Injeksjon av vann og/eller gass
- Økning av brønntetthet
- Horisontale brønner for drenering av tynne oljesoner eller gjenværende oljelommer
- Langtrekkende brønner for drenering av olje i utkanten av reservoaret
- Oppgradering av behandlingskapasitet for produsert vann og/eller gass
- Redusert brønnehodetrykk/kunstig løft i brønnene
- Endring av kompletteringsstrategi

gass- eller gasskondensatfelt i produksjon. I tillegg er ytterligere tolv felt besluttet utbygd. Oljefeltene i sandsteinsreservoar har reserver på 1 669 millioner Sm³ olje, med en gjennomsnittlig utvinningsgrad på ca 39%, mens oljereservene i krittreservoar er på 550 millioner Sm³ med gjennomsnittlig utvinningsgrad på ca 29%. Dette innebærer en total gjennomsnittlig utvinningsgrad på 36%. I tillegg kommer noe olje og NGL fra gasskondensatfelt.

I løpet av de siste årene er det utført en rekke studier, både av operatørene og Oljedirektoratet for å estimere potensialet for å øke oljeutvinningen. Disse studiene varierer fra foreløpige utslingsstudier (scree-

ØKT OLJEUTVINNING VED AVANSERTE METODER (Enhanced Oil Recovery – EOR)

Økt oljeutvinning ved avanserte metoder brukes om utvinningsteknikker utover det som regnes som konvensjonelle metoder på et gitt referansetidspunkt.

Typisk for avanserte utvinningsteknikker vil være at de forutsetter injeksjon i reservoaret av andre stoffer enn vann og/eller hydrokarbongass, og/eller at det trenges en teknisk kvalifisering av gjennomførbarhet, for eksempel med et pilotprosjekt.

Avanserte metoder kan omfatte:

- Alternierende vann-/gassinjeksjon (VAG)
- Kjemiske metoder (tensid, skum, polymer, gel)
- Injeksjon av andre gasser enn hydrokarbongass (CO₂, N₂)
- Mikrobielle metoder
- Termiske metoder

ning studies), som ofte omfatter en rekke felt, til detaljerte fullfelts simuleringsstudier for enkeltfelt.

Det oppdaterte potensialet basert på Oljedirektoratets offisielle reservetall per mai 1993, er estimert til 530 millioner Sm³. Dette tilsvarer at den gjennomsnittlige utvinningsgraden for oljefelt økes til ca 45 %, det vil si en økning på drøye 8 prosentpoeng i forhold til dagens reserver. Av de 530 millioner Sm³ kommer noe over halvparten fra sandsteinsfelt og resten fra krittfelt. Potensialet i de fem største feltene (Ekofisk, Gullfaks, Oseberg, Snorre, Statfjord) utgjør ca 50 % av totalen.

Fordelingen på ulike utvinningsmetoder er vist i tabell 2.11.3. Som det framgår av tabellen er estimatene basert til dels på dokumenterte studier og til dels på mer skjønsmessige vurderinger som bare delvis har dokumenterte evalueringer som grunnlag. Den siste kategorien har en relativ stor diversepost på 185 millioner Sm³, som angir et potensial som kan nås ved en kombinasjon av flere virkemidler, for eksempel en kombinasjon av vanninjeksjon og større brønntetthet i krittfelt. Når potensialet skal estimeres for det enkelte felt, kan ulike metoder for økt oljeutvinning være konkurrenter. Fordelingen på metoder kan derfor endres over tid, avhengig av hva som er realisert og hva som anses mest sannsynlig eller mest lønnsomt.

Det knytter seg utvilsomt usikkerhet til slike estimat, og for å evaluere et konkret feltprosjekt kreves vesentlig grundigere studier. I tillegg vil oljepris og andre økonomiske rammebetingelser være usikre faktorer. Oljedirektoratet har ikke spesifisert potensialet som funksjon av økonomiske rammebetingelser, men visse økonomiske betraktninger er likevel lagt til grunn. Et annet forhold er at potensialet ved bruk av gel, skum og mikrobielle metoder ennå ikke er studert. Bli dette inkludert, vil sannsynligvis det totale potensialet øke. Både dette og mulighetene for teknologiske framskritt tilsier at det er oppsidepotensialer i forhold til nåværende estimat. I tillegg vil det også være muligheter for å øke den estimerte utvinningsgraden for de felt hvor det ennå ikke er vedtatt utbyggingsplaner (omtalt nedenfor). Oljedirektoratet anser derfor usikkerheten i estimatet å være størst oppover og regner med et realiserbart potensial for økt oljeutvinning i området 400–1 000 millioner Sm³.

Økt oljeutvinning i forhold til leting og nye utbygginger

Det vil være naturlig innenfor oljevirkosheten å sammenligne økt oljeutvinning som en verdiskapende aktivitet, med aktivitetene leting og utbygging av nye felt.

Potensialet for økt oljeutvinning på 530 millioner Sm³ (ca 440 millioner t.o.e.) fordelt på 21 felt tilsvarer 36 % av estimatet for de uoppdagede oljeressursene og 12 % av estimatet for de totale uoppdagede olje- og gassressursene. Estimater både for økt oljeutvinning og for uoppdagede oljeressurser har oppsidepotensial, anslått til henholdsvis 1 000 millioner Sm³ og ca 2 300 millioner Sm³ olje. Dette tilsier at både økt oljeutvin-

Tabell 2.11.3

Estimert potensial for økt oljeutvinning i norske felt i produksjon og besluttet utbygd (10⁶ Sm³)

Metode	Dokumentert i studier	Delvis dokumentert	Totalt
	10 ⁶ Sm ³ olje	10 ⁶ Sm ³ olje	10 ⁶ Sm ³ olje
Vanninjeksjon	78	32	110
Gassinjeksjon	13	0	13
Kombinert vann- og gassinjeksjon	46	16	62
Kjemisk fløimming	71	0	71
Brønner	65	25	90
Diverse*	-	185	185
Totalt	273	258	530

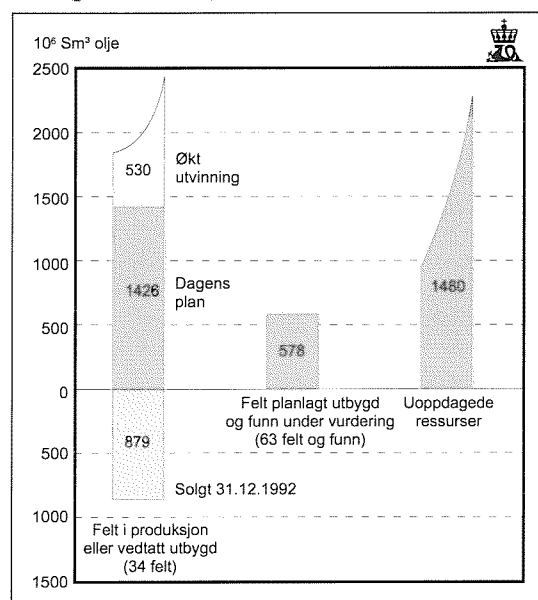
* Kombinasjon av flere metoder

ning og leting bør spille en viktig rolle i den videre aktivitet på norsk sokkel.

I den videre leteaktivitet regner en med noen store, men flest små funn. For å påvise en viss ressursmengde, regner en med at det vil kreves en større leteinnsats enn tidligere i form av antall brønner og investeringer. Investeringene for å kvalifisere og utvinne tilleggsressurser i utbygde felt vil i mange tilfeller være lavere enn for å finne og deretter bygge ut nye felt. Ved prosjekt for økt oljeutvinning has den sikker-

Fig. 2.11.3

Potensialet for økt oljeutvinning sammenlignet med de totale oljeressursene i olje- og kondensatfelt og funn (per mai 1993)



het at ressursene i reservoaret er påvist og som regel godt kartlagt. Det er imidlertid begrenset tid til rådighet for å utnytte disse ressursene. Avkastningen av prosjekt for økt oljeutvinning kan i de neste 10–15 årene være i samme størrelsesorden som avkastningen av å lete etter nye ressurser.

Ser vi på anslaget for oljeressurser i de oppdagede felt som hittil ikke er vedtatt utbygd, utgjør dette 578 millioner Sm³ fordelt på 63 felt. Det vil her være en usikkerhet både i tilstedeværende volum og i utvinningsgrad. Anslaget forutsetter imidlertid en gjennomsnittlig utvinningsgrad på ca 30%. Her vil det også være et potensial for økning. Kan utvinningsgraden eksempelvis økes til gjennomsnittlig 35%, tilsvarer dette en ressursøkning på 90 millioner Sm³.

For å sammenligne økt oljeutvinning med utbygging av nye felt, er både potensialet for økt oljeutvinning og de totale oppdagede oljeressursene vist i figur 2.11.3. Potensialet for økt oljeutvinning (530 millioner Sm³) er omtrent like stort som de samlede oljeressursene i de 63 oppdagede felt med oljeressurser som er planlagt utbygd eller under vurdering (578 millioner Sm³). Dette illustrerer at det må bygges ut et stort antall nye felt for å oppnå en reserveøkning av samme størrelsesorden som den en kan få ved prosjekt for økt oljeutvinning. Mange prosjekt for økt oljeutvinning kan også ha like god lønnsomhet som utbygging av nye felt.

Pilotprosjekt

Før metoder som er forholdsvis uprøvde tas i bruk i større skala på et felt, vil det i mange tilfeller være behov for gjennomføring av et feltforsøk i liten skala. Selv om det er utført en omfattende forskning omkring metoden og operatørene har gjort grundige studier med tanke på anvendelse i et konkret felt, kan gjennomføring av et større feltprosjekt være beheftet med en vesentlig usikkerhet. Dette gjelder spesielt ved avanserte metoder. Før utprøving vil det alltid knytte seg usikkerhet til om de effekter som måles i laboratoriet og som beregnes ved reservoarsimulering vil være de samme nede i reservoaret. Hensikten med et pilotprosjekt er derfor å få konkrete data fra reservoaret som kan bekrefte metodens effekt, både kvalitativt og kvantitativt. Dette krever grundig planlegging, gjennomføring og evaluering. Selv om det kan være utført mange feltforsøk med en bestemt metode for eksempel i USA, vil reservoarforholdene i norske felt være såpass forskjellige at dette ikke eliminerer behovet for pilotprosjekt i norske felt. Derimot vil de kvalitative resultater fra pilotprosjekt i norske felt i stor grad kunne overføres til andre norske felt som har lignende reservoaregenskaper.

De enkleste tester på et felt vil være enbrønnstester, der alle data kommer fra en og samme brønn. Disse kan ha en forholdsvis begrenset varighet og kostnad. For de fleste metoder vil imidlertid et fullverdig pilotprosjekt innebære injeksjon i en brønn og måling av effekt på produksjonen i en eller flere andre brønner. Dette innebærer et mer omfattende og tidkrevende program. Både for enbrønnstester og større pilotpro-

sjekt er bruk og videreutvikling av sporstoffteknikker en viktig del av aktiviteten for best mulig å kunne tolke resultatene.

Feltforsøk kan i enkelte tilfeller være lønnsomme prosjekt, men kan i andre tilfeller være en netto kostnad. Oljedirektoratet forventer at oljeselskapene er villige til å påta seg en slik kostnad og en viss økonomisk risiko når det foreligger et potensial for et mer omfattende og lønnsomt prosjekt som kan kvalifiseres gjennom feltforsøket. Omfang og kostnader for pilotprosjekt kan variere mye, men totalkostnad ved planlegging og gjennomføring kan i noen tilfeller være av samme størrelsesorden som kostnaden ved en letebrønn. Ved leteboring aksepteres vesentlige kostnader og risiko for negativt resultat. På tilsvarende måte trenger ikke et pilotprosjekt være lønnsomt isolert sett, men det kan likevel ha en forventet lønnsomhet når sannsynligheten for en eller flere større lønnsomme feltanvendelser tas med i beregningene. Slik sett kan avkastningen av et pilotprosjekt være vel så stor som avkastningen av mange letebrønner. Når en sammenligner leteboring og pilotprosjekt fra et beslutningsmessig synspunkt, bør risiko og lønnsomhetsberegninger håndteres konsistent.

Resultatene av pilotprosjektene på norsk sokkel har i store trekk vært svært positive, og har i de fleste tilfellene ført enten til feltanvendelse eller til videre planer om ytterligere utprøving. Vi er således inne i en spennende fase hvor Oljedirektoratet både ser behov for og forventer en fortsettelse av pilotaktiviteten for de metoder hvor feltanvendelse i større skala ennå anses for usikkert.

Oppsummering

De analyser Oljedirektoratet har utført viser at mulighetene for å øke utvinningsgraden fra oljefeltene representerer et betydelig potensial. For å bidra til å realisere dette, har direktoratet utarbeidet et mål for økt oljeutvinning på norsk sokkel.

Oljedirektoratets langsiktige mål for økt oljeutvinning er å realisere mest mulig av det identifiserte potensialet og oppsidepotensialet innenfor lønnsomme prosjekt.

Innen år 2000 skal planlagt utvinningsgrad for de felt som i 1991 var i produksjon eller vedtatt utbygd økes slik at dette tilsvarer økte reserver på minst 400 millioner Sm³ sammenlignet med reserveestimatene fra 1991.

Oljedirektoratets oppdaterte potensial for økt oljeutvinning er på 530 millioner Sm³. I tillegg anser direktoratet at det er et vesentlig oppsidepotensial når det tas hensyn til teknologiutvikling og bidrag fra nye felt. Det totale potensialet kan således være inntil 1 000 millioner Sm³.

En del av den forventede reserveøkningen er allerede realisert, idet reservene for de felt som er nevnt i målet nå er økt med 167 millioner Sm³. Av disse er ca 125 millioner Sm³ et resultat av økt utvinningsgrad.

De viktigste tiltakene på feltene som kan bidra til å nå målet er følgende:

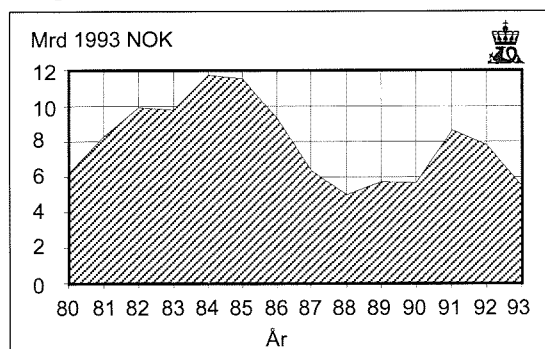
- Reduksjon av kostnader
- Utnyttning av infrastruktur
- Konvensjonelle reservoarutviklingstiltak, inklusiv optimalisering av reservoarstyringen
- Økt oljeutvinning ved avanserte metoder

Potensialet for økt oljeutvinning er en tidskrittisk ressurs som må utnyttes innenfor det enkelte felts produksjonsperiode. Det må derfor legges opp strategier for å utnytte denne ressursen i løpet av de kommende 10 til 15 år. Det er nå økt fokus på slike prosjekt blant oljeselskapene, og for en rekke felt foreligger det interessante resultat og videre planer. Investeringer i prosjekt for økt oljeutvinning representerer en betydelig ekstra verdiskapning i tiden framover. Avkastningen av prosjekt for økt oljeutvinning kan i de neste 10–15 årene være i samme størrelsesorden som avkastningen av å lete etter nye ressurser, og mange prosjekt for økt oljeutvinning kan også ha like god lønnsomhet som utbygging av nye felt. Potensialet for økt oljeutvinning er omtrent like stort som de samlede oljeressursene i de gjenværende påviste felt som er planlagt utbygd eller under vurdering.

Det potensialet Oljedirektoratet har kartlagt forutsetter bruk av både konvensjonell teknologi og mer avanserte utvinningsmetoder. Bruk av avanserte metoder blir belyst og videreutviklet bl a i de pågående forskningsprogrammene Joint Chalk Research, PROFIT og RUTH, der det er etablert et samarbeid mellom myndighetene og oljeselskapene.

Myndighetene ser det som avgjørende at oljeselskapene på norsk sokkel innehar og opprettholder en høy kompetanse på fagområder som er viktige for optimal ressursutnyttelse. Oljedirektoratet legger vekt på at mulighetene for økt oljeutvinning blir belyst best mulig i planer for utbygging og drift av nye felt (PUD), og at disse mulighetene blir fulgt opp på beste måte i driftsfasen. De initiale planer som vedtas vil nødvendigvis måtte bygge på et begrenset datagrunnlag om selve reservoaret. Kunnskapene om reservoaret blir vesentlig bedre når et felt har vært i produksjon en tid. Det er først på et mer modent stadium man har de rette forutsetninger for å evaluere hvilke strategier som i siste halvdel av et felts levetid kan bidra til en best mulig ressursutnyttelse. Dette forhold har Oljedirektoratet tatt konsekvensene av ved at det etterspørres en ut-

Fig. 2.12.1.a
Årlige utgifter til letevirksomheten 1980–1993



videt feltstudie (UFS) for de mer modne felt i drift. Direktoratet regner med at også selskapene ser slike sammenfattende studier som et tjenlig middel til å legge en oppdatert, langsiktig utvinningsstrategi.

Kommersielle avtaler for behandling og transport av petroleum påvirker lønnsomheten i ulike prosjekt. Direktoratet vil fokusere på at slike avtaler ikke må hindre en samfunnsøkonomisk optimal ressursutnyttelse. Videre vil de generelle rammevilkårene påvirke oljeselskapenes langsiktige strategi. Oljedirektoratet vil derfor også være opptatt av å vurdere disse vilkårene.

Oljedirektoratet tar sikte på å bidra aktivt til at de tekniske og økonomiske mulighetene for økt oljeutvinning blir belyst og realisert. Direktoratet vil derfor fortsatt delta i relevante forskningsprogram og i tillegg utføre egne feltrelaterte studier, områdestudier og sokkelanalyser. I tillegg ser Oljedirektoratet en god og åpen kommunikasjon med oljeselskapene som svært viktig.

2.12. PETROLEUMSØKONOMI

2.12.1 Letevirksomhet, vare- og tjenesteleveranser

Leteboringsaktiviteten er redusert i 1993 sammenlignet med foregående år. I 1993 ble det påbegynt 27 letebrønner, mens antallet letebrønner i 1992 var 43. Det ble i 1993 påbegynt 21 undersøkelses- og 6 avgrensningsbrønner. Tilsvarende tall for 1992 var henholdsvis 29 og 14. I perioden 1966–1993 har antallet påbegynte undersøkelses- og avgrensningsbrønner vært gjennomsnittlig henholdsvis 20 og 8.

Figur 2.12.1.a viser utgiftene til letevirksomhet fra og med 1980. Utgiftene omfatter leteboring, generelle undersøkelser, feltevalueringer og administrasjon. Ifølge Oljedirektoratets innrapporterte tall beløper samlede letekostnader i årene 1980–1993 seg til ca 110 milliarder 1993-kroner.

Nedenfor vises letekostnadene for 1993 fordelt på vare- og tjenestegrupper. Beløpene er basert på data innrapportert fra operatørselskapene. De samme tallene ligger til grunn for figur 2.12.1.b som viser den prosentuelle fordelingen mellom utgiftene.

Fig. 2.12.1.b
Kostnader til leting etter olje og gass i 1993. Fordelt på vare- og tjenestegrupper.

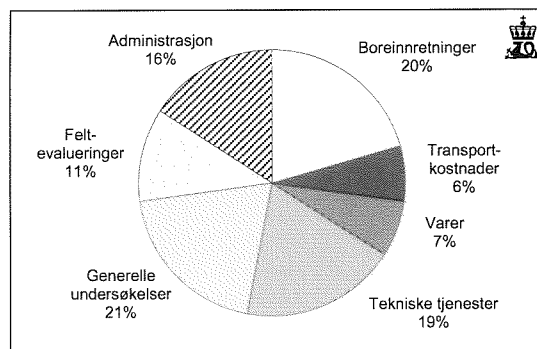
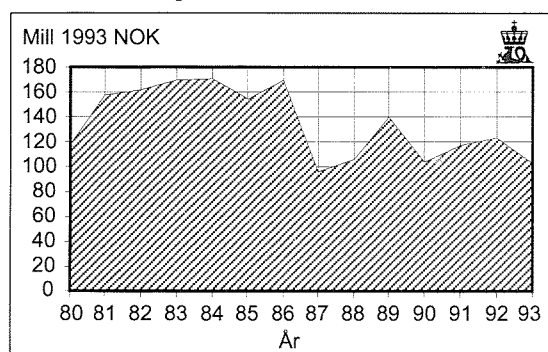


Fig. 2.12.1.c
Borekostnader per letebrønn



Letekostnader	Millioner kroner
Leteboring	2 869
– Boreinnretninger	1 108
– Transportkostnader	345
– Varer	407
– Tekniske tjenester	1 009
Generelle undersøkelser	1 135
Feltevalueringer	584
Administrasjon *)	845
Totalt	5 433

*) Administrasjonskostnadene inkluderer arealavgift

Utgiftene til feltevalueringer er betydelig høyere enn i 1992, og utgiftene til generelle undersøkelser er noe høyere. Generelle undersøkelser omfatter bl a innsamling av seismikk. Utgifter knyttet til innsamling av seismikk har vist en betydelig økning i forhold til få år tilbake.

Figur 2.12.1.c viser gjennomsnittlige borekostnader per letebrønn, det vil si undersøkelses- og avgrensingsbrønner. For 1993 ble det boret for rundt 2,7 milliarder kroner. Utgiftene fordeler seg for 1993 slik: boreinnretninger ca 39%, transport ca 12%, varer ca 14% og tekniske tjenester ca 35%.

Figur 2.12.1.d viser gjennomsnittlig borekostnad per dag og per meter boret i årene 1980–1993.

Fig. 2.12.1.d
Borekostnader 1980–1993. Beløp i 1993-kroner

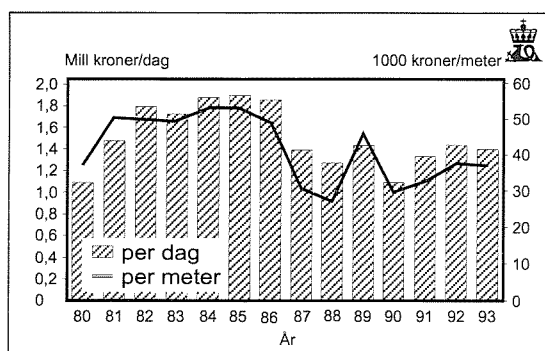
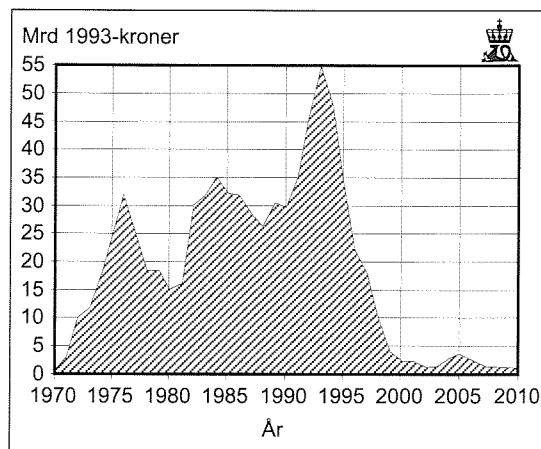


Fig. 2.12.2.a
Investeringer i felt og rør i drift og besluttet utbygd på norsk sokkel 1970–2010 (Mrd 1993-kroner)

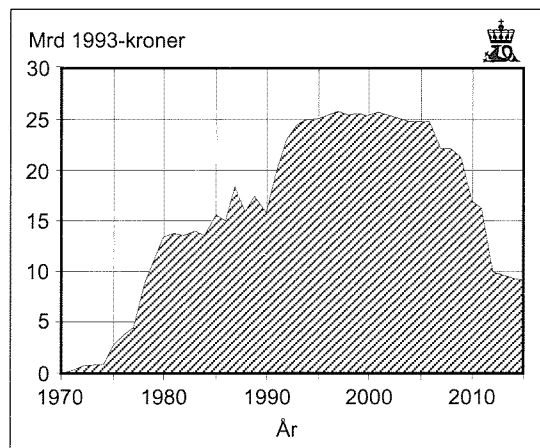


2.12.2 Kostnader forbundet med utbygging og drift på norsk kontinentalsokkel

Oljedirektoratet har beregnet årlige kostnader forbundet med utbygging av felt inkludert utvinningsboring for perioden 1970–2015. Kostnadene gjelder felt i produksjon, felt som det foreligger godkjente utbyggingssplaner for per 31.12.1993 og rørsystemer. Av felt som ligger på begge sider av delelinjen mellom Norge og Storbritannia er bare den norske andelen inkludert.

Historiske og vedtatte investeringer for feltutbygging og transportanlegg for petroleum vises i figur 2.12.2.a. Alle beløp er i faste 1993-kroner. Investeringene økte jevnt til 1976 da de nådde en foreløpig topp. Nedgangen i investeringene de følgende årene ble avløst av en ny stigning fra og med 1981, med en foreløpig topp i 1984 da det ble investert for rundt 34,7 milliarder 1993-kroner på norsk sokkel. De vedtak som nå er gjort, fører til at investeringsnivået kommer opp mot 55 milliarder 1993-kroner i første halvdel av 90-tallet før det reduseres kraftig mot år 2000.

Fig. 2.12.2.b
Driftskostnader for felt og rør i drift og besluttet utbygd på norsk sokkel 1970–2015 (Mrd 1993-kroner)



I 1993 ble følgende felt og rørsystemer besluttet utbygd:

- Gyda Sør
- Gullfaks Vest
- Troll oljerør

I 1994 forventes flere planer for utbygging og drift å bli behandlet. Dersom disse blir besluttet, vil investeringskurven ikke falle så raskt som ovenfor skissert.

Årlige kostnader for drift av felt og rør vises i figur 2.12.2.b. Nivået på etterspørselen etter varer og tjenester til driftsformål har steget kraftig, og vil fortsette å stige i noen år fremover etter hvert som flere felt kommer i produksjon. Driftskostnadene ser dermed ut til å bli den betydeligste kostnadskomponenten i fremtiden. Det vil være en viktig oppgave å få redusert disse i tiden som kommer.

2.12.3 Aktivitetsnivå mot år 2005

Oljedirektoratet har sett nærmere på det totale aktivitetsnivået på norsk sokkel fram mot år 2005. Anslag på total petroleumsproduksjon er vist i figur 2.12.3.a. Det framgår av figuren at produksjonen antas å ha en svak økning mot et nivå på omkring 180 millioner t.o.e. omkring år 2000, for deretter å reduseres mot dagens nivå i 2005. Felt i produksjon og besluttet utbygd vil ha en jevn produksjonsnedgang i perioden. Profilert «Øvrige felt og rør» er sammensatt av antatt produksjon fra felt som er planlagt utbygd, forventet produksjon fra en del modne funn og forventet økt utvinning. Det knytter seg en viss usikkerhet til den forventede petroleumsproduksjon framover, særlig for «Øvrige felt». Det er viktig å understreke at den framtidige olje- og gassprisutvikling i betydelig grad vil påvirke den langsiktige produksjonsutvikling.

Fig. 2.12.3.a

Anslag på produksjon på norsk sokkel 1993–2005 (Millioner t.o.e.). «Øvrige felt» omfatter funn, felt planlagt utbygd og økt utvinning.

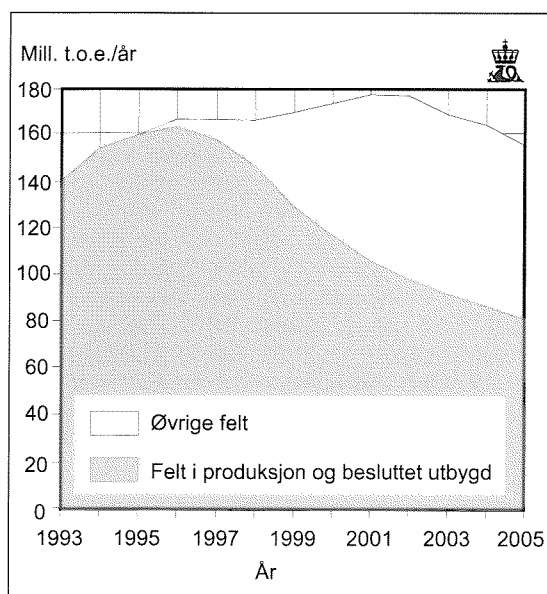
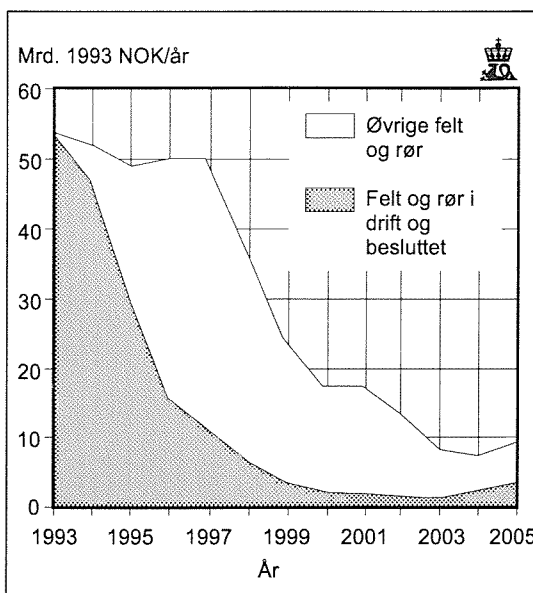


Fig. 2.12.3.b

Anslag på investeringer i felt og rør på norsk sokkel 1993–2005 (Milliarder 1993-kroner). «Øvrige felt og rør» omfatter funn, felt planlagt utbygd og økt utvinning



Anslag på totalt investeringsnivå i perioden 1992–2005 vises i figur 2.12.3.b. Investeringsnivået antas å holde seg forholdsvis jevnt til 1997, for så å synke til omkring 10 milliarder 1993-kroner i år 2005. Felt i produksjon og besluttet utbygd forventes å ha jevn reduksjon i investeringsnivå i hele perioden. Investeringer i funn og felt planlagt utbygd sammen med

Fig. 2.12.3.c

Anslag på driftskostnader for felt og rør på norsk sokkel 1993–2005 (milliarder 1993-kroner). «Øvrige felt» omfatter funn, felt planlagt utbygd og økt utvinning.

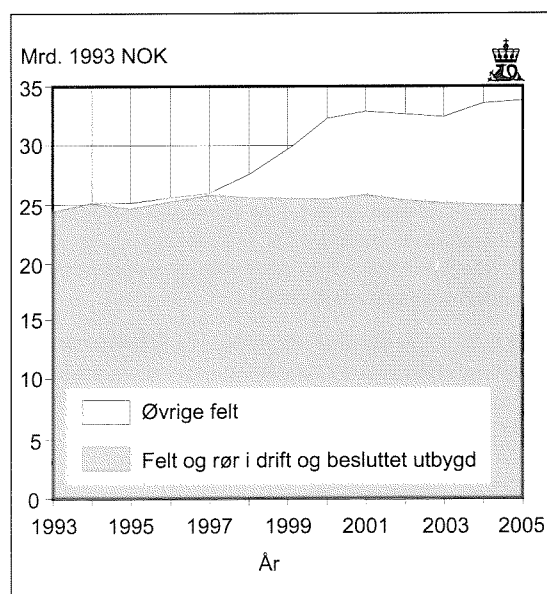
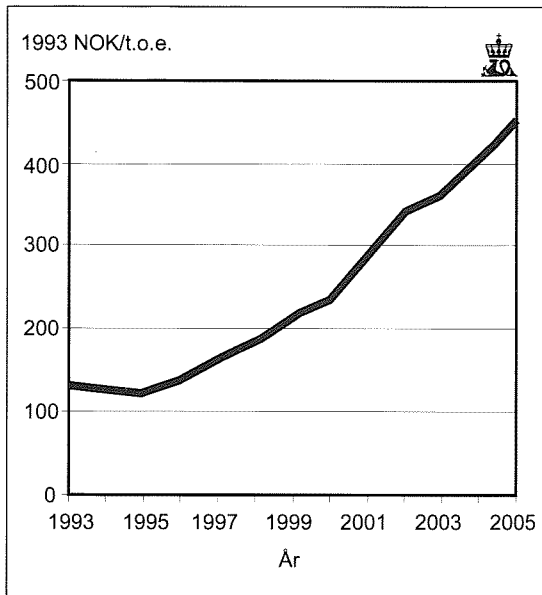


Fig. 2.12.3.d

Antatt utvikling av driftskostnader per produsert enhet for felt i produksjon. Driftskostnadene inkluderer forsikringer og CO₂-avgift. Tariffer er ikke inkludert. (1993-kroner per t.o.e.).



antagelser om investeringer i forbindelse med økt utvinning fra eksisterende felt utgjør det meste av det forventede investeringsnivå mot år 2005.

I figur 2.12.3.c. vises kostnader i forbindelse med drift av felt og rør på norsk sokkel frem mot år 2005. Driftskostnadene, som inkluderer CO₂-avgift og forsikringer, forventes å ha en jevn stigning til år 2000 for deretter å flate ut. Økningen skyldes at funn og felt planlagt utbygd vil komme i drift, samt driftskostnader i forbindelse med økt utvinning fra eksisterende felt. Fra år 2000 til år 2005 antas årlig total etterspørsel etter varer og tjenester fra norsk kontinentalsokkel for driftsformål å ligge på omkring 35 milliarder 1993-kroner.

I figur 2.12.3.d. vises antatt utvikling i driftskostnader per produsert enhet for felt i produksjon. Av figuren fremgår det at forventet driftskostnad per produsert enhet for felt i produksjon mer enn fordobles fra 1993 til 2005. Dette skyldes blant annet at driftskostnadene i stor grad er faste, og vanskelig kan reduseres med avtagende produksjon. Økt utvinning og reduksjon i driftskostnader vil være viktige utfordringer for å redusere enhetskostnadene.

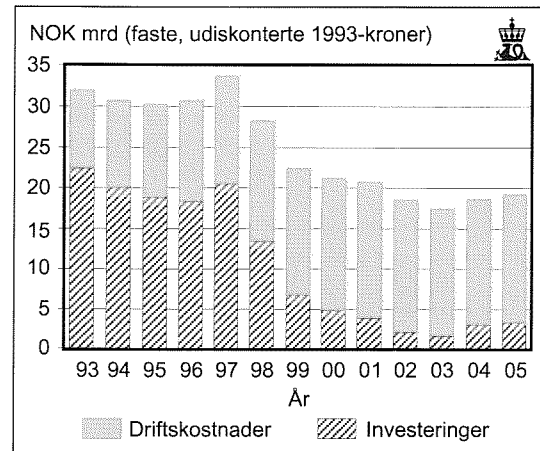
2.12.4 Statens direkte økonomiske engasjement

Statens direkte økonomiske engasjement i petroleumsvirksomheten, SDØE, ble opprettet med virkning fra 1985, ved at betalingsstrømmene knyttet til de fleste av Statoils deltakerandeler ble delt i en del til Statoil og en til staten (SDØE). Av totalt 202 utvinningstilatelser er SDØE med i 128.

SDØE er idag representert med et vesentlig volum i lete-, utbyggings- og driftsfasen. SDØE er den største investoren på norsk sokkel og har således sikret staten

Fig. 2.12.4

SDØE: Investeringer og driftskostnader for felt planlagt og vedtatt utbygd, og felt i produksjon, samt rørledninger



en høy andel av nåværende og framtidige reserver fra petroleumsvirksomheten. Ordningen har oppfylt målsettingen man satte seg i 1985: bl a å sikre staten størst mulig direkte andel av de fremtidige inntektene ved utvinning av hydrokarboner.

Gjennomsnittlig prosentvis SDØE deltagelse fordelt på kategoriene:

Felt i drift:	37,55
Felt besluttet utbygd:	47,65
Felt planlagt utbygd:	38,46
Rørledninger:	49,85

SDØEs andel i felt under planlegging vil øke hvis glidekalabestemmelsene for statsdeltagelse utøves ved beslutning om utbygging.

Samlede investeringskostnader på norsk sokkel for perioden 1993–2005 er anslått til 355 milliarder kroner (udiskontert, faste 1993-kroner). Dette omfatter investeringer i felt planlagt utbygd, besluttet utbygd og i drift, samt i rørledninger. SDØEs andel utgjør omlag 39 %.

Samlede driftskostnader i samme periode er anslått til 637 milliarder kroner og omfatter varer og tjenester, CO₂-avgifter og tariffer. SDØEs andel utgjør omlag 29 %. Av samlet forventet oljeproduksjon i perioden ventes SDØE å stå for omlag 29 %.

SDØEs samlede netto andel av disse investerings- og driftskostnadene utgjør i overkant av 320 milliarder kroner. Fordelingen over tid fremgår av figur 2.12.4.

SDØE vil fortsatt i noen år foreta store investeringer, som resulterer i en realkapitaloppbygging i petroleumssektoren. Avkastningen av disse investeringene er bl a avhengig av den fremtidige prisutvikling samt av kostnads- og produksjonsutvikling på de aktuelle felt.

2.12.5 Petroleum i norsk økonomi

Bruttonasjonalprodukt

Petroleumssektoren bidrar vesentlig til samlet verdiskapning i Norge i dag. I 1975 utgjorde bruttoproduk-

Tabell 2.12.5
Petroleum i norsk økonomi

	1975	1980	1985	1988	1990	1991	1992	1993
Petroleumsvirksomhetens andel av BNP ¹⁾ .	3 %	16 %	19 %	9 %	15 %	15 %	16 % ⁴⁾	17 % ⁴⁾
Petroleumsvirksomhetens andel total eksportverdi ²⁾ .	6 %	33 %	38 %	24 %	31 %	32 %	33 %	33 % ⁴⁾
Statens skatteinntekter fra petroleumsvirksomheten ³⁾ . (Milliarder 1993-NOK)	0,7	44,0	69,2	14,1	28,5	33,1	24,3	24,3 ⁴⁾

Kilde: SSB

- 1) Omfatter utvinning av råolje og naturgass, oljeboring og drift av rørledninger
 2) Omfatter eksport av råolje, naturgass og rørtransporttjenester.
 3) Omfatter ordinær formue- og inntektskatt, areal- og produksjonsavgift.
 4) Foreløpige tall/anslag

tet i petroleumssektoren ca 3 % av BNP. I 1985 var andelen steget til 19 %, men falt så igjen på grunn av oljeprisfallet i 1985–86. I de siste årene har andelen ligget på ca 16 %. Utviklingen av næringens andel av samlet bruttonasjonalprodukt vises i tabell 2.12.5.

Utenriksøkonomi

Petroleumssektoren utgjør også en relativt stor andel av norsk eksportverdi. Eksportandelen økte fra ca 6 % i 1975 til 38 % i 1985. Deretter sank petroleumsskto-rens eksportandel til ca 24 % i 1988. De siste årene har det igjen vært en svak vekst i sektorens andel. Utviklingen vises i tabell 2.12.5.

Statens skatteinntekter

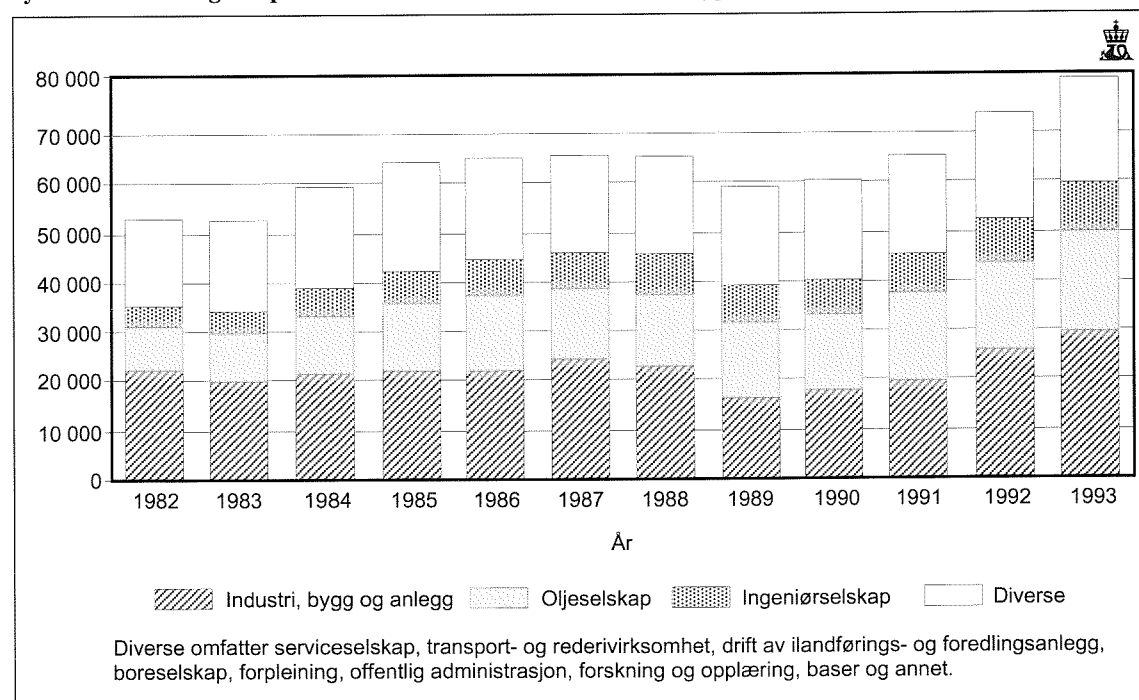
Statens totale skatteinntekter fra petroleumsvirksomheten omfatter ordinær formue- og inntektskatt, særskatt, produksjons- og arealavgift. Skatteinntektene

nådde en foreløpig topp på 69 milliarder 1993-kroner i 1985, før de sank til ca 14 milliarder 1993-kroner i 1988. De siste årene har det igjen vært en økning i statens skatteinntekter. I 1992 var skatteinntektene fra petroleumsvirksomheten 24,3 milliarder 1992-kroner, omkring 17 % av statens totale inntekter fra direkte og indirekte skatter. Utviklingen i skatteinntektene fremgår av tabell 2.12.5.

Sysselsatte

Aktivitetsnivået på norsk sokkel fører til sysselsetting både til havs og på land. I 1993 var omkring 79 000 sysselsatt som følge av petroleumsvirksomheten i Norge. Sysselsetting etter bedriftstype, som følger av petroleumsvirksomheten, vises i figur 2.12.5. Omkring 35 % av sysselsatte i petroleumsvirksomheten arbeider i industri, bygg og anlegg, 26 % arbeider i oljeselskapene mens 12 % er sysselsatt i ingeniørselskap. De reste-

Fig. 2.12.5
Sysselsatte som følge av petroleumsvirksomheten, etter bedriftstype



rende 27 % arbeider innenfor service, transport, rederi, boreselskap, forpleining, drift av ilandførings- og foredlingsanlegg, offentlig administrasjon, forskning og opplæring.

2.12.6 Råoljemarkedet

Verdens oljeproduksjon sank med 0,1 % fra 1992 til 1993, og var i overkant av 67 millioner fat per dag (kilde: IEA).

Norges produksjon utgjorde i 1993 3,5 % av verdensproduksjonen. Norges oljeproduksjon økte med 6,7 % i 1993, og ligger fortsatt over britisk produksjon.

Oljereservene økte i 1993 for de fleste deler av verden. Oversikter viser en samlet økning i reservene på 0,2 % fra 1992 til 1993. Ut fra reserveanslag vil fremtidens største oljeproduiserende områder være OPEC og Midt-Østen. Produksjonen utgjorde i overkant av 2 % av reservene. Forholdet mellom påviste reserver og produksjon er ikke vesentlig endret fra 1992. Verdens oljereserver utgjør 47 års produksjon på 1993-nivå.

Prisen på olje har i gjennomsnitt ligget på om lag 17 dollar per fat i 1993. OPEC-møtet i februar 1993 hvor medlemslandene vedtok å begrense produksjonen til 23,6 millioner fat per dag, førte til en midlertidig økning i oljeprisen til om lag 19 dollar per fat. Fra juni måned falt oljeprisen til under 17 dollar per fat. Dette skyldes overproduksjon i forhold til den vedtatte produksjonskvoten. Manglende vilje til å begrense produksjonen i 3. kvartal samt økte forventninger om at Irak ville få gjenoppta en begrenset oljeeksport, bidro til at oljeprisen falt under 17 dollar per fat. Frem til september holdt oljeprisen seg på dette nivået, men ved inngangen til september falt oljeprisen til under 16 dollar per fat. Gjennomsnittlig pris på norskprodusert råolje er omlag 17 dollar per fat for 1993, noe som tilsvarer i overkant av 122 norske kroner.

2.12.7 Gassmarkedet

All norsk eksport av gass går i dag til Vest-Europa.

Norge eksporterte i 1993 gass til Storbritannia, Tyskland, Nederland, Belgia, Frankrike, Østerrike og Spania. Fram til 1990 var Storbritannia den største kunden, mens Tyskland nå er den største kjøperen. Figur 2.12.8.b viser fordeling av gassalg på ulike kjøperland.

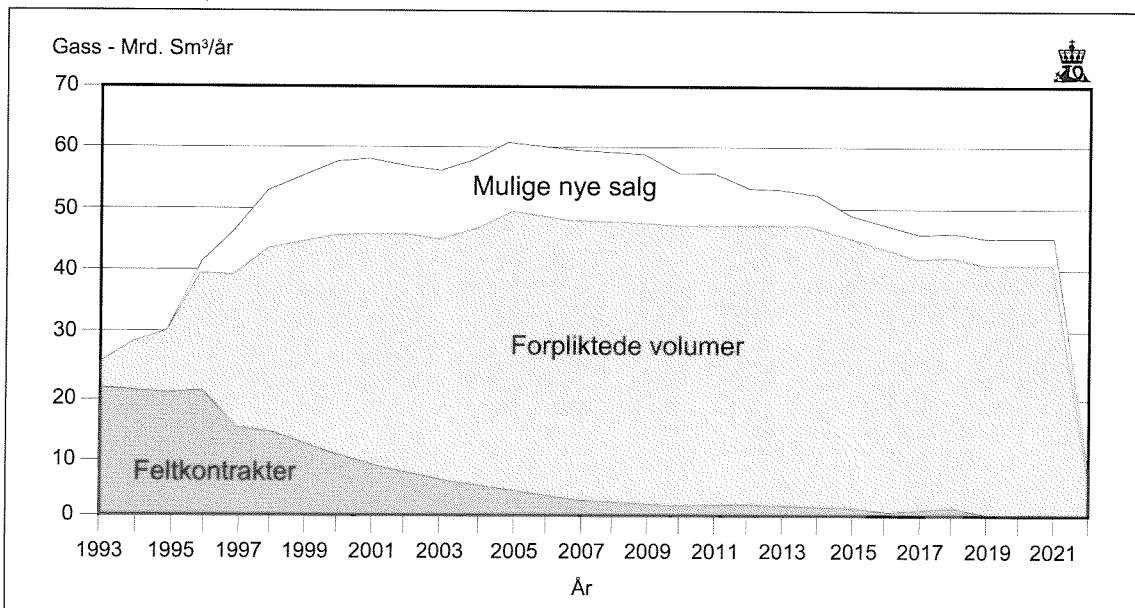
I 1993 utgjorde eksporten fra Norge 24,6 milliarder Sm³, en nedgang på 1,1 milliarder Sm³ gass fra året før.

De første gassalgene fra norsk sokkel var hovedsakelig basert på uttømming av tilgjengelige reserver i det enkelte felt. Norge gikk inn i en ny epoke som gassleverandør 1.10.1993 da leveranser under Trollavtalene startet (TGSA). Dette er salgskontrakter som tilbyr kundene faste årlige volum, hvor også andre felt enn Troll har mulighet til å forestå leveranser. I forbindelse med Trollkontraktene, har myndighetene gjennom opprettelsen av Troll kommersiell modell etablert en avsetningsmulighet for assosiert gass og mindre gassfelt.

Organisering av norsk gassalg

I de seinere år har avsetning av norsk gass vært koordinert av et felles Gassforhandlingsutvalg (GFU) ledet av Statoil, og med deltagelse fra Norsk Hydro og Saga Petroleum. GFU forhandler fram kontrakter med kjøpere av norsk gass. Rettighetshaverne i en utvinnings-tillatelse har imidlertid en mulighet til å avsette gassen på egen hånd. Innenfor rammen av den eksisterende gassorganiserings, opprettet myndighetene Forsyningsutvalget i 1993. Utvalget som består av de ti største ressurseiere på norsk sokkel, har en rådgivende funksjon overfor Nærings- og energidepartementet i spørsmål knyttet til utbygging og utnyttelse av gassfelt og transportsystemer for gass.

Fig. 2.12.7
Forpliktete og mulige nye salg



Nærings- og energidepartementet og Oljedirektoratet deltar som observatører i utvalget.

2.12.7.1 Eksisterende forpliktelser Feltkontrakter

De feltene som i dag leverer under feltkontrakter er Statfjord, Gullfaks, samt felt i Frigg- og Ekofiskområdet. Produksjonen fra disse områdene vil begynne å avta om få år. Gassleveransene fra Ekofisk- og Friggområdet startet i 1977, fra Statfjord i 1985, fra Heimdal i 1986, og Gullfaks i 1987. Gassen fra Friggområdet leveres til Storbritannia, mens de øvrige felt leverer til kjøpere på kontinentet.

Trollavtalene fra 1986 (TGSA)

TGSA ble inngått i 1986 mellom rettighetshaverne på Troll og kjøpere på kontinentet. Kjøperlandene er Tyskland, Nederland, Østerrike, Frankrike, Belgia og Spania. Trollavtalene består av basis gassleveranser på 23,66 milliard Sm³ per år, samt 30 % og 50 % opsjøene, som gir kjøper rett, men ikke plikt til å motta leveranser utover basisvolumene. Til sammen utgjør disse salgene til kontinentet 40,82 milliarder Sm³ per år på platå.

Nyere forpliktelser

I 1992 ble Electrabel-kontrakten (Belgia) inngått.

I 1993 ble det inngått to nye kontrakter, salg av tillegsvolumer til Ruhrgas og til VNG (Tyskland).

Til sammen utgjør disse tre kontraktene 7,3 milliarder Sm³ per år på platå. Nye salg til Storbritannia er også forhandlet fram, men disse er avhengig av ny Friggtraktat.

2.12.7.2 Nye salg

Det har i løpet av 1993 pågått forhandlinger og samtaler med mulige kjøpere i en rekke land. Det er også innledet samtaler med land i Øst-Europa. Salg av norsk gass til det skandinaviske markedet har hittil ikke vært interessant. Det samme gjelder salg av nedkjølt gass (LNG).

Oljedirektoratet forventer at Norges totale gassalg på sikt vil stige til 60–70 milliarder Sm³ per år.

Figur 2.12.7 viser forpliktete og mulige nye salg.

2.12.7.3 Bruk av gass i Norge

Stortinget godkjente i februar 1992 at Heidrun skal levere ca 0,7 milliarder Sm³ gass årlig til en metanolfabrikk på Tjeldbergodden fra 1996. I Nord-Rogaland er det inngått avtale om mindre, årlige leveranser til distribusjonsselskapet Gasnor. Det viktigste norske gassmarkedet finnes imidlertid på kontinentalsokkelen. Den største kjøperen er Oseberg, med ca 3,5 milliarder Sm³ per år fra Troll. Oseberg bruker gassen for å oppnå økt utvinning av olje. Ekofisk benytter ca 4 milliarder Sm³ gass per år til brensel og injeksjon. Også i Sleipner Øst vil det bli injisert betydelige mengder gass. Hensikten er å øke produksjonen av kondensat. Injisert gass vil i stor grad kunne reproduseres for senere salg.

2.12.8 Salg av petroleum fra norsk kontinentalsokkel

Det ble i 1993 solgt 110,2 millioner tonn råolje fra norsk kontinentalsokkel. Dette representerer en økning på 6 % i forhold til 1992. Storbritannia var den største mottaker med 23,6 % av skipningen. Nederland mottok 14,3 %, Tyskland 11 % og Sverige 6,2 %. Nor-

Fig. 2.12.8.a
Salg av råolje fra norsk kontinentalsokkel

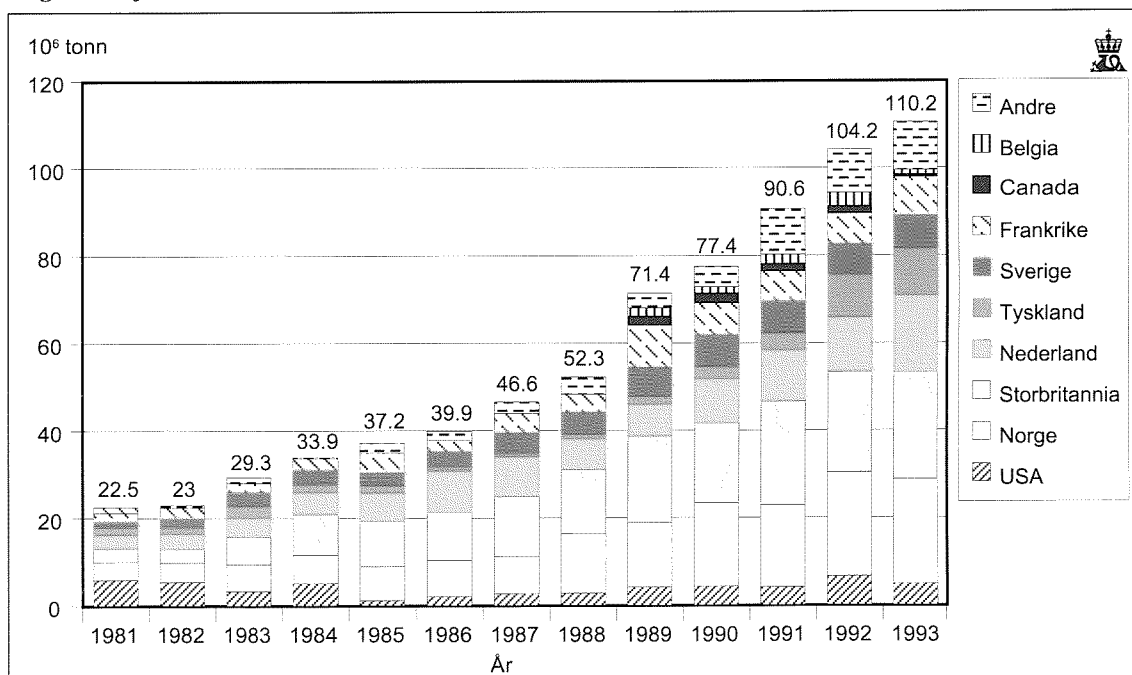
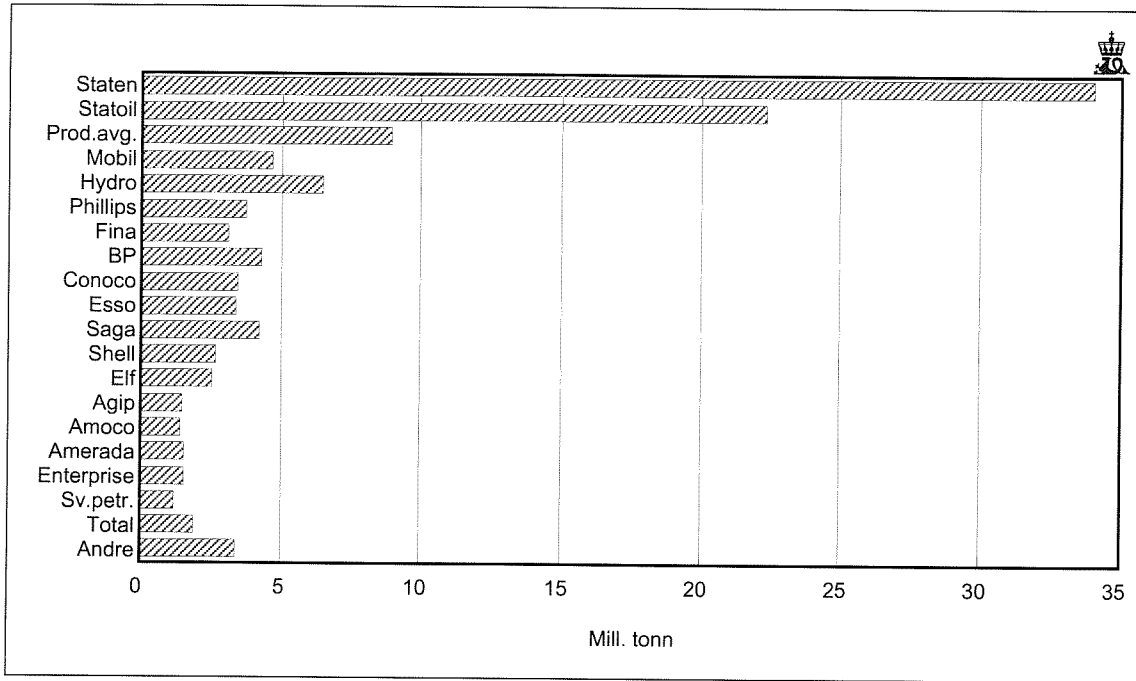


Fig. 2.12.8.b
Solgt råolje/NGL (ekskl. kondensat) per rettighetshaver i 1993



ge mottok 20,3 %, som er en liten nedgang i forhold til 1992. Figur 2.12.8.a viser råoljesalget fordelt på land i perioden 1982–1993.

Fram til 1988 er Belgia og Canada med under gruppen «andre».

Salg av NGL (inkludert kondensat) fra norsk sokkel nådde i 1993 opp i 3,1 millioner tonn. Dette er 0,5 mil-

lioner tonn mer enn i 1992. Figur 2.12.8.b viser salget av råolje og NGL i 1993 fordelt på rettighetshavere.

Norge eksporterte 24,6 milliarder Sm³ gass i 1993. Dette er en nedgang på 4,3 % i forhold til 1992. Det ble solgt 8,9 milliarder Sm³ til Tyskland, 4,5 milliarder Sm³ til Storbritannia, 5,7 milliarder Sm³ til Frankrike, 2,7 milliarder Sm³ til Nederland, 2,5 milliarder Sm³ til

Fig. 2.12.8.c
Salg av gass fordelt på land

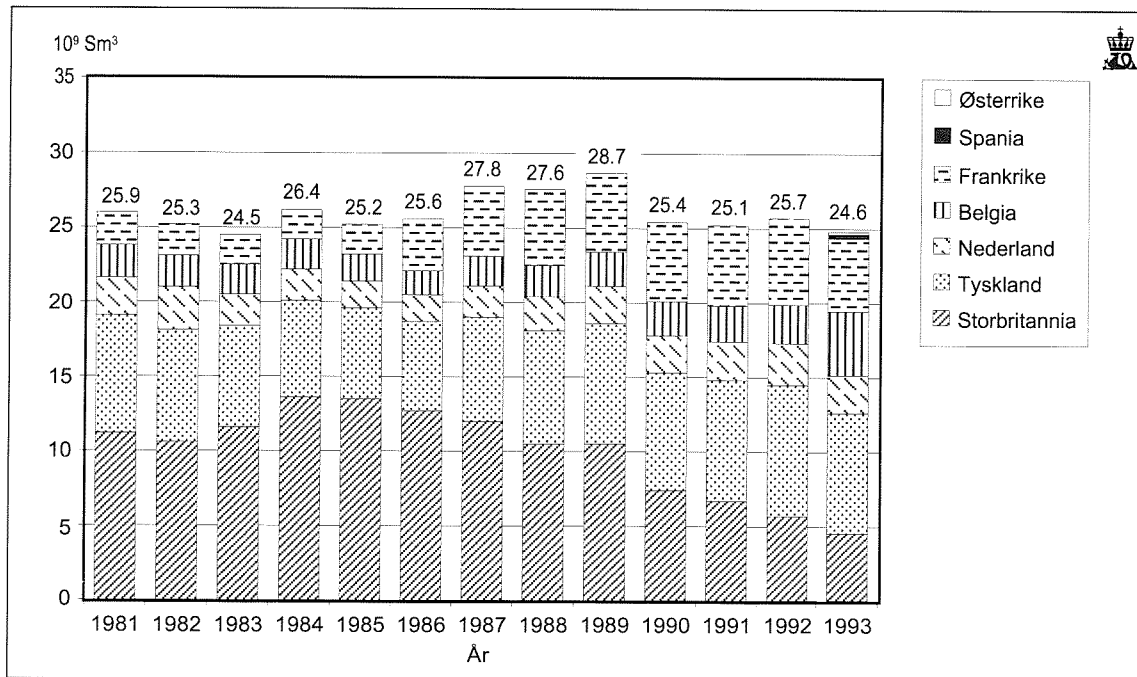
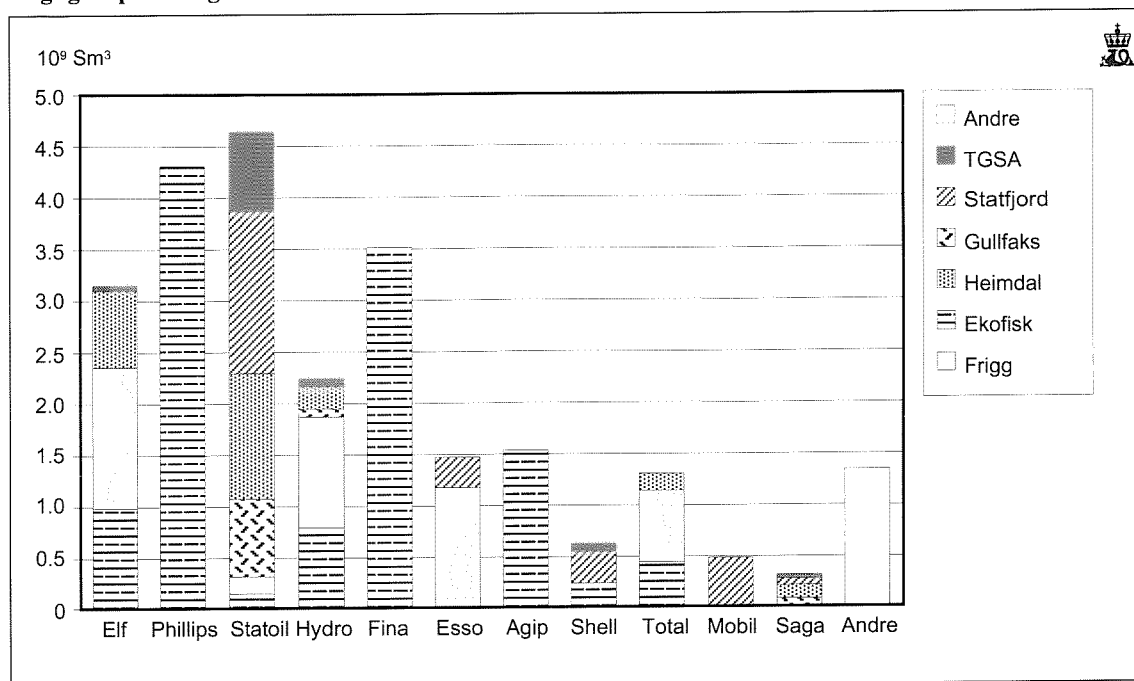


Fig. 2.12.8.d
Solgt gass per rettighetshaver i 1993



Belgia, 0,2 milliarder Sm³ til Spania og 0,1 milliarder Sm³ til Østerrike, jf figur 2.12.8.c.

Figur 2.12.8.d viser gassalget fordelt på rettighetshavere. Kolonnen «andre» inneholder tall fra flere små felt.

2.12.9 Produksjonsavgift

Oljedirektoratet er tillagt ansvaret for innkreving av produksjonsavgift.

Produksjonsavgift beregnes etter bestemmelsene i petroleumsløven som trådte i kraft 1.7.1985. Beregningsgrunnlaget for avgift er verdien av produsert petroleum ved utvinningsområdets avskjningspunkt. Etersom prisen på petroleumproduktene normalt ikke fastsettes på avskjningspunktet, vil i praksis bereg-

ningsgrunnlaget for avgift være differansen mellom brutto salgsverdi og kostnader som påløper mellom avgiftspunktet og salgspunktet.

I henhold til Odelstingsproposisjon nr 64 (1986–87), Lov om endringer i petroleumsløven, er det vedtatt at det ikke skal betales produksjonsavgift av produksjonen fra forekomster hvor utbyggingsplanen er godkjent etter 1.1.1986.

Fortolkning og praktisering av gjeldende lover og regler i forbindelse med beregning av produksjonsavgift innbefatter både juridiske, økonomiske, prosess-tekniske og måletekniske problemstillinger.

Tabell 2.12.9.1

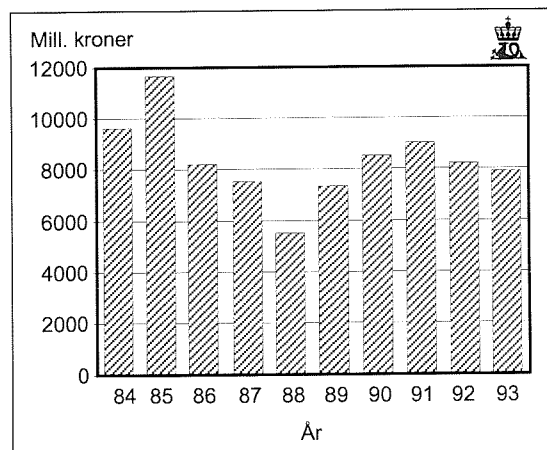
Totalt innbetalt produksjonsavgift i 1992 og 1993 (millioner kroner)

Produkt	Felt/område	1992	1993
Olje	Ekofiskområdet, Ula og Valhall	1 695,6	1 624,7
	Statfjord	4 356,6	4 186,9
	Murchison	23,7	18,5
	Heimdal	4,1	*-2,0
	Oseberg	964,6	1 034,6
Gass/NGL	Gullfaks	738,2	972,7
	Ekofiskområdet	205,5	4,6
	Valhall	13,0	6,4
	Ula	0,0	6,3
	Frigg, Nordøst Frigg, Odin	132,5	0,0
	Statfjord	** -31,1	0,0
	Murchison	0,7	0,9
	Heimdal	25,8	** -1,8
	SUM	8 129,2	7 851,8

* Gjelder refusjon av transportkostnader for avgiftsolje.

** Tilbakebetalt produksjonsavgift i tidligere periode

Fig. 2.12.9
Innbetalt produksjonsavgift 1984–1993



Tabell 2.12.9.2
Innbetalt produksjonsavgift for olje

Felt/område	1. halvår	2. halvår	Totalt 1993
Ekofiskområdet, Ula og Valhall	827 311 794	797 349 129	1 624 660 923
Statfjord	2 186 351 747	2 000 535 970	4 186 887 717
Murchison	17 126 961	1 396 484	18 523 445
Heimdal	* -3 471 497	1 436 427	*-2 035 070
Oseberg	459 927 166	574 654 331	1 034 581 497
Gullfaks	516 942 528	455 776 724	972 719 252
SUM	4 004 188 699	3 831 149 065	7 835 337 764

* Gjelder refusjon av transportkostnader for avgiftsolje.

Fra 1.1.1992 er avgiftssatsen for gass satt til null, jf kongelig resolusjon av 27.3.1992 og Kronprinsregentens resolusjon av 22.5.1992. Dette innebærer at det heretter kun vil bli innkrevd produksjonsavgift på olje.

Ettersom olje og NGL på enkelte felt er ett produkt på avskjningspunktet, og NGL først blir utskilt på et senere stadium, vil det for disse felts vedkommende bli betalt produksjonsavgift av NGL. På den andre siden vil NGL ikke være avgiftsbelagt på de felt hvor NGL på avskjningspunktet er en del av gassen.

På noen felt har transportkostnadene i perioder vært høyere enn brutto salgsverdi for et petroleumsprodukt. Dette gjelder spesielt gass. Det aktuelle petroleumsproduktet har i slike tilfelle ingen verdi på avgiftspunktet, og det betales ikke produksjonsavgift.

Høyesterett stadfestet 25.6.1993 Oslo Byretts dom av 26.4.1991 som gav staten medhold i dens oppfatning som går ut på at det skal foretas en separat avgiftsberegning for olje og gass. Rettighetshaverne på Statfjord, med unntak av Statoil, hadde krevd at beregningsgrunnlaget for avgift på gass som de har beregnet til å være negativt på grunn av lave gasspriser og høye transportkostnader, skal kunne fratrekkes i avgiftsgrunnlaget for olje som er positivt. Staten bestred dette kravet. Disse rettighetshaverne anket byrettens dom, og anken ble behandlet direkte av Høyesterett. Saken dreide seg om relativt betydelige beløp.

2.12.9.1 Total produksjonsavgift

Det er i 1993 innbetalt kroner 7 851 771 286 i produksjonsavgift til Oljedirektoratet fra rettighetshaverne på

norsk sokkel. Tabell 2.12.9.1 viser fordelingen på de ulike petroleumsprodukt for 1992 og 1993.

Figur 2.12.9 viser innbetalt produksjonsavgift 1984–1993.

2.12.9.2 Produksjonsavgift olje

Det er i 1993 innbetalt kroner 7 835 337 764 i produksjonsavgift for olje fra Ekofisk, Valhall, Ula, Statfjord, Murchison, Heimdal, Oseberg og Gullfaks, se tabell 2.12.9.2. Produksjonsavgift for olje blir normalt tatt ut i olje, men Nærings- og energidepartementet har besluttet at avgift på olje fra Heimdal skal tas i kontanter fra og med 1.4.1993. Salg av statens avgiftsolje foretas av Statoil. Innbetaling fra Statoil til Oljedirektoratet foretas månedsvis. Avregningen foregår etter normpris fastsatt av Petroleumsprisrådet.

2.12.9.3 Produksjonsavgift gass og NGL

Det er i 1993 innbetalt kroner 16 433 522 i produksjonsavgift for gass og NGL. Tabell 2.12.9.3 viser innbetalingen fordelt halvårlig på selskap/gruppe.

Avregning av produksjonsavgift som gjøres opp i kontanter, skjer halvårsvis med tre måneders betalingsfrist. Ettersom avgiften på gass ble satt til 0 fra 1.1.1992, omfatter innbetalingene for gass i 1993 kun justeringer vedrørende avgiften for tidligere år. Avregningen for NGL har foregått etter kontraktspriser som varierer for de enkelte gruppene.

Leveransene av gass til Dyno/Methanor opphørte fra og med 1.7.1984. De innbetalte beløp fra Dyno/Methanor er relatert til transport og behandling av allerede mottatt og betalt gass.

Tabell 2.12.9.3
Innbetalt produksjonsavgift for gass og NGL

Felt/område	1. halvår	2. halvår	Totalt 1993
Ekofiskområdet			
Phillipsgruppen	15 479 338	*-8 007 237	7 472 101
Amocogr. (Tor)	143 582	99 129	242 711
Shell (Albuskj.)	0	-3 105 397	*-3 105 397
Dyno/Methanor	170 276	*-158 064	12 212
Sum Ekofiskområdet	15 793 196	-11 171 569	4 621 627
Valhall	3 189 349	3 193 229	6 382 578
Ula	0	6 340 086	6 340 086
Murchison	140 501	703 891	844 392
Heimdal	165 878	-1 921 039	*-1 755 161
SUM ALLE FELT	19 288 924	-2 855 402	16 433 522

* Refusjon av for mye innbetalt avgift i tidligere år.

Fig. 2.12.10.a
Innbetalt arealavgift 1973–1993

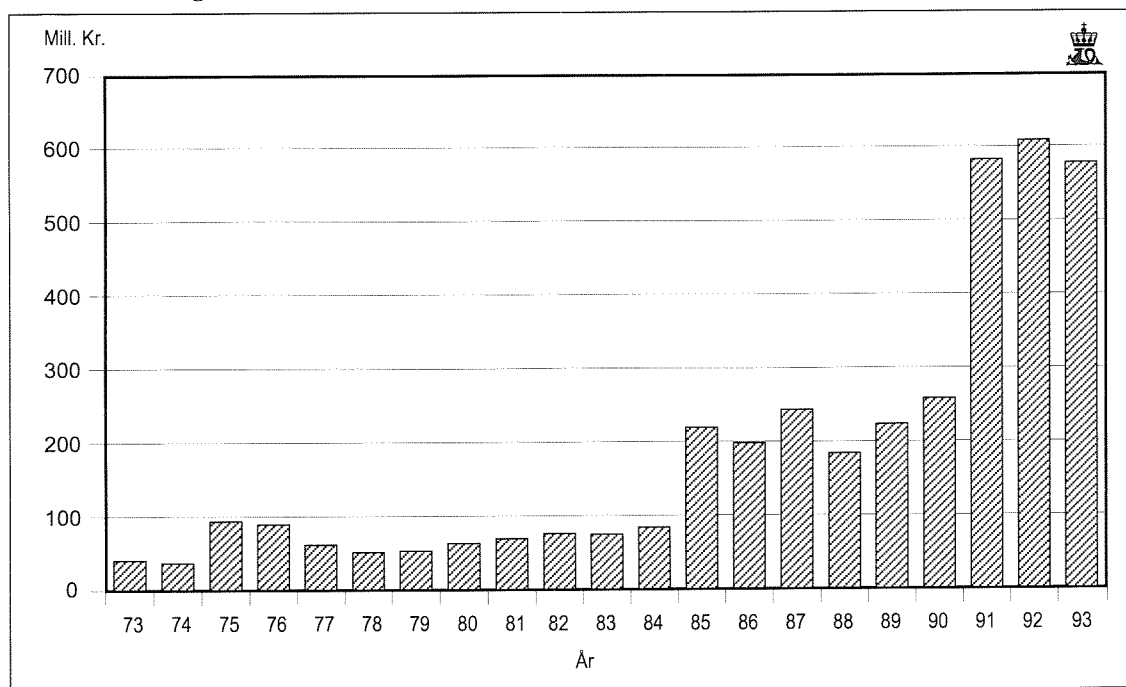
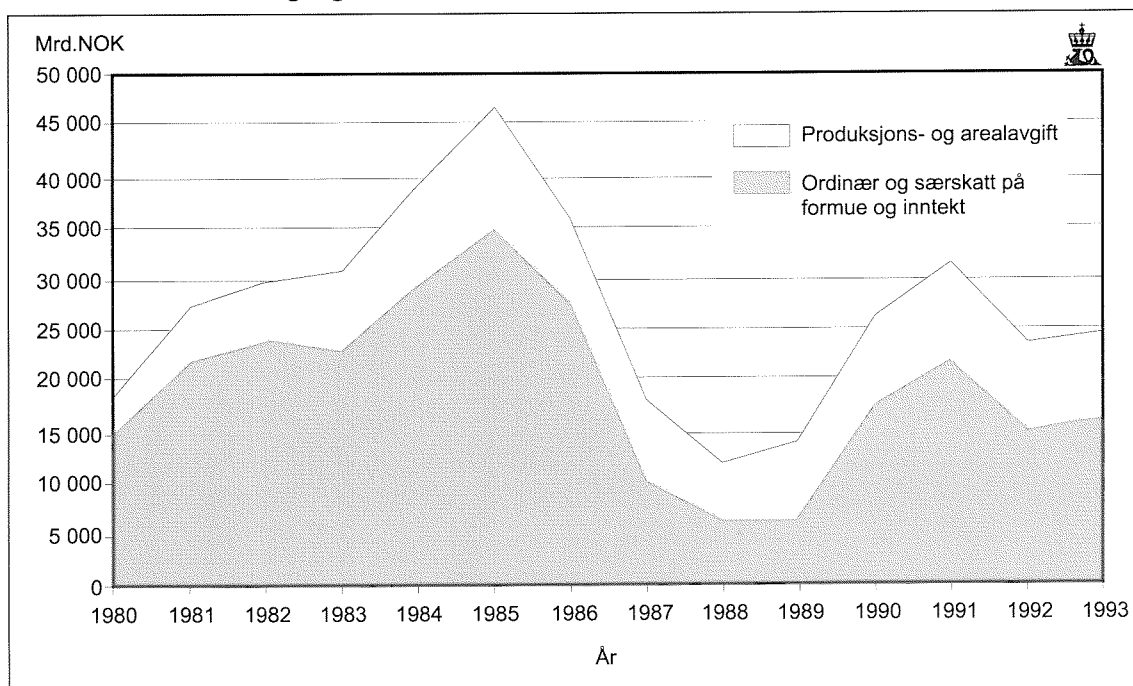


Fig. 2.12.10.b
Totalt innbetalte skatter og avgifter



2.12.10 Arealavgift på utvinningstillatelser

Oljedirektoratet har i 1993 innkrevet kroner 666 173 692 i arealavgift. Beløpet fordeler seg på utvinningstillatelser som følger:

Utvinningstillatelser meddelt år	Kroner
1965	82 015 815
1969	56 766 875
1971	5 502 000
1973	35 478 000
1975	54 796 500
1976	73 872 000
1977	27 315 000
1978	32 800 742
1979	47 051 548
1981	40 493 762
1982	22 271 887
1983	19 176 925
1984	52 887 690
1985	47 865 039
1986	14 569 827
1987	11 093 658
1991	130 000
1993	42 086 424
Totalt	666 173 692

Oljedirektoratet har refundert kroner 89 636 779 i arealavgift i 1993. Dette representerer den fradragstilrette delen av arealavgiften i produksjonsavgiftsoppgjøret for utvinningstillatelsene 006, 018, 019A, 033, 037, 050, 053 og 079.

For en del utvinningstillatelser blir arealavgiften trukket fra direkte i oppgjøret for produksjonsavgift. Dette beløpet utgjør for 1993 kroner 239 909 og er reflektert i innbetalingen av produksjonsavgift.

Tabell 2.12.11

Innbetalt CO₂-avgift for 2. halvår 1992 og 1. halvår 1993.

Felt/område:	2.halvår 1992	1.halvår 1993	Totalt 1993
Ekofiskområdet	350 898 599	335 615 901	686 514 500
Friggområdet	20 639 925	12 651 921	33 291 846
Gullfaks	163 120 011	155 872 769	318 992 780
Gyda	16 487 784	18 983 446	35 471 230
Heimdal	18 941 306	20 979 669	39 920 975
Hod	9 198 354	7 122 800	16 321 154
Murchison	8 156 665	7 998 956	16 155 621
Odin	2 674 690	2 961 994	5 636 684
Oseberg	127 526 400	121 456 800	248 983 200
Statfjord	197 487 398	197 691 243	395 178 641
Ula	31 030 387	31 959 573	62 989 960
Valhall	29 657 049	27 964 575	57 621 624
Veslefrikk	26 166 080	25 865 520	52 031 600
Snorre	31 467 055	29 700 161	61 167 216
Transportsystemer:			
Norpipe	121 325 817	114 404 170	235 729 987
Statpipe	2 252 056	2 426 312	4 678 368
Sum	1 157 029 576	1 113 655 810	2 270 685 386

Figur 2.12.10.a viser innbetalt arealavgift 1973–1993.

Produksjons- og arealavgiften for 1993 utgjorde 35 % av totalt innbetalte skatter og avgifter fra petroleumsvirksomheten. Avgiftens andel har variert over tid. Høyest andel hadde vi i 1989 med 53 %. Figur 2.12.10.b viser totalt innbetalte skatter og avgifter 1980–1993.

2.12.11 CO₂-avgift

Lov av 21.12.1990 nr 72 om avgift på utslipp av CO₂ i petroleumsvirksomhet på kontinentalsokkelen som trådte i kraft 1.1.1991. Oljedirektoratet er tillagt myndighet til å innkreve CO₂-avgiften og til å fatte de vedtak som er nødvendig for gjennomføringen av loven. Avgiften beregnes av petroleum som brennes og naturgass som slippes ut til luft på plattform, installasjon eller anlegg som nyttes i forbindelse med utvinning eller transport av petroleum. Avgiften er også pålagt norske anlegg for transport av petroleum som strekker seg utover kontinentalsokkelen. For felt som strekker seg over midtlinjen i forhold til annen stat, beregnes CO₂-avgiften kun av norske eierandeler.

CO₂-avgiften var i 1992 og 1993 satt til 0,80 kroner per Sm³ gass og kroner 0,80 per liter diesel. Den innbetales halvårsvis med tre måneders betalingsfrist (per 1.10 og 1.4 påfølgende år) av operatøren for de enkelte felt og installasjoner. Tabell 2.12.11 viser totalt innbetalt avgift i 1993. Avgiften gjelder for 2. halvår 1992 og 1. halvår 1993 og er fordelt på de enkelte felt og transportsystemer. Korrigeringer som gjelder tidligere halvår er inkludert. Det ble totalt innbetalt kroner 2 270 685 386 i 1993.

3. Sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten

3.1 INNLEDNING

Det formelle grunnlaget for Oljedirektoratets tilsyn og regelverksarbeid innenfor sikkerhet og arbeidsmiljø har i 1993 vært:

- rammebetingelser gitt i overordnet lovgivning, dvs:
 - Lov av 22. mars 1985 nr 11 om petroleumsvirksomhet (petroleumsloven)
 - Lov av 4. februar 1977 nr 4 om arbeidervern og arbeidsmiljø (arbeidsmiljøloven)
 - Lov av 17. juli 1925 nr 11 om Svalbard (Svalbardloven)
 - Lov av 21. juni 1963 nr 12 om vitenskapelig utforskning og undersøkelse etter og utnyttelse av andre undersjøiske naturforekomster (lov om vitenskapelige undersøkelser)
 - Lov av 9. mars 1973 nr 14 om vern mot tobakk-skader
- forskrifter og instruksjoner fastsatt av Kommunal- og arbeidsdepartementet:
 - Kongelig resolusjon av 28.6.1985 om ordningen av tilsynet med sikkerheten i petroleumsvirksomheten mv
 - Kommunal- og arbeidsdepartementets delegeringsvedtak av 28.6.1985, der Oljedirektoratet blant annet ble delegert myndighet til å:
 - fastsette forskrifter for virksomheten
 - foreta totale sikkerhetsvurderinger
 - fatte vedtak om samtykker, pålegg, fravik og godkjennelser

Oljedirektoratets tilsynsvirksomhet er basert på et nært samarbeid om sikkerhet, arbeidsmiljø og ressursforvaltning, såvel internt i direktoratet som eksternt mot andre myndigheter og institusjoner. Oljedirektoratet har en koordinerende rolle i forholdet til andre myndighetsorganer som har et selvstendig tilsynsansvar etter petroleumsloven. Videre benyttes bistand fra andre fagetater der direktoratet ikke har egen ekspertise.

Fra 1.1.1993 ble arbeidsmiljøloven gjort gjeldende for flyttbare innretninger i petroleumsvirksomheten, samt for bemannede undervannsoperasjoner utført fra fartøy eller innretning. Kommunal- og arbeidsdepartementet besluttet at tilsynsmyndigheten skulle tillegges Oljedirektoratet. Dermed ble det også på arbeidsmiljøområdet lagt til rette for et helhetlig, koordinert tilsyn med petroleumsvirksomheten, slik det er nedfelt i kongelig resolusjon av 28.6.1985 om ordningen av tilsynet. Det er en utfordring for direktoratet at beslutningen medfører ytterligere økte tilsynsoppgaver, utvikling av detaljregelverk på området, samt avklaring av enkelte grenseflatespørsmål mv.

3.2 REGELVERKSUTVIKLING

Som det har vært orientert nærmere om i Oljedirektoratets årsberetning for 1992, er det nye regelverket under sikkerhetsforskriften («teknologiregelverket») nå fullt ut trådt i kraft. Det er Oljedirektoratets vurdering at det nye regelverket generelt er godt mottatt i næringen, selv om industrien er blitt stilt overfor enkelte nye utfordringer. Året 1993 har vært preget av en innkjøringsfase, med utstrakt dialog mellom myndigheter og næring med hensyn til hvordan enkeltbestemmelser i regelverket skal forstås og etterleves.

Som en konsekvens av det nye teknologiregelverket og av den generelle utviklingen på regelverksområdet, vil mer av den detaljerte normeringen, som tradisjonelt har vært omhandlet i myndighetenes regelverk, fremkomme av industriens egne spesifikasjoner, eller gjennom utarbeidelse av industristandarder. Oljedirektoratet har derfor i 1993 prioritert deltakelse i standardiseringsarbeid som er vurdert å ha særskilt betydning for sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten.

Det er en målsetting for direktoratet på sikt å kunne overføre deler av det mer tekniske regelverket til standardiseringsorganisasjonene med sikte på at dette blir utgitt som, eller innlemmet i nasjonale eller internasjonale standarder. En slik utvikling vil ytterligere forenkle Oljedirektoratets regelverk, og dermed også bidra til å redusere behovet for vedlikehold og oppdatering av dette.

3.2.1 Regelverk under arbeidsmiljøloven

Oljedirektoratet begynte i 1991 arbeid med å identifisere behovet for og utarbeide rammer for regelverk for arbeidsmiljøforhold i petroleumsvirksomheten. Dette kartleggingsarbeidet, samt erfaringer fra tilsynsvirksomheten, viste at det ikke var behov for å utvikle nye krav til arbeidsmiljøet, men at det var et behov for å synliggjøre krav som allerede eksisterer i form av henvisninger til normer og standarder, presedenssettende enkeltvedtak mv, samt å foreta de nødvendige endringer som følge av EØS-avtalen.

Arbeidet med å utarbeide utkast til forskrift ble påbegynt i 1992. Forskriften vil bli fastsatt i medhold av arbeidsmiljøloven av 1977 og kongelig resolusjon av 27.11.1992 om forskrift om arbeidervern og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten, og har til hensikt å uttype disse.

Målsettingen for utarbeidelsen av denne forskriften har vært å:

- bidra til at arbeidsmiljøforhold i petroleumsvirksomheten kan bli regulert på en strukturert og helhetlig måte,
- utforme regelverket under arbeidsmiljøloven i

samsvar med den mal og de strategier som ble lagt til grunn for utforming av «teknologiregelverket» under sikkerhetsforskriften,

- gjennom samarbeid med berørte myndigheter, å bidra til en mest mulig enhetlig nasjonal regelverksutforming og å redusere det totale antall «konkurrerende» forskrifter og veiledninger.

Forskriften skal bidra til å sikre et arbeidsmiljø i henhold til intensjonene i lovgivningen. Dette søkes oppnådd blant annet ved å presisere krav i arbeidsmiljøloven og ved å legge til rette for myndighetenes tilsyn også på dette området. Forskriften vil legge til rette for styring av virksomheten basert på plikten til internkontroll.

Forskriften vil stille krav til systematikk i planlegging og gjennomføring i alle faser av petroleumsvirksomheten og legger vekt på at partene deltar aktivt i henhold til arbeidsmiljølovens intensjon. Gjennom forskriften ønsker en også å forenkle og forbedre myndighetenes saksbehandling.

Sammen med tilhørende veiledninger skal forskriften ivareta forhold som har vært regulert i forskrifter som vil bli opphevet når den nye forskriften trer i kraft. Forskriften skal også klargjøre forholdet til annet nasjonalt regelverk, samt til nasjonalt og internasjonalt anerkjente normer på arbeidsmiljøområdet.

Forskriften er gitt navnet «Forskrift om systematisk oppfølging av arbeidsmiljøet i petroleumsvirksomheten med utdypende veiledninger». Etter samtykke fra Kommunal- og arbeidsdepartementet ble utkastet sendt på eksternt høring i desember 1993, med en høringsfrist på tre måneder.

Under arbeidet med forskriftsutkastet og de tilhørende veiledningene har Oljedirektoratet vært i formell dialog med berørte parter gjennom forumet Ekstern Referansegruppe for Regelverksutvikling (ERR).

3.3 TILSYNSVIRKSOMHETEN

Tilsynet med sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten er gjennomført i samsvar med prioriterte satsingsområder for 1993. Som i 1992 har problemstillinger knyttet til Ekofisk 2/4-T (Ekofisk-tanken) vært sentrale i tilsynet.

Det er gjennomført en rekke gjennomgående tilsynsoppgaver, det vil si tilsyn som er rettet mot flere operatørselskaper innenfor samme problemområde, noe som gir det nødvendige grunnlag for å bedømme den generelle tilstand innenfor de enkelte områder.

3.3.1 Samtykker

I 1993 ble det gitt tilsammen 107 samtykker, mot 118 året før. Samtykkene fordeler seg slik (tall for 1992 i parentes):

4 (8)	samtykker til undersøkelse
29 (36)	samtykker til leteboring
4 (13)	samtykker til detaljprosjektering
14 (15)	samtykker til fabrikkasjon
13 (10)	samtykker til installering

17 (16)	samtykker til bruk
10 (6)	samtykker til ombygging eller endring av bruksformål
1 (0)	samtykke til fjerning
15 (14)	samtykker til bruk av servicefartøy

3.3.2 Prioriterte satsingsområder

I 1993 har Oljedirektoratet prioritert tilsynsaktiviteter under følgende satsingsområder:

- bruk av ny teknologi
- operatørers/arbeidsgiveres forebyggende verne- og miljøarbeid
- boring av brønner med høyt trykk/høy temperatur
- modifikasjoner/tilknytninger til eksisterende innretninger
- tiltak for å verne det ytre miljø
- systemer for vedlikeholdsstyring
- oppfølging av Ekofisk 2/4-T

3.3.2.1 Bruk av ny teknologi

I de langsiktige planer for Oljedirektoratets tilsyn legges det til grunn at det teknologiske mangfoldet vil øke og at det vil bli stilt strengere krav til kostnads-effektive løsninger. Gjennom et regelverk bygget på funksjonskrav, er det lagt til rette for at næringen skal kunne ta i bruk nye løsninger og ny teknologi, under forutsetning av at sikkerhet og arbeidsmiljø blir ivare tatt på et nivå som minst er på høyde med det som følger av forskriftene med tilhørende veiledninger.

Selv om Oljedirektoratet på denne måten søker å stimulere nytenkning og teknologiutvikling, vil nye og uprøvde løsninger ofte inneholde et usikkerhetsmoment når det gjelder virkningen på sikkerhet og arbeidsmiljø. Oljedirektoratet har derfor gjennomført særskilte tilsynsaktiviteter for å undersøke hvordan operatørene forholder seg til disse aspektene når nye løsninger, utstyr og metoder planlegges tatt i bruk.

Erfaringene fra disse tilsynsaktivitetene er gjennomgående positive, og viser at operatørselskapene allerede tidlig i utbyggingsprosjektene arbeider systematisk med å kvalifisere de løsninger som planlegges brukt.

3.3.2.2 Operatørers/arbeidsgiveres forebyggende verne- og miljøarbeid

Oljedirektoratets aktiviteter under dette satsingsområdet ble påvirket av at arbeidsmiljøloven fra 1.1.1993 ble gjort gjeldende på flyttbare innretninger. Planen ble derfor justert slik at det ble utført et omfattende tilsyn mot flere operatørselskaper, redere og underentreprenører. I disse aktivitetene ble det blant annet fokusert på:

- operatørens ivaretagelse av sin særlige plikt til internkontroll,
- operatørens systemer for rigginleie, evaluering og tilsyn,
- hovedbedriftens samordning av de ulike virksomheters verne- og miljøarbeid,
- arbeidsgiverens ansvar etter arbeidsmiljøloven,
- kartlegging av arbeidsmiljø, herunder yrkeshygiene, ergonomi, organisatoriske forhold, arbeidstidsforhold, layout, belysning, støy etc,

- arbeidstakermedvirkning, herunder verneombudssystem og arbeidsmiljøutvalg.

Hovedinntrykket er relativt positivt. Selv om resultatene fra disse aktivitetene viser at det er variasjoner med hensyn til implementering og etterlevelse av krav i arbeidsmiljøloven på flyttbare innretninger, registreres det en positiv utvikling.

I tillegg til at entreprenører selv har plikt til å påse at lover og forskrifter blir fulgt, har operatørselskapet et særlig ansvar for å påse at den som utfører arbeid for seg, overholder bestemmelsene. Ved søknad om samtykke til aktivitet der innleie av flyttbar innretning inngår, skal operatørselskapet gi en status med hensyn til hvordan blant annet arbeidsmiljølovens krav vil bli ivaretatt. Tilsynet har ved flere anledninger påvist uoverensstemmelser mellom den oppgitte status og de faktiske forhold.

Operatørens systemer for evaluering av flyttbare innretninger og redere ved rigginleie, har i enkelte tilfeller vist seg å være mangelfulle. Beskrivelser av rutiner som skal følges i forbindelse med rigginleie, har for eksempel ikke inneholdt henvisninger til krav i arbeidsmiljøloven og forskrifter til denne.

Det har videre vist seg at ansvar, myndighet og oppgaver som gjelder for hovedbedriftens samordning av de ulike bedriftenes verne- og miljøarbeid, ikke alltid har vært tilstrekkelig avklart. Det er på denne bakgrunn positivt at Oljeindustriens Landsforening (OLF) og Arbeidsgiverforening for skip- og offshorefartøyer (ASO) arbeider med å komme fram til en mal for utforming av hovedbedriftsavtaler.

Den største utfordringen industrien står overfor på dette området er å jobbe aktivt med forebyggende verne- og miljøarbeid. Det er i den sammenheng registrert et betydelig forbedringspotensiale når det gjelder arbeidsgiverens rutiner for å kartlegge arbeidsmiljøet på flyttbare innretninger med sikte på å forebygge helseskader på kort og lang sikt.

Overgangen fra verne- og miljøutvalg etter sjøfartslovgivningen til arbeidsmiljøutvalg etter arbeidsmiljøloven, har tatt noe lengre tid enn forventet. Etter å ha gjort næringen oppmerksom på og informert om det gjeldende regelverk på dette området, har Oljedirektoratet gjennomført revisjon mot de modeller som er etablert for organisering av arbeidsmiljøutvalg på flyttbare innretninger. Gjennom dette tilsynet ble det påvist flere brudd på regelverket.

For å sikre at alle arbeidstakere, uansett ansettelsesforhold, skal bli representert i arbeidsmiljøutvalg som dekker den enkelte innretning, har Oljedirektoratet sendt varsel om pålegg til operatørselskapene om opprettelse av felles stedlig arbeidsmiljøutvalg. I det nye regelverket under arbeidsmiljøloven som er under utarbeidelse, vil det bli tatt inn krav om dette. Det er positivt å registrere at næringen arbeider aktivt med å utvikle slike utvalg.

Verneombudssystemet på flyttbare innretninger er også blitt undersøkt, og funnet stort sett å fungere i samsvar med intensjonene.

3.3.2.3 Boring av høytrykksbrønner

Det er boret tre brønner i kategorien høyt trykk/høy temperatur i 1993. Tilsynsaktiviteter som Oljedirektoratet har gjennomført i 1993 rettet mot boring av slike brønner, viser at det utføres et omfattende planleggingsarbeid i forkant av boringene, og at boringene har vært gjennomført på en forsvarlig måte. Fremdeles påvises det likevel mangler når det gjelder oppdatering og etterlevelse av styrende dokumentasjon. På grunn av de særlige utfordringene forbundet med brønner med høyt trykk og høye temperaturer, ser Oljedirektoratet det som særlig viktig at styringssystemene er fullt ut på plass, slik at også framtidig boring under slike forhold kan foregå på en forsvarlig måte.

3.3.2.4 Større modifikasjoner/tilknytning til eksisterende innretninger

Oljedirektoratet har i 1993 videreført aktiviteter mot operatørselskapenes ivaretagelse av regelverkskrav når det gjennomføres større ombygginger, blant annet i forbindelse med at nye feltutbygginger knyttes opp mot eksisterende innretninger for prosesserings- og transportformål.

Særlig har Oljedirektoratet rettet oppmerksomheten mot hvordan operatørselskapene styrer samtidige aktiviteter med hensyn til å opprettholde fullt forsvarlig sikkerhet og arbeidsmiljø til enhver tid. Tilsynet viser at det fremdeles er til dels store variasjoner hos operatørene når det gjelder klarhet i ansvars plassering, samordning, kommunikasjon og dokumentasjon i denne type prosjektaktiviteter.

I tillegg til de direkte sikkerhets- og arbeidsmiljømessige aspekter, har det vist seg at slike svakheter i styringssystemene ofte medfører undervurdering av arbeidets omfang og til dels betydelige kostnadsoverskridelser.

Under dette satsingsområdet er det også ført tilsyn med operatørens ivaretagelse av såvel selskapsinterne som myndighetenes krav til ergonomisk utforming av kontrollrom. Tilsynet viser at enkelte operatører i begrenset grad foretar en systematisk vurdering, implementering og oppfølging av ergonomiske forhold i sin alminnelighet, og ved utforming av kontrollrom spesielt.

3.3.2.5 Operatørers tiltak for å verne det ytre miljø

Oljedirektoratet har i 1993 gjennomført én tilsynsaktivitet rettet mot operatørers ivaretagelse av regelverkskrav med hensyn til redusert bruk av oljebasert boreslam, reinjeksjon av oljeholdig borekaks, samt arbeidsmiljøforhold i de tilfellene oljebasert boreslam må brukes. Hovedinntrykket fra aktiviteten er positivt, men Oljedirektoratet vil være varsom med å trekke generelle konklusjoner om tilstanden på dette området før det er foreligget et større erfaringsgrunnlag.

3.3.2.6 Vedlikeholdsstyring

Dette satsingsområdet er en videreføring av aktiviteter som har strukket seg over flere år. En større systemrevisjon mot ett operatørselskaps system for vedlikeholdsstyring etterlot et positivt inntrykk.

Generelt viser det seg fortsatt at vedlikehold av eldre innretninger er en sikkerhetsmessig utfordring. Når utstyret nærmer seg slutten av den planlagte levetiden, øker hyppigheten av feil. Lekkasje av hydrokarboner er en type feil som ofte opptrer i forbindelse med aldring av utstyr, og som er særlig bekymringsfull på grunn av det store risikopotensialet som er forbundet med hydrokarbonlekkasjer.

Denne utviklingen søker selskapene å motvirke gjennom bedre vedlikeholds- og inspeksjonsmetoder. En grunnleggende forutsetning for dette er en nøyaktig registrering og oppfølging av utstyret, noe som igjen forutsetter at teknisk dokumentasjon og tegningsunderlag er oppdatert. På de fleste eldre innretninger har det over lang tid vært foretatt mindre modifikasjoner, utskifting av utstyr ol, som ikke fullt ut er fanget opp i dokumentasjonen, slik at det er et omfattende arbeid å oppdatere tegningsunderlag og annen teknisk dokumentasjon.

Lavere oljepris medfører økte krav til kostnadsreduksjoner og lavere drifts- og vedlikeholdsutgifter. Dette oppmuntrer operatørene til å ta i bruk nye og mer kostnadseffektive drifts- og vedlikeholdsformer. Bruk av slike metoder forutsetter at operatørene samtidig styrker sine administrative systemer for styring av vedlikeholdsaktivitetene.

3.3.2.7 Oppfølging av Ekofisk 2/4-T

Oljedirektoratet har i 1993 brukt betydelige ressurser på oppfølging av det pålegget som ble gitt 18.11.1992 om ivaretagelse av sikkerheten på 2/4-T. Oljedirektoratets oppfølging av Phillips' aktiviteter har i første rekke vært konsentrert om vurdering og oppfølging av nødvendige risikoreducerende tiltak i perioden fram til en ny, langsiktig løsning står klar, samt vurdering av de langsiktige løsninger som rettighetshaverne har presentert.

Når det gjelder de kortsiktige risikoreducerende tiltakene har Oljedirektoratets oppfølging vært konsentrert om forhold som oppgradering av rømningsveier og brannbeskyttelse av essensielle rom, tiltak for oppgradering av nødavstengningssystemet, samt visse administrative tiltak knyttet til styring av arbeidsordrer og sikkerhetsstyring generelt.

Videre har Phillips satt strenge restriksjoner med hensyn til antall tillatelser til varmt arbeid på Ekofisk-tanken. Et positivt forhold er at det i 1993 er registrert færre branntilløp og alvorlige gasslekkasjer enn i de foregående år.

Rettighetshavernes planer for langsiktig løsning er vurdert av Oljedirektoratet. I slutten av 1993 ble det lagt fram to ulike løsninger, den ene innebærer bygging av et nytt feltsenter, den andre er basert på fortsatt bruk av eksisterende innretninger. Både rettighetshaverne og Oljedirektoratet anser at alternativet som innebærer nytt feltsenter sikkerhetsmessig er den beste løsningen.

3.4 ERFARINGER MED INTERNKONTROLL

Oljedirektoratet har i 1993 videreført arbeidet med å vurdere kvalitetssikringsfunksjonen i operatørselska-

pene, med fokus på kvalitetssikringsenhetenes ansvar og oppgaver, og samspillet mellom disse enhetene og linjeorganisasjonen i selskapene.

Erfaringene som er gjort, utfyller de slutninger som framkom i 1992, og viser at styrende dokumentasjon ikke i tilstrekkelig grad er oppdatert slik at den reflekterer de faktiske styringssystemene. Dette kan skyldes at de fleste operatørselskapene har valgt å gjøre store deler av den styrende dokumentasjonen avhengig av gjeldende organisasjonsutforming. Hyppige reorganiseringer, slik tilfellet har vært i de fleste operatørselskapene, har derfor medført behov for å revidere den styrende dokumentasjonen. Det ser ikke ut til at operatørene har satt av tilstrekkelig tid og ressurser til å utføre dette arbeidet i forbindelse med interne reorganiseringer.

I tillegg har styrende dokumentasjon i mange tilfeller vist seg mangelfull med hensyn til å beskrive hvordan regelverkskrav skal etterleves i virksomheten.

Oljedirektoratet etterlyser videre en mer aktiv medvirkning fra linjeledelsen med hensyn til prioritering av internt tilsyn i selskapene, og det synes å være et klart potensiale for å bedre samspillet mellom linjeledelsen og kvalitetssikringsstaben. Linjeledelsen spiller gjerne en tilbaketrukket rolle og bruker ikke dette styringssystemet på en aktiv måte slik som regelverket tilsier. Kvalitetssikringsenhetene synes på sin side i noen tilfeller å være noe passive og avventende i forhold til linjeledelsen.

3.5 FAGLIG SAMARBEID I TILSYNET

I kongelig resolusjon av 28.6.1985 om ordningen av tilsynet er det forutsatt at Oljedirektoratet i tilsynet med sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten skal benytte seg av faglig kompetanse hos andre myndigheter og offentlige institusjoner på områder der direktoratet ikke har egen kompetanse. I forholdet til de myndigheter som har selvstendig tilsynsmyndighet spiller Oljedirektoratet en koordinerende rolle.

Samarbeidet med disse etater har i all hovedsak forløpt tilfredsstillende, og bidrar til et effektivt og hellig tilsyn med virksomheten.

3.6 PERSONSKADER

3.6.1 Generelt

Oljedirektoratet mottar rapporter om personskader og dødsulykker som inntreffer i forbindelse med petroleumssaktivitet på faste og flyttbare innretninger på norsk kontinentalsokkel. Rapporteringen kan hovedsakelig deles inn i to kategorier:

Varsling

Ved dødsulykker og alvorlige personskader varsles direktoratet umiddelbart. Varslingen er utgangspunkt for vurdering av videre oppfølging fra direktoratets side. Oppfølgingen skjer blant annet i form av utreise og undersøkelse i samarbeid med politiet eller oppfølging av selskapets egen gransking av ulykken.

Rapportering

I tillegg til varsling av alvorlige personskader og dødsulykker mottar Oljedirektoratet melding om personskader som har ført til fravær inn i neste 12 timers skift og skader som krever medisinsk behandling. Denne rapporteringen er grunnlaget for statistikk som blant annet gjengis i årsberetningen. Rapporteringen er et arbeidsgiveransvar, men operatørselskapene skal ha oversikt over hendelser på sine innretninger. Det statistiske grunnlagsmaterialet som blir registrert i Oljedirektoratet sammenholdes årlig med oversikter fra operatørselskapene, slik at underrapportering og eventuell feilregistrering kan rettes opp. For utarbeidelse av skadefrekvenser sammenstilles personskadene med arbeidstimer rapportert kvartalsvis fra de enkelte innretninger og felt.

Selv om en så omfattende rapportering har flere mulige feilkilder, mener Oljedirektoratet at en forholdsvis stabil rapporteringspraksis er innarbeidet hos de enkelte operatørselskapene. Skadefrekvensen kan imidlertid variere en del fra operatør til operatør. De statistiske oversiktene som presenteres i årsberetningen burde likevel gi et rimelig korrekt uttrykk for skadebildet på kontinentalsokkelen.

3.6.2 Skadetyper og årsaksforhold

Ut fra årsaksbeskrivelsene på rapporteringsskjemaene for 1993 ser det ut til at det i år er stort sett de samme farlige forhold og handlinger som medvirker til personskadene som i 1992. Oljedirektoratet vil rette oppmerksomheten mot følgende:

- Klem- og sårskader på hender og fingre var vanligste skadetype. Dette skyldtes i stor grad uheldig arbeidsstilling i forhold til utstyr som opereres og feil bruk av verktøy og utstyr. Det ser også ut til å

ha vært en økning i klem- og sårskader forårsaket av at utstyr og verktøy som håndteres, ikke har vært i forskriftsmessig stand.

- Andelen øyeskader har økt fra 16,0 % i 1992 til 21,8 % i 1993. Dette må sees i sammenheng med at utilstrekkelig verneutstyr er en av de hyppigst forekommende farlige forhold direktoratet har registrert i 1993. Det ser imidlertid ut til at øyeskader forårsaket av luftbårne partikler har avtatt, mens det er blitt forholdsvis flere øyeskader i forbindelse med kjemikaliebehandling, malearbeid ol.
- Når det gjelder forstuingskader er det i 1993 overveiende skader på bein i forbindelse med feiltråkk på glatte og ujevne overflater. Forstuingskader på hender, armer og skuldre utgjør for 1993 bare 9 % av forstuingskadene mot 26 % i 1992.
- Det er registrert en del færre skader på hode/ansikt i 1993 enn året før. Dette inkluderer tannskader som hovedsakelig oppstår ved uforsiktig bruk av håndverktøy.

3.6.3 Personskader på faste innretninger

Den totale personskadefrekvensen har gått ned med ca 2 skader per tusen årsverk fra 1992 til 1993 etter at etterrapportering for 1992 er lagt til. Oljedirektoratet har registrert 635 personskader på faste innretninger på norsk kontinentalsokkel i 1993, hvorav to med dødelig utgang.

- På Statfjord C omkom to personer da en livbåt falt ned under vedlikeholdsarbeid. Den direkte årsaken til ulykken var feil innfesting av sikringskjettinger. Det ble ved granskingen ikke påvist meka-

Tabell 3.6.3.a

Skadde/døde per 1000 årsverk på faste innretninger (1976–93).

År	Arbeidstimer	Timer per årsverk	Årsverk	Antall skadde (inkl døde)	Antall skadde per 1000 årsverk	Antall døde	Antall døde per 1000 årsverk
1976	4876316	1852	2633	213	80,9	2	0,76
1977	8146948	1852	4399	282	64,1	2	0,45
1978	14932296	1752	8523	624	73,2	6	0,70
1979	14986608	1752	8554	575	67,2	0	0,00
1980	12237720	1752	6985	451	64,6	0	0,00
1981	15612072	1752	8911	415	46,6	0	0,00
1982	14790384	1752	8442	526	62,3	0	0,00
1983	11473848	1752	6549	334	51,0	0	0,00
1984	14643216	1752	8358	491	58,7	1	0,12
1985	15014640	1752	8570	599	69,9	1	0,12
1986	17108280	1752	9765	606	62,1	0	0,00
1987	22169458	1612	13753	832	60,5	0	0,00
1988	19878727	1612	12332	637	51,7	0	0,00
1989	19935637	1612	12367	596	48,2	1	0,08
1990	19852093	1612	12315	571	46,4	1	0,08
1991	22263572	1612	13811	589	42,6	0	0,00
1992	22203641	1612	13774	583	42,3	0	0,00
1993	25411735	1612	15764	635	40,3	2	0,13
Totalt/snitt	295537191		175805	9559	54,4	16	0,10

Fig. 3.6.3.a
Personskader på faste innretninger i perioden 1979–93.

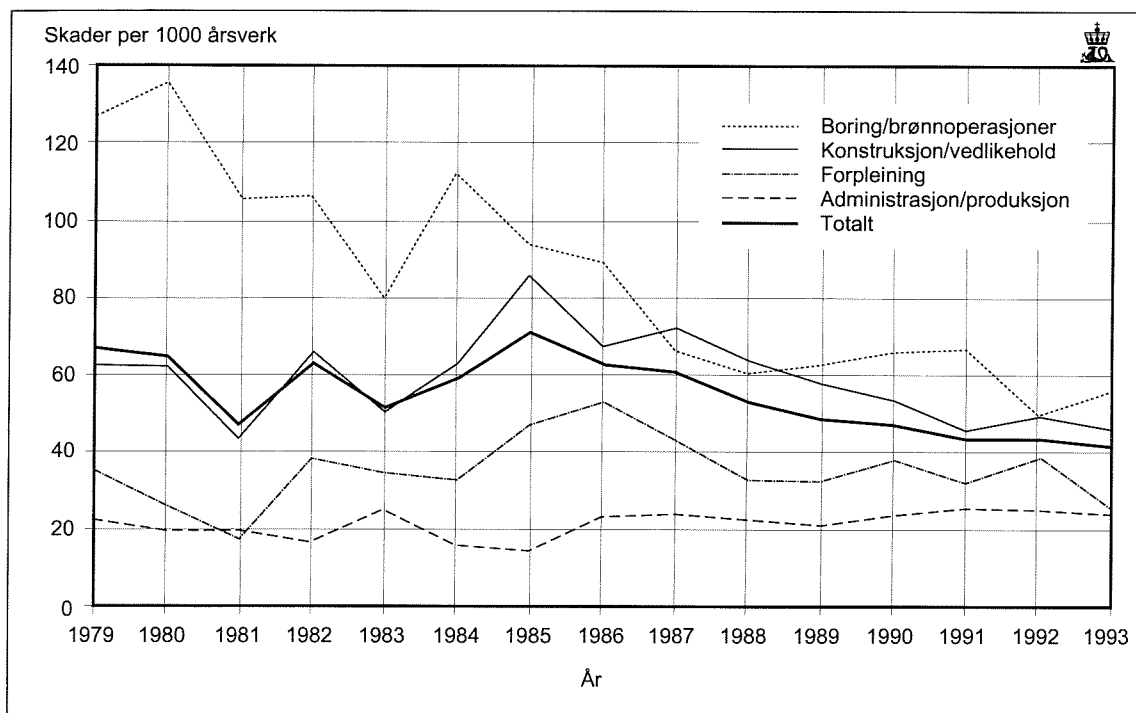
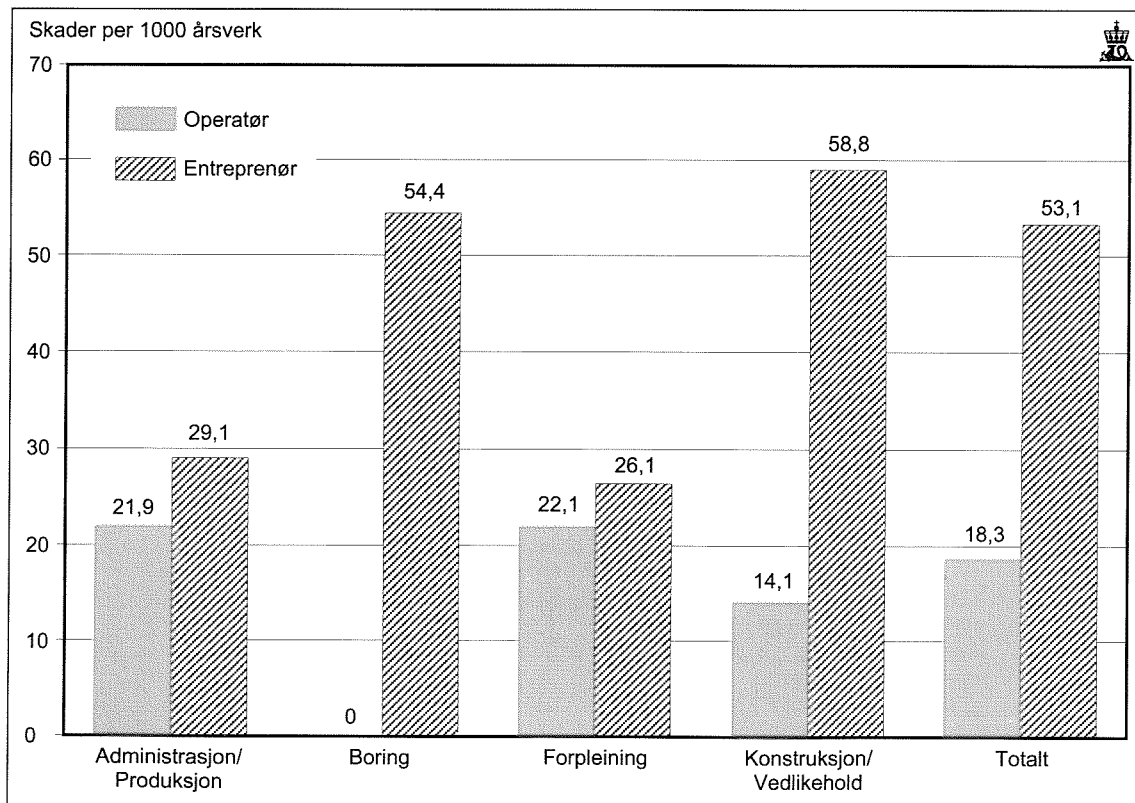


Fig. 3.6.3.b
Skadefrekvens 1993 på faste innretninger, fordelt på operatør- og entreprenøransatte innenfor hovedaktivitetene.



niske feil på utstyr, men uheldig bruk av merkefarger kan ha ført til misforståelse om hvordan innfestingen av sikringskjettingen skulle foretas. Oljedirektoratet har med bakgrunn i denne hendelsen, gått ut med melding til samtlige operatørselskap og anmodet om gjennomgang av rutiner for bruk av avlastningsarrangement i forbindelse med vedlikehold på livbåter.

Skader som har inntruffet utenom arbeidstiden offshore (fritidsskader) er ikke medregnet i statistikken. For 1993 er det registrert 23 slike skader mot 29 for 1992. Fritidsskadene utgjøres hovedsakelig av sår-, tann- og forstuingskader.

Det har vært en økning på ca 13 % i totalt antall arbeidstimer på faste innretninger fra 1992 til 1993. Denne økningen tilsvarer innrapporteringen fra de tre nye faste innretningene på norsk sokkel. Dette er Sleipner hvor Statoil er operatør, Brage med Norsk Hydro som operatør og Draugen hvor Shell er operatør. Dessuten har Elf hatt en dobling av antall arbeidstimer totalt på sine faste innretninger på grunn av tilknytning til Lille Frigg og boring på Heimdal. Dette utgjør ca 3 % av totale arbeidstimer utført på sokkelen. På de andre faste innretningene har det vært relativt små forandringer i arbeidsmengde.

Tabeller og figurer – faste innretninger

Tabell 3.6.3.a viser blant annet en oversikt over personskader per 1000 årsverk i tidsrommet 1976–1993 på faste innretninger og på den flyttbare produksjonsinnretningen «Petrojarl 1» som var i aktivitet på norsk sokkel i 1991.

Skadefrekvensen for 1993 tilsvarer 25 skader per million arbeidstimer. Skadefrekvensen for 1992 er korrigert som følge av at 12 personskader er blitt etterrapportert.

Figur 3.6.3.a viser utviklingen av personskadefrekvensen for perioden 1979–1993 for de forskjellige hovedaktivitetene. Den markerte endringen fra 1991 til 1992 innenfor boring og brønnoperasjoner, er utlignet noe for 1993, men fortsatt er skadefrekvensen for denne funksjonen godt under nivået for årene før 1992. Boring og brønnoperasjoner er tradisjonelt sett på som den mest risikoutsatte aktiviteten og skadefrekvensen økte i år til 54,4 fra 49,1 skader per 1000 årsverk i fjor. Denne funksjonen har over tid hatt den mest markante reduksjonen i skadefrekvens.

Forpleining som står for den minste andelen av arbeidsmengden med ca 9,2 % av totalt arbeidede timer, stod i 1993 for 5,7 % av skadene mot 8,7 % i 1992. Skadene var hovedsakelig sårskader i forbindelse med håndtering av utstyr, men også en del brannskader.

Tabell 3.6.3.b.

Fordeling av skader og årsverk på operatør- og entreprenøransatte på faste innretninger (1985- 1993)

Funksjon		1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	
Administrasjon/ produksjon	Årsverk	1575	1293	1692	1985	2099	2259	2366	2499	2607	Operatør
	Skader	80	213	603	454	294	500	424	369	482	Entreprenør
	Skader/1000 årsverk	19	34	44	47	43	50	53	54	57	o
		4	0	9	6	6	12	14	15	14	e
Boring	Årsverk	12,1	26,3	26,0	23,7	20,5	21,7	22,4	21,6	21,9	o
	Skader	50,5	0,0	14,9	13,2	20,7	24,0	33,0	40,7	29,1	e
	Skader/1000 årsverk	0	0	0	0	0	0	0	0	0	o (operatør)
		1384	1371	1567	1883	2128	2027	2239	2340	2590	e (entreprenør)
Forpleining	Årsverk	0	0	0	0	0	0	0	0	0	o
	Skader	0	0	0	0	0	0	0	0	0	e
	Skader/1000 årsverk	130	122	103	112	132	132	147	115	141	o
		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	e
Konstruksjon/ vedlikehold	Årsverk	0	39	94	209	340	396	447	464	498	o (operatør)
	Skader	685	817	1073	882	888	868	953	887	956	e (entreprenør)
	Skader/1000 årsverk	0	5	5	4	3	13	13	17	11	o
		32	40	45	31	36	34	31	34	25	e
TOTALT	Årsverk	0,0	128,2	53,2	19,1	8,8	32,8	29,1	36,6	22,1	o
	Skader	46,7	49,0	41,9	32,9	40,5	39,2	32,5	38,3	26,1	e
	Skader/1000 årsverk	1544	2063	2441	2399	2381	2364	2482	2536	2694	o (operatør)
		3301	3969	6283	4520	4237	3901	4900	4679	5937	e (entreprenør)
TOTALT	Årsverk	61	51	49	51	70	63	65	79	38	o
	Skader	353	354	577	387	306	267	266	269	349	e
	Skader/1000 årsverk	39,5	24,7	20,1	20,8	29,4	25,8	26,2	31,2	14,1	o
		106,9	89,2	91,8	86,5	72,5	68,4	54,3	57,5	58,8	e
TOTALT	Årsverk	3119	3395	4227	4593	4820	5019	5295	5499	5798	o (operatør)
	Skader	5450	6370	9526	7739	7547	7296	8516	8275	9966	e (entreprenør)
	Skader/1000 årsverk	80	90	98	102	116	126	131	150	106	o
		519	516	734	536	480	445	458	433	529	e
TOTALT	Årsverk	25,6	26,5	23,2	22,2	24,1	25,1	24,7	27,3	18,3	o
	Skader	95,2	81,0	77,1	69,3	63,6	61,0	53,7	52,3	53,1	e
	Skader/1000 årsverk	25,6	26,5	23,2	22,2	24,1	25,1	24,7	27,3	18,3	o
		95,2	81,0	77,1	69,3	63,6	61,0	53,7	52,3	53,1	e

Tabell 3.6.3.c.
Arbeidsulykker 1979–93 på faste innretninger. Skadehendelse/Yrke

Skadehendelse	Administrasjon	Boredeksarbeider	Borer	Elektriker	Forpleining	Hjelparbeider	Instrumenttekniker	Kranfører	Maler/sandblåser	Mekaniker/motormann	Operatør	Platearbeider/isolator	Rørlegger	Servicekniker	Stillasbygger	Sveiser	Tårnmann	Andre/uspesifisert	TOTALT	%
Annen kontakt med gjenstander, maskindel i bevegelse	38	285	36	63	69	361	27	18	47	130	46	75	78	62	100	52	91	3	1581	18,7
Brann																				
Eksplisjon ol	0	1	0	3	0	7	0	0	1	5	2	2	4	0	0	3	0	0	28	0,3
Fall til lavere nivå	16	28	12	48	16	107	21	15	54	49	30	36	41	21	34	34	19	3	584	6,9
Fall på samme nivå	34	27	6	56	57	119	21	9	41	38	33	44	62	29	69	42	12	8	707	8,4
Tråkk på ujevnheter, feiltråkk	31	23	8	67	36	107	22	15	51	42	46	36	61	31	60	60	14	8	718	8,5
Fallende gjenstander	9	43	11	11	13	77	6	1	16	32	7	38	35	22	62	26	5	2	416	4,9
Annen kontakt med gjenstand i ro	26	22	5	55	36	83	33	9	64	58	25	72	54	25	73	41	12	4	697	8,3
Håndteringsulykker	24	85	10	84	109	195	30	15	55	155	45	116	117	48	86	91	32	3	1300	15,4
Kontakt med kjemisk fysikalske forbind.	6	17	0	15	34	68	10	2	100	21	25	23	26	21	9	30	8	0	415	4,9
Overbelastning av kroppsdel	27	46	7	46	35	120	12	10	42	55	41	34	62	26	73	27	19	4	686	8,1
Splinter, sprut	17	29	8	35	19	97	6	3	147	68	31	146	160	20	28	274	7	3	1098	13,0
Elektrisk strøm	0	2	0	28	0	1	1	1	0	1	0	2	0	0	1	1	0	0	38	0,5
Ekstreme temperaturer	1	0	0	4	47	5	1	0	1	6	8	8	9	1	4	16	0	1	112	1,3
Fall i sjøen	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	1	4	0,0
Annet	4	3	0	5	3	11	1	2	3	4	3	5	6	0	2	4	0	0	56	0,7
TOTALT	233	611	103	520	474	1359	191	100	623	664	342	637	715	306	601	702	219	40	8440	100
%	2,8	7,2	1,2	6,2	5,6	16,1	2,3	1,2	7,4	7,9	4,1	7,5	8,5	3,6	7,1	8,3	2,6	0,5	100,0	

Skadefrekvensen for forpleiningsaktiviteten har de siste årene variert en del, og hadde en markant reduksjon i 1993 sammenlignet med året før.

Konstruksjons- og vedlikeholdsaktivitetene stod i 1993 for 54,7% av arbeidsmengden, en oppgang fra 52,4% i 1992. Andelen av skadene utgjorde henholdsvis 60,9% og 59,7% av totalen. Dette har medført at skadefrekvensen også for denne gruppen er redusert i forhold til 1992. Denne reduksjonen gjelder for de operatøransatte, mens skadefrekvensen for entreprenøransatte innenfor aktiviteten har økt med 1,3 skader per 1000 årsverk. De vanligste skadetyperne er sår, klem- og slagskader mot hender og hode, samt øyeskader forårsaket av splinter og sprut kombinert med mangelfull bruk av påkrevet verneutstyr.

Funksjonen administrasjon/produksjon viser fortsatt en forholdsvis stabil skadefrekvens. For 1993 er skadefrekvensen redusert med 1,1 skader per 1000 årsverk, noe som hovedsakelig skyldes en markant reduksjon i skadefrekvensen for entreprenøransatte.

Figur 3.6.3.b viser skadefrekvens fordelt på operatør- og entreprenøransatte for 1993 innenfor hovedaktivitetene.

Tabell 3.6.3.b viser fordeling av skader, årsverk og skadefrekvens på operatør- og entreprenøransatte for perioden 1985 til 1993. I 1993 bidro entreprenørselskapene med 63,2% av de totale arbeidstimerne på faste innretninger mot 60,1% året før. 83,3% av skadene skjedde innenfor denne gruppen i 1993 mot 74,3% for 1992. Dette betyr at misforholdet mellom andel i ar-

Tabell 3.6.4.a.
Skadde/døde per 1000 årsverk på flyttbare innretninger (1989–93)

År	Arbeidstimer	Timer per årsverk	Årsverk	Antall skadde (inkl døde)	Antall skadde per 1000 årsverk	Antall døde	Antall døde per 1000 årsverk
1989	3584740	1612	2224	87	39,1	2	0,90
1990	4328907	1612	2685	139	51,8	1	0,37
1991	4878152	1612	3026	159	52,5	0	0,00
1992	4380013	1612	2717	140	51,5	0	0,00
1993	4205431	1612	2609	135	51,7	2	0,77
Totalt/snitt	21377243		13261	660	49,8	5	0,38

beidsmengde og andel i antall skader for operatøransatte og entreprenøransatte igjen har økt. Skadefrekvensen for operatøransatte gikk betydelig ned i 1993 og har aldri vært lavere, mens den for entreprenøransatte økte og var høyere i 1993 enn året før.

Tabell 3.6.3.c viser en kryssreferanse over fordeling av ulykkestyper innenfor de forskjellige yrkeskategoriene. Tabellen viser akkumulerte verdier for perioden 1979–1993.

3.6.4 Personskader på flyttbare innretninger

Totalt 17 flyttbare innretninger har operert på norsk sokkel i 1993, det samme antall som i 1992. I forbindelse med lete- og utvinningsboring fra flyttbare innretninger har Oljedirektoratet registrert 135 personskader, dette er 5 færre enn for 1992. En liten reduksjonen i arbeidsmengde medfører at skadefrekvensen er tilnærmet lik de to siste årene. Direktoratet har registrert fire fritidsskader i 1993, mot en i 1992.

Det har inntruffet to ulykker med dødelig utgang på flyttbare innretninger i 1993.

- En boredekkarbeider på Vildkat Explorer ble drept momentant av en borerørstang som ble satt uventet i bevegelse og traff ham i hodet. Hendelsen ble utløst av feil i en hydraulisk styrekomponent. Granskingen av omstendighetene rundt ulykken har avdekket flere uheldige forhold som angår prosedyrer for denne type arbeid og tilrettelegging av den aktuelle arbeidsoperasjonen.

Oljedirektoratet har på bakgrunn av ulykken bedt alle operatørselskap vurdere sine prosedyrer for denne type arbeidsoperasjoner.

- På Ross Rig omkom en boredekkarbeider da han falt 12 m ned til kjellerdekket. Forulykkede gikk gjennom en dør som vanligvis førte ut på en flyttbar gangbro. Gangbroen var på ulykkestidspunktet forflyttet uten at atkomsten var avsperrert eller merket. Mangelfull vurdering av risikomomenter i forbindelse med flytting av gangbroen samt utilstrekkelig oppfølging og kontroll fra ledende per-

Fig. 3.6.4.a
Skadefrekvens 1991–93 innenfor hovedaktivitetene på flyttbare innretninger.

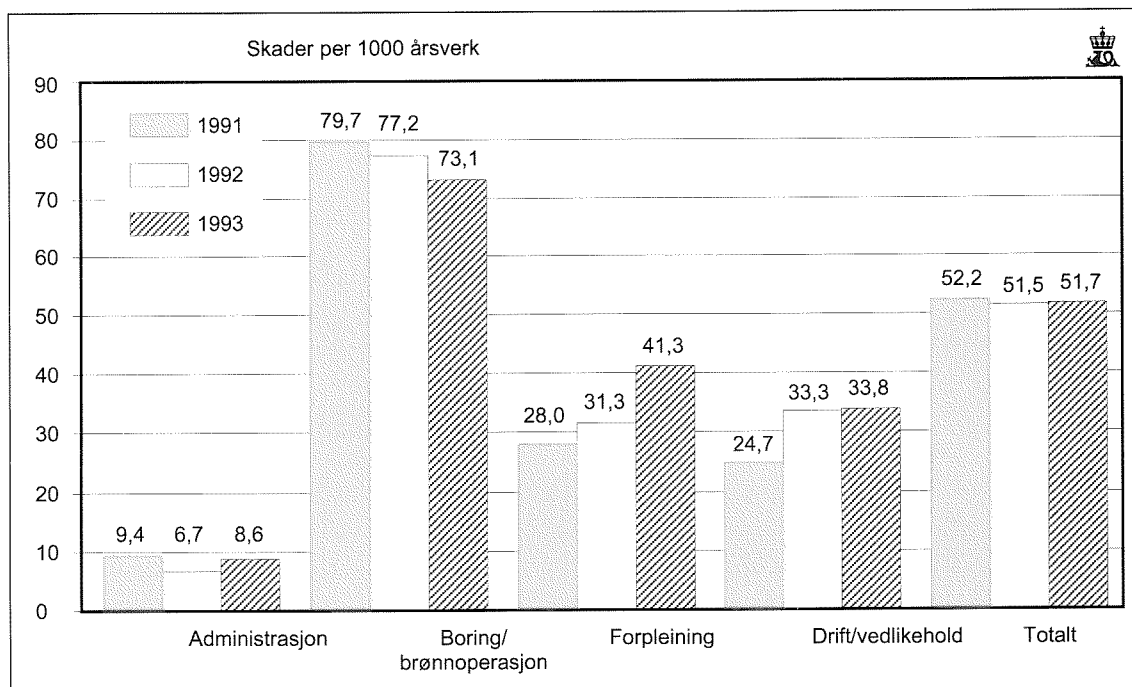
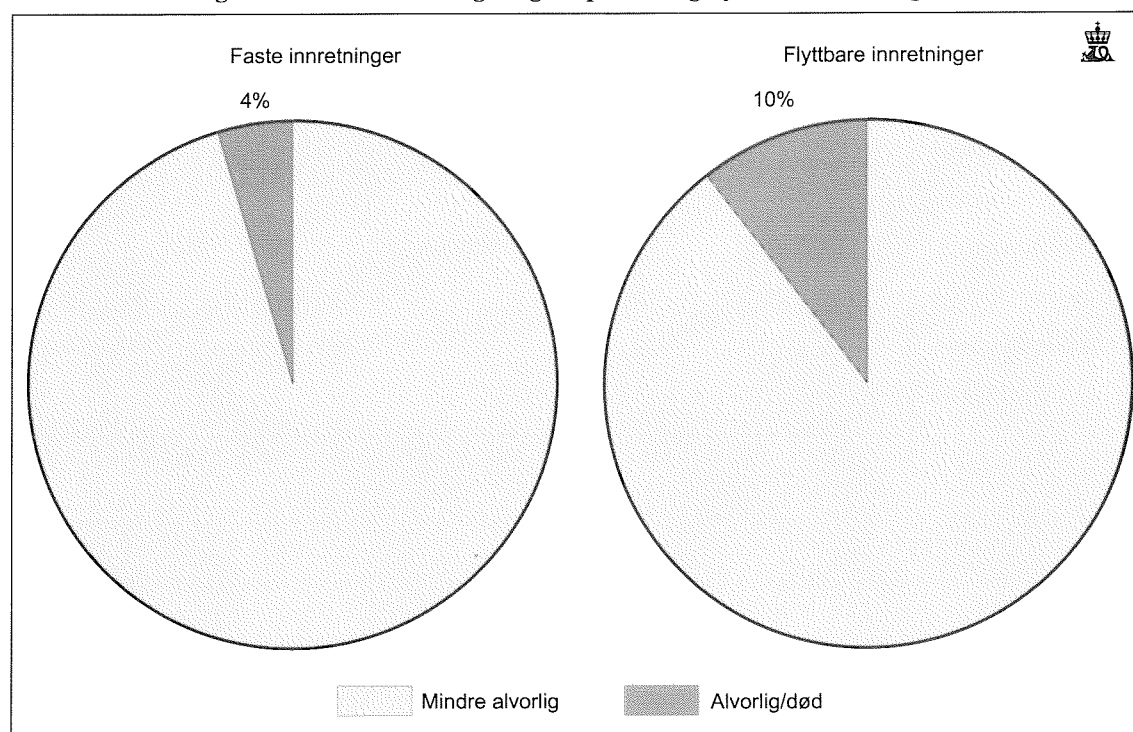


Fig. 3.6.5.a
Prosentvis fordeling av skader etter alvorlighetsgrad på faste og flyttbare innretninger i 1993.



ninger. Den absolutt dominerende skadetyper innenfor boring og brønnoperasjoner for 1993 er sår-, klem- og slagskader i forbindelse med løfteoperasjoner og håndtering av utstyr på boredekk. Mest utsatt er hender, hode/ansikt og føtter. I bare 5 % av tilfellene er boretenger involvert i hendelsesbildet mot 10 % i 1992.

Funksjonene forpleining samt drift og vedlikehold har hatt en økning av skadefrekvensen, men totalt oppveies dette av det forholdsvis store antall skader innenfor bore- og brønnaktivitetene.

Når det gjelder administrasjon holder skadefrekvensen seg under 10 skader pr 1000 årsverk, men antall skader innenfor denne funksjonen er ikke mange.

Når det gjelder forholdet mellom operatøransatte og entreprenøransatte på flyttbare innretninger står operatøransatte bare for 6,2 % av arbeidsmengden, og dette er hovedsakelig av administrativ karakter.

En operatøransatt ble skadet i 1993, og dette var utenfor ordinær arbeidstid.

Tabell 3.6.4.b viser en kryssreferanse over fordelingen av ulykkestyper innenfor de forskjellige yrkeskategoriene. Tabellen viser akkumulerte verdier for perioden 1989–1993.

3.6.5 Oppsummering

Det har i 1993, tross en reduksjon i den totale personskadefrekvensen, dessverre inntruffet tre ulykker som har medført fire dødsfall. Oljedirektoratet ser alvorlig på dette, og hendelsene blir derfor grundig gransket

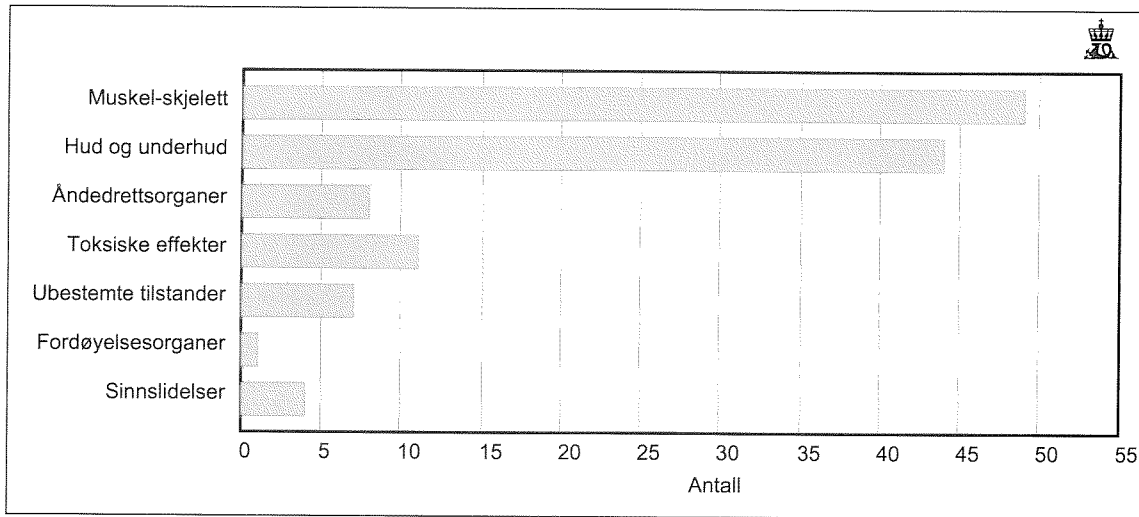
med tanke på å få klarlagt årsaksforholdene best mulig.

Skadefrekvensen for funksjonen boring og brønnaktiviteter har gått noe opp sammenlignet med 1992. Likevel ligger den godt under nivået for årene fram til 1991 og dette kan være et tegn på at den svakt stigende tendensen i årene fra 1989 til 1991 er snudd. Til tross for økt konstruksjons- og vedlikeholdsaktivitet på grunn av installasjon av nye produksjonsinnretninger er skadefrekvensen bare litt høyere enn for 1991, som var den nest laveste skadefrekvensen noensinne etter en markant nedadgående tendens i årene før. Forpleining står for en forholdsvis liten andel av arbeidsmengden og antallet skader, og har de siste 5 årene hatt en skadefrekvens på mellom 30 og 40 skader per 1000 årsverk. For 1993 er det en markant nedgang fra 37,7 til 25,2 skader per 1000 årsverk. Administrasjon/produksjon har hatt stabil skadefrekvens siden 1986, med en liten nedgang for 1993.

For flyttbare innretninger kan det nå se ut som om rapportering og registrering er blitt mer konsistent. Tallmaterialet her er mindre enn for faste innretninger og fortsatt belagt med større usikkerhet. Skadefrekvensen de siste tre årene har ligget i overkant av 50 skader per 1000 årsverk.

Når det gjelder alvorlighetsgraden av personskadene, ser det ut til at det på flyttbare innretninger forekommer forholdsvis flere alvorlige hendelser enn på de faste innretningene. En skade defineres som alvorlig dersom den har eller sannsynlig vil resultere i varige mén (f.eks. amputasjon) eller langvarig arbeidsfravær. Vurderingen baserer seg ikke på en faglig medi-

Fig. 3.7
Diagnosegruppefordeling arbeidsbetingede sykdommer 1993



sinsk vurdering i ettertid, men på den informasjonen som skademeldingene gir. Den prosentvise fordelingen er fremstilt i figur 3.6.5.a

Til tross for begrensningene en må regne med i et så omfattende rapporteringssystem, anser direktoratet at de statistiske oversiktene gir et rimelig korrekt bilde av situasjonen i petroleumsvirksomheten. Selv om reduksjonen i skadefrekvens for faste innretninger ikke er like markert i 1993 som for de foregående år, ser direktoratet det som positivt at den synkende trenden de senere årene ikke ser ut til å være brutt.

3.7 ARBEIDSBETINGEDE SYKDOMMER

Oljedirektoratet har fortsatt å fokusere på arbeidsmiljølovens krav om at sykdom som kan tilskrives arbeidsforholdet skal meldes til tilsynsmyndigheten.

Forekomsten av arbeidsbetingede sykdommer er en av indikatorene på kvaliteten av arbeidsmiljøet, og det er et mål at selskapene etablerer en slik indikator, og bruker denne aktivt i det forebyggende verne- og miljøarbeidet.

Som et ledd i arbeidet med å få bedret rapporteringen, innkalte Oljedirektoratet i juni til et møte med næringen. I dette møtet ble representanter fra de innkalte bedriftenes linjeledelse, verne- og helsetjeneste, verneombud, samt representanter fra fagforeningene orientert om meldeplikten, om hvordan data fra meldingene kan brukes i det forebyggende arbeidet, og om forskriftskrav som vil komme på dette området.

Det ble mottatt 202 meldinger om arbeidsbetinget sykdom. Dette er en økning på nesten 100 % fra 1992, og gir en frekvens på 1,1 % per årsverk. Denne frekvensen er betydelig høyere enn det som er blitt rapportert for industrien på land i Norge, men det er allikevel grunn til å tro at det fremdeles foreligger en betydelig underrapportering, ettersom det fremdeles kommer få eller ingen meldinger fra de største operatørselskapene. I tillegg til de enkeltvise (nominative)

meldingene, har Oljedirektoratet også mottatt summarisk melding om 235 tilfeller av hørselstap.

For å systematisere innkomne meldinger opprettet Oljedirektoratet i 1992 en egen database over arbeidsbetingede sykdommer. Databasen inneholder opplysninger om blant annet vedkommendes tidligere og nåværende arbeidsgivere, yrke, og om hvilke arbeidsmiljøfaktorer som antas å ha forårsaket sykdommen(e), samt tilhørende diagnoser.

Figur 3.7 viser arbeidsbetingede sykdommer registrert i 1993, fordelt på diagnosegrupper i henhold til ICD-klassifikasjon. Figuren omfatter ikke tilfellene av hørselstap forårsaket av støy, fordi disse er meldt både nominativt og summarisk. Til sammen ble det meldt om 313 tilfeller av hørselstap, herav 78 som ble meldt nominativt.

I tillegg til hørselstap domineres bildet av muskel-skjelettlidelser, inkludert lidelser i bindevev, som vanligvis benevnes som belastningslidelser. En viktig årsak til disse er repetitivt monotont arbeid, og arbeid i ubekvemme kroppsstillinger. Andre årsaker til sykdom i denne gruppen er tempostryt og statisk arbeid.

Den tredje dominerende gruppen er hudlidelser. Dette er eksemtilfeller som skyldes eksponering til ulike typer kjemikalier. Gruppen domineres av arbeidstakere som har fått eksem på hendene etter å ha vært i kontakt med oljebasert boreslam. En del tilfeller kan også tilskrives andre organiske forbindelser, inkludert epoxy, og i tillegg kan en viss andel tilskrives uorganiske forbindelser som ulike metaller. Nytt i 1993 er at det er registrert tilfeller av eksem som skyldes eterbasert boreslam. Denne typen boreslam har også ført til andre problemer for arbeidstakerne, i form av luftveisirritasjoner, kvalme og hodepine.

Sykdommer i åndedretsorganene er astma og bronkitt, samt tilfeller av luftveisirritasjon som skyldes luftbårne irritanter, mens diagnosene gruppert som toksiske effekter er en samling av ulike symptomer som har oppstått etter eksponering for kjemikalier. In-

kludert i denne gruppen er tilfeller av såkalt teflonfeber.

Gruppen ubestemte tilstander inneholder ulike symptomer som skyldes eksponering for uheldige arbeidsmiljøfaktorer, men som er vanskelige å klassifisere som sykdom. I gruppen sinnslidelser finnes tilfeller av nevroser som anses å være betinget av psykiske belastninger i arbeidsmiljøet.

Aldring av personell på sokkelen

I den senere tid har det fra flere hold vært uttrykt bekymring for at svært mange arbeidstakere av helsemessige grunner må forlate sin arbeidsplass på sokkelen før oppnådd pensjonsalder. For å belyse forhold relatert til denne problemstillingen arrangerte Oljedirektoratet i samarbeid med Helsedirektoratet seminaret «Aldring av personell på sokkelen». Etter seminaret ble det utgitt en rapport som inneholder manuskripter fra samtlige foredrag, samt en oppsummering av foreslåtte tiltak.

3.8 ARBEIDSMILJØ

3.8.1 Arbeidsmiljø på flyttbare innretninger

Etter at arbeidsmiljøloven ble gjort gjeldende på flyttbare innretninger i petroleumsvirksomheten, har Oljedirektoratet som omtalt i punkt 3.3.2.2 gjennomført et omfattende tilsyn rettet mot arbeidsmiljø på flyttbare innretninger. Målet med disse tilsynsaktivitetene er å bidra til at arbeidsmiljøet på flyttbare innretninger utvikler seg i samsvar med arbeidsmiljøet i petroleumsvirksomheten for øvrig.

Kartlegging av arbeidsmiljø

Det har vist seg at det i varierende grad er blitt foretatt en systematisk kartlegging av arbeidsmiljøet på flyttbare innretninger, og at kvaliteten på kartleggingsaktivitetene dessuten er ujevn. Det eksisterer videre en viss usikkerhet om i hvor stor grad underentreprenør skal gjennomføre kartlegging ut fra sitt selvstendige arbeidsgiveransvar, i forhold til hovedbedriftens ansvar på dette området.

Kjemisk helsefare

På de flyttbare innretningene er det gjennomgående gode stoffregistre med datablad av høy kvalitet. Når det gjelder vurdering av helsefare og valg av det produktet som er minst helsefarlig i samsvar med krav i arbeidsmiljøloven § 11, er det imidlertid påvist mangler ved rutinene for dette.

Ergonomi

Belastningslidelser forårsaket av dårlig tilrettelegging av arbeidet og uheldig utforming av arbeidsplassen utgjør en vesentlig årsak til sykefravær. Gjennom tilsynet er det påvist en del uheldige planløsninger av arbeidsplasser. Det er videre et forbedringspotensiale for utforming av både oppholdsrom såvel som boligkvarter i sin alminnelighet med tanke på denne problemstilling.

Støy

Støy er et stort arbeidsmiljøproblem på flyttbare innretninger. Innretningene er bygget slik at det er meget

vanskelig å foreta modifikasjoner som kan løse problemene på en fullt tilfredsstillende måte. Selv om det er gjort en del målinger av støy, finnes det få gode oversikter som viser i hvilken grad regelverket blir etterlevd i de forskjellige områder på innretningene. Spesifikke krav til støy, i forhold til arbeidstakernes eksponeringstid, er i varierende grad etablert.

Arbeidsbetinget sykdom

Systemene for registrering og melding av arbeidsbetinget sykdom på flyttbare innretninger, har vist seg å være mangelfulle. Flere arbeidsgivere mangler system, prosedyrer og personell med kompetanse til å ivareta disse pliktene. Oljedirektoratet har imidlertid registrert at arbeidsbetingede sykdommer er i ferd med å bli satt på dagsorden i enkelte bedrifter.

3.8.2 Overholdelse av arbeidstidsbestemmelsene

Oljedirektoratet har registrert en positiv utvikling når det gjelder etterlevelse av arbeidstidsbestemmelsene for operatør- og entreprenøransatte arbeidstakere i 1993 på faste og flyttbare innretninger. Systemene som brukes for planlegging, registrering og kontroll med arbeidstid er stort sett gode.

For maritimt personell er det avdekket brudd på kravet i arbeidsmiljøforskriften om at den samlede arbeidstid medregnet overtid, ikke skal overstige 16 timer i døgnet.

For arbeidstakere i oljeserviceselskap er det avdekket brudd på regelen om at fritiden mellom to oppholdsperioder skal ha en varighet på minst 1/3 av den sist avsluttede oppholdsperiode. Dette gjelder særlig for arbeidstakere i oljeserviceselskap som arbeider både på faste og flyttbare innretninger, og som også utfører arbeid på land.

Oljedirektoratet har blitt forelagt tvistesaker om hvordan personell skal klassifiseres etter arbeidstidsbestemmelsene i arbeidsmiljøloven om klassifisering av personell som ledende/særlig selvstendig stilling. Fra oljeserviceselskapenes side er det blitt uttrykt bekymring for at det kan skje forskjellsbehandling mellom konkurrerende selskap når det gjelder slik klassifisering. Oljedirektoratet har på denne bakgrunn støttet et arbeid som Oljeserviceselskapenes Landsforbund (OSSL) har iverksatt for å sikre ensartet klassifisering hos sine medlemsbedrifter.

3.8.3 Innkvartering

Flere operatører har hatt behov for å øke innkvarteringskapasiteten utover kapasiteten på boligkvarteret. Dette har resultert i at det er blitt fremmet søknad om avvik fra midlertidige forskrifter for boligkvarter på produksjonsanlegg mv (boligkvarterforskriften). Slike søknader ble akseptert der det forelå spesielle grunner for det, når kompenserende tiltak var iverksatt og direktoratet etter en samlet vurdering anså bemanningsøkningen for forsvarlig.

De tilfeller som det har vært søkt om fravik for, har vært knyttet til kritiske aktiviteter knyttet til installasjon av nye innretninger, modifikasjoner på eksisterende innretninger i forbindelse med tilknytning av

nye installasjoner, reparasjoner og modifikasjoner av sikkerhetsmessig karakter og for årlig driftsstans. Forutsetningen for å gi fravik har vært at behovet er tilstrekkelig begrunnet, at aktuelle studier og risikoanalyser er utført og at kompenserende tiltak er vurdert og iverksatt. Direktoratet har også lagt vekt på at arbeidstakerne skal delta i avviksbehandlingen.

I ett tilfelle der direktoratet fravek krav i boligkvarterforskriften i forbindelse med årlig driftsstans, ble vedtaket påklaget av arbeidstakerne. Arbeidstakernes representanter hadde også ved behandling i arbeidsmiljøutvalget gått imot å fravike boligkvarterforskriften. Kommunal- og arbeidsdepartementet ga klagerne medhold, slik at Oljedirektoratets vedtak ble omgjort.

Direktoratet vil ved fremtidig behandling av søknader om fravik fra boligkvarterforskriften understreke at normale driftsaktiviteter som vedlikehold, revisjonsstans, modifikasjoner mv ikke anses som grunnlag for fravik. Dette er også understreket i utkast til nytt regelverk under arbeidsmiljøloven.

3.8.4 Tilsyn etter lov om vern mot tobakkskader

Oljedirektoratet overtok tilsynet med ivaretagelse av lov om vern mot tobakkskader (røykeloven) på flyttbare innretninger fra 1.1.1993. Direktoratet har ført tilsyn med ivaretagelse av loven i forbindelse med tilsyn med arbeidsmiljøloven på flyttbare innretninger. Det er påvist forhold som ikke er i samsvar med lovens krav når det gjelder planløsning av innretningene og tildeling av rom for henholdsvis røykere og ikke-røykere. Det er også mangler ved interne rutiner for håndhevelse av loven. Direktoratet har etter tilsynet bedt næringen om å gi en tilbakemelding på hvilke organisatoriske og tekniske endringer som vil bli foretatt for å møte lovens krav.

3.8.5 Tap av radioaktive kilder

I løpet av andre halvår har det inntruffet to hendelser der måleinstrumenter som inneholder radioaktive kilder er blitt mistet og/eller ødelagt nede i borehull. Hendelsene førte til oppfølging både fra Statens forurensningstilsyn, Statens strålevern og fra Oljedirektoratet.

Hensikten med Oljedirektoratets oppfølging er å påvise eventuelle svikt i styringssystemer, som i andre sammenhenger kan føre til mer alvorlige hendelser. I de tilfellene som inntraff i 1993, var imidlertid mengden av radioaktivt materiale som kom ut av kontroll ubetydelig.

3.8.6 Eterbasert boreslam

På bakgrunn av meldinger som indikerer at bruk av eterbasert boreslam kan skape arbeidsmiljøproblemer, har Oljedirektoratet innhentet opplysninger fra operatørselskapene om deres arbeidsmiljømessige erfaringer med bruk av eterbasert boreslam.

De fleste av operatørene som har slik erfaring, har registrert tilfeller av uheldige helsemessige effekter som settes i forbindelse med bruk av eterbasert boreslam. Slike effekter kan være f.eks. iritasjoner i luftveiene og hudiritasjoner. Flest tilfeller synes å være knyttet til hudeksponering.

Oljedirektoratet har som følge av dette, anbefalt at det ved bruk av eterbasert boreslam settes i verk forebyggende arbeidsmiljøtiltak på linje med det som er vanlig i forbindelse med bruk av oljebasert boreslam. Slike tiltak innebærer blant annet ventilasjonstekniske tiltak for å redusere luftveiseksponering, og etablering av rutiner for beskyttelse av hud.

3.9 BEREDSKAP

3.9.1 Omorganisering av Aksjonsutvalget for staten (AKU)

Aksjonsutvalget for staten (AKU) ble opprettet i 1982 for å sikre klarhet og samordning mellom berørte myndigheter ved håndtering av større krisesituasjoner hvor materiell skade og stor forurensning kan oppstå eller har oppstått. AKU har følgende medlemmer: Direktøren i Statens forurensningstilsyn, sikkerhetsdirektøren i Oljedirektoratet, sjøfartsdirektøren, politimesteren ved de to hovedredningsentralene, samt en representant fra Forsvaret. Rundt disse fungerer dessuten et stort stabsapparat.

AKU dekket et klart behov i tiden fram til det ble etablert nytt regelverk under petroleumsloven. Gjennom den strukturendringen som ble introdusert ved dette lovarbeidet, ble det blant annet oppnådd en betydelig bedre avklaring av ansvar hos de berørte etater, som også fikk til rådighet sterkere virkemidler til å håndtere aktuelle kriser. Delvis på grunn av denne utviklingen har AKU aldri funnet det hensiktsmessig å overta ledelsen av aksjoner.

AKU nedsatte i 1990 en arbeidsgruppe som med utgangspunkt i den etablerte myndighetsordning og erfaringene med AKUs rolle, skulle ta stilling til om det fortsatt er behov for myndighetskoordinering ved ulykker, ut over det som følger av etatens forvaltningsansvar.

Arbeidsgruppen la i 1992 fram en rapport som konkluderte med at det er behov for en annen form for myndighetskoordinering enn den som AKU ivaretar i dag. Som følge av dette, har de berørte departementer satt i gang et arbeide med å omforme AKU. Blant annet vil det sondres mellom ulykker i petroleumsvirksomheten og skipsfartsulykker. Tilsynet med operatørens håndtering av en petroleumsulykke vil foregå på grunnlag av en revidert koordineringsinstruks mellom Statens forurensningstilsyn og Oljedirektoratet.

3.9.2 Fjerning av beredskapsfartøy

Norsk Hydro søkte om samtykke til å fjerne et beredskapsfartøy fra Osebergfeltet, slik at ett fartøy vil være i posisjon midtveis mellom Oseberg A og Oseberg C-innretningene. Oljedirektoratet fant å kunne gi samtykke til dette. Endringen skjer i samsvar med intensjoner som er uttrykt i plan for utbygging og drift, hvor det legges opp til at det på lengre sikt bare skal være ett beredskapsfartøy for både Oseberg- og Bragefeltet.

Statoil har også fjernet ett av beredskapsfartøyene på Gullfaksfeltet, slik at det etter dette er ett beredskapsfartøy i posisjon ved tre produksjonsinnretninger

og to lastebøyer på Gullfaksfeltet. Beredskapsfartøyet utfører også servicefunksjoner i forbindelse med oppkobling av tankskip til lastebøyene. Oljedirektoratet har satt i gang et arbeid for å vurdere Statoils grunnlag for denne beslutningen.

3.9.3 Internasjonalt samarbeid om beredskap

North Sea Offshore Authorities Forum (NSOAF) fortsatte i 1993 arbeidet med å få til en harmonisert sikkerhets- og beredskapsopplæring for Nordsjølandene.

Arbeidsgruppen som arbeider med disse spørsmålene, fikk i mai 1993 et nytt mandat som bestod i å få de relevante interesser i petroleumsindustrien til å videreutvikle det konseptet som arbeidsgruppen hadde utarbeidet. I september avholdt arbeidsgruppen et seminar hvor konklusjonene i arbeidsgruppens rapport ble gjennomgått.

På dette seminaret ble det besluttet at det videre arbeid skal videreføres av industrien selv, og E&P-forum påtok seg dette arbeidet. Arbeidet vil bestå i å utarbeide en foreløpig rapport som oppsummerer de tiltak som industrien foreslår. Rapporten skal være ferdig til NSOAFs plenumsmøte i mai 1994.

3.9.4 Fritak fra mobilisering

Norges forsvarsberedskap er basert på prinsippet om totalforsvar, som innebærer at landets samlede ressurser skal tas i bruk i en krigs- eller beredskapssituasjon.

Gjennom en fritaks- og utsettelsesordning gis myndigheter og private bedrifter anledning til å frita nøkkelpersonell fra mobilisering ved en krigs- eller beredskapssituasjon for en nærmere avgrenset periode. Hensikten er blant annet å sikre at livsviktige virksomheter, eksempelvis oljeindustrien, skal kunne opprettholde en viss aktivitet også etter at en krigs- eller beredskapssituasjon har inntruffet.

Oljedirektoratet overtok i 1990 myndighetsansvaret for å administrere ordningen innenfor petroleumsvirksomheten. I operatørselskapene blir ordningen hovedsakelig administrert av personalavdelingene i samarbeid med beredskaps-/sikkerhetsavdelingene som rapporterer endringer i status til Oljedirektoratet.

Det har vært lagt vekt på et nært samarbeid om ordningen mellom operatørselskapene og Oljedirektoratet. I løpet av de siste årene har det vært avholdt både felles og enkeltvis informasjonsmøter for å øke kunnskapene om og forståelsen for fritaks- og utsettelsesordningen.

3.10 BORING

3.10.1 Oversikt over bore- og brønnaktiviteter

I løpet av 1993 har det blitt boret tilsammen 105 utvinningsbrønner på norsk sokkel. Dette er 19 flere enn i 1992. Når det gjelder letebrønner har det imidlertid vært en betydelig nedgang. Det ble påbegynt 27 letebrønner, mot 43 i 1992.

Geografisk er de påbegynte letebrønnene fordelt med 19 i Nordsjøen, 6 i Norskehavet og 2 i Barentshavet.

Andre aktiviteter knyttet opp mot brønnvedlikehold

og ferdigstilling av utvinningsbrønner har hatt en betydelig økning i forhold til 1992. En medvirkende årsak er at behovet for vedlikehold av brønner øker som følge av økende alder på brønnene.

Totalt sett har det således vært en betydelig økning i aktivitetsnivået innenfor bore- og brønnaktiviteter i 1993, selv om leteaktiviteten isolert sett er redusert.

3.10.2 Grunn gass

Oljedirektoratet har i 1993 hatt en nøye oppfølging av selskaper som har benyttet oppjekkable innretninger til boring av letebrønner. Det er særlig blitt fokusert på problemstillinger knyttet til mulige forekomster av grunn gass, og tilsynet har vært rettet inn mot alle faser i den enkelte aktivitet, det vil si fra planlegging og fram til ferdig boret brønn, eventuelt tilbakeplugging.

For Oljedirektoratet har det i denne sammenheng vært svært viktig å bidra til å redusere noe av den usikkerheten som gjør seg gjeldende med hensyn til mulighetene for å kunne kontrollere en eventuell innstrømming av gass i borehullet.

Direktoratet har i den sammenheng akseptert to prinsipielt forskjellige løsninger for å bore topphullseksjonen. Den ene løsningen går ut på at det bores et pilothull. Størrelsen på pilothullet må baseres på teoretiske beregninger og simuleringer, og dokumentere muligheten til å kontrollere en eventuell gassinnstrømming ved å pumpe inn tungt boreslam. Den andre løsningen innebærer bruk av en nedihulls sikringsventil som består av et pakningselement, festet til borestrengen like over borekronen, og som kan pumpes opp ved hjelp av boreslam slik at den stenger mot veggen i borehullet.

3.10.3 Høytrykksbrønner

I tilsynet med bore- og brønnaktiviteter knyttet til brønner med høyt trykk og høy temperatur, har Oljedirektoratet blant annet rettet oppmerksomheten mot valg av utstyr og komponenter som benyttes i slike aktiviteter. Viktige utstyrskategorier i denne sammenheng er f.eks. elastomerer, brønnkontrollutstyr, slanger, utstyr for måling under boring (MWD) og foringsrør.

Oljedirektoratets tilsyn på dette området er i første rekke konsentrert om operatørselskapenes systemer for å spesifisere utstyrskrav og krav til personellkvalifikasjoner.

3.10.4 Reduksjon av utslipp fra borevirksomheten

Enhver form for planlagt utslipp av oljeholdig borekaks har nå opphørt på norsk sokkel. Det enkelte selskap må nå forholde seg til nasjonale såvel som internasjonale bestemmelser, som har strenge krav til rensing av oljeholdig borekaks.

Dette innebærer at det enkelte selskap må ta stilling til om oljeholdig borekaks skal sendes til land for videre behandling, eller om det skal tilbakeføres til brønnene for å injiseres i egnede geologiske formasjoner. Sistnevnte metode har i de senere år fått en betydelig utbredelse. Metoden har gitt gode resultater både med hensyn til miljømessig gevinst såvel som til kostnader.

Tabell 3.10.5**Antall brønner boret med en maksimal hullvinkel mellom 60°-90°**

År/<	60°-65°	65°-70°	70°-75°	75°-80°	80°-90°
1984	2				
1985	3	4			
1986	4	4			
1987	7				
1988	4	1	1	1	
1989	13	1		1	2
1990	8	4	1		3
1991	8	5	5	2	9
1992	9	4	3	3	13
1993	8	4	5	3	31

3.10.5 Høyavviksbrønner

Andelen av brønner som defineres som høyavviksbrønner har fortsatt å øke i 1993. Siden 1984 er det til sammen boret 176 brønner med en maksimal hullvinkel over 60°, hele 51 av disse i 1993. Tabell 3.10.5 viser denne utviklingen. Det går her fram at antallet brønner med avvik over 80°, det vil si helt eller tilnærmet horisontale, er i sterk økning.

Bak denne utviklingen ligger omfattende forskning og utvikling av ny teknologi, såvel som videreutvikling av eksisterende utstyr og teknikker.

Brønner som bores med stor avbøyning, gir store økonomiske fordeler, først og fremst ved at større deler av et reservoar kan nås fra én produksjonsinnretning. Utviklingen er dermed først og fremst økonomisk motivert, men gjennom forskning og utvikling vinner næringen også kompetanse som har positiv virkning på sikkerheten ved bore- og brønnoperasjoner. Dette området innenfor teknologiutvikling er derfor et godt eksempel på at både sikkerhet og lønnsomhet kan forbedres på en forenlig måte.

3.10.6 Midlertidig forlatte brønner

Dersom en letebrønn blir vurdert som en potensiell produksjonsbrønn ved en mulig fremtidig feltutbygging, eller dersom rettighetshaverne av andre grunner ønsker å ha mulighet til å gjenåpne brønnen, er det nødvendig å la brønnehodet stå igjen på havbunnen når boreinnretningen forlater lokasjonen.

I 1993 er 8 brønner midlertidig forlatt, mens det totalt ved årsskiftet er 45 midlertidig forlatte brønner på norsk sokkel. Av hensyn til fiskeriinteressene følger Oljedirektoratet en restriktiv linje når det gjelder å gi tillatelse til å forlate brønner midlertidig. Det har ført til en synkende tendens i antallet brønner som blir midlertidig forlatt.

3.11 NATURDATA

I løpet av 1993 startet innsamling av data om strømforhold, bølger, vind etc på Sleipner- og Draugenfeltene, slik at det nå er datainnsamling fra fire faste målepunkter i Nordsjøen og ett i Norskehavet. I nordområdene ivaretas dette behovet ved at operatørselskap som har leteaktivitet pålegges å sørge for datainnsamling fra de flyttbare leteinnetningene. I hovedsak fungerer denne ordningen tilfredsstillende.

Det har i 1993 vært gjort videre forberedelser til å få startet naturdatainnsamling fra Heidrunfeltet når denne innretningen blir installert.

Det norske meteorologiske institutt fører tilsyn med datainnsamlingen på vegne av Oljedirektoratet, og bidrar dermed til en god kvalitet i dette tilsynet.

Oljedirektoratet har også i 1993 samlet inn naturdata i Barentshavet (Nordkappbanken), på Tromsøflaket og utenfor Vesterålen. Firmaet Oceanor har vært direktoratets kontraktspartner i dette prosjektet, som har hatt en økonomisk ramme på 5 mill kroner i 1993. Kystvaktens fartøy har vært benyttet til å sette ut og hente inn måleutstyret, noe som har gitt en betydelig økonomisk besparelse.

3.12 KONSTRUKSJONER OG RØRLEDNINGER

3.12.1 Oljelekkasje på Draugen

Den 14.11.1993 ble det observert en oljefilm på vannet ca 500 meter fra produksjonsinnretningen på Draugenfeltet. Produksjonen ble stanset, og det ble satt i gang undersøkelser ved hjelp av et fjernstyrt undervannsfartøy. Det viste seg at lekkasjen kom fra en lagercelle i betongunderstellet. Denne og de andre lagercellene på plattformen ble undersøkt. Det ble ikke oppdaget andre lekkasjer, og produksjonen ble startet igjen etter at oljen i den aktuelle lagercellen var pumpet over i en annen celle.

Årsaken til lekkasjen er ikke endelig avklart, men det er konstatert at lekkasjen kom fra to små hull i overgangen mellom cellevegg og toppen av cellen. Shell og Norwegian Contractors, som har bygd plattformen, har begynt arbeidet med å utvikle en metode for å tette hullene. Lagercellen vil ikke bli tatt i bruk før feilen er utbedret.

Operatørselskapet antar at ca 9 m³ olje lekket ut fra lagercellen. Det meste av utslippet ble hurtig løst opp, slik at anslagsvis 1 m³ olje befant seg på overflaten under lekkasjen. Statens forurensningstilsyn som gjorde observasjoner fra sitt overvåkningsfly mens utslippet pågikk, vurderer operatørens anslag av omfanget av lekkasjen som realistisk.

3.12.2 «Ringings»- og «springings»-effektene

Under testing av betongunderstellet til Heidrun i modelltank i 1992 kom det fram at store bølger kan gi en type påkjenninger på de bærende konstruksjonene som kommer i tillegg til de som var lagt til grunn for beregningene.

Effekten virker som en resonant svingning i konstruksjonene, som har sammenheng blant annet med bølgenes høyde, frekvens og form, samt dimensjonene på betongskafet. Denne effekten, som kalles «ringings», fører til at vannmengdene slår høyere opp på konstruksjonen enn det som tidligere har vært beregnet og lagt til grunn for dimensjonering. Fenomenet som sådan har vært kjent tidligere, men det har hittil ikke vært antatt å ha betydning for understell av de dimensjoner som er aktuelle blant annet på Heidrun.

I samarbeid med næringen har Oljedirektoratet ini-

tiert et større forskningsprosjekt som har som målsetting å komme fram til beregningsmodeller som beskriver de effektene som er observert ved modellforsøkene. Prosjektet vil strekke seg over to til fire år, og blir utført av Veritec og SINTEF. I tillegg bruker næringen en god del interne ressurser på området.

Oljedirektoratet har i 1993 utført tilsynsaktiviteter med spesiell fokusering på «ringing» mot Heidrun-, Draugen- og Troll-prosjektene. Det er Oljedirektoratets oppfatning etter tilsynet at problemstillingen nå er vel ivaretatt av operatørselskapene.

3.12.3 Vibrasjoner i flammertårn

Det har de siste årene blitt oppdaget sprekker i flammertårn på flere produksjonsinnretninger. Disse observasjonene kommer i tillegg til at det er registrert en del sprekkdannelser over vannlinjen på stålunderstell, og har ført til at Oljedirektoratet har tatt opp til vurdering spørsmålet om industripraksis på området er god nok.

Ut fra hvordan sprekken i flammertårnene er fordelt, er det sannsynlig at sprekken er forårsaket av vindvibrasjoner som har fått enkeltelementer og større rammer i flammertårnene til å svinge i resonans. Alle standarder på området behandler bare svingning av enkeltelementer, og det er derfor behov for å utvikle metoder for å håndtere svingninger av rammer på en tilfredsstillende måte. Slikt arbeid er påbegynt i 1993 hos Veritec og hos Aker Engineering.

Som en følge av dette har Oljedirektoratet endret regelverkets henvisning til industristandard på dette området. Det arbeides innenfor EU med en ny standard, som vil bli gitt ut i 1994. Denne er en videre utvikling av den tyske DIN-4133, og vil ventelig utgjøre en enda bedre referanse for vibrasjonsberegninger.

3.12.4 Kollisjoner mellom fartøy og innretning

I 1993 er det rapportert tre kollisjoner mellom fartøyer og innretninger. I alle tre tilfellene har kollisjonene vært forårsaket av svikt i framdriftsmaskineriet til fartøyene, som dermed har drevet inn i innretningene. Skadene på innretningene har i alle tilfellene bare ført til relativt små materielle skader.

De siste 13 årene er det registrert 16 kollisjoner mellom konstruksjoner og fartøyer. I tillegg er det registrert en god del bulker på understellene, som indikerer at det har inntruffet flere mindre kollisjoner som ikke er rapportert. Materialet viser at det ikke synes å

være noen forskjell mellom små og store skip når det gjelder kollisjonshyppighet. Dette innebærer at dersom fartøyer tillates å komme innenfor sikkerhetssonen rundt en innretning, må det legges til grunn for dimensjoneringen at det kan inntreffe kollisjon.

3.12.5 Internasjonal standardisering

I 1990 ble det i regi av Norges Byggstandardiseringsråd opprettet en komité som skulle oppdatere Norsk Standard NS 3479 om laster på konstruksjoner. Oljedirektoratet har vært representert i denne komiteen. Etter at arbeidet ble igangsatt ble det også startet arbeid med en europeisk standard (EC) på området. Etter det har arbeidet i komiteen foregått ved at komiteen har fungert som norsk høringsinstans for EC-standarden.

I 1991 opprettet NVS norske referansekomiteer for en ny ISO-standard om «Offshore structures», «Pipeline Transportation System for the Petroleum and Natural Gas Industries» og «Line Pipe». Oljedirektoratet har vært representert i komiteene.

3.13 GASSLEKKASJER, BRANNER OG BRANNTILLØP

3.13.1 Hydrokarbonlekkasjer

Oljedirektoratet har mottatt rapport om 97 hydrokarbonlekkasjer i 1993, mot 106 i 1992. Det er likevel registrert en økning i antall store og middels store lekkasjer. Samtidig er det flere innretninger i drift og produksjonsnivået er større enn noen gang tidligere. Ikke desto mindre ser Oljedirektoratet alvorlig på utviklingen og har gjennom 1993 skjerpet tilsynsaktiviteten mot operatørselskapenes tiltak for å forhindre lekkasjer.

Foreløpige konklusjoner fra tilsynet tyder på at det er viktig å kombinere tekniske tiltak med organisatoriske og motiverende tiltak. Oljedirektoratet har tidligere i stor grad orientert seg mot de tekniske aspektene ved gasslekkasjer, mens det nå legges større vekt på de administrative og jobborganisasjonssider. Oljedirektoratet ser på dette som en mulighet for å skape et nærmere samarbeid mellom selskap og ansatte på dette området, noe som anses som særdeles viktig for å komme problemet til livs.

I denne forbindelse er det positivt at noen operatørselskaper allerede har iverksatt systematiske tiltak for redusere antallet lekkasjer. Disse erfaringene vil bli nyttiggjort i det videre tilsynsarbeidet. Figur 3.13.1.a viser hvordan hydrokarbonlekkasjene fordeler seg etter alvorlighetsgrad.

Tabell 3.13.1 viser videre hvor stor andel av hydrokarbonlekkasjene som er blitt detektert av gassdeteksjonssystemene. Tallene viser at deteksjonssystemene bare fanger opp en mindre del av det totale antall lekkasjer, flest i kategoriene store og middels store.

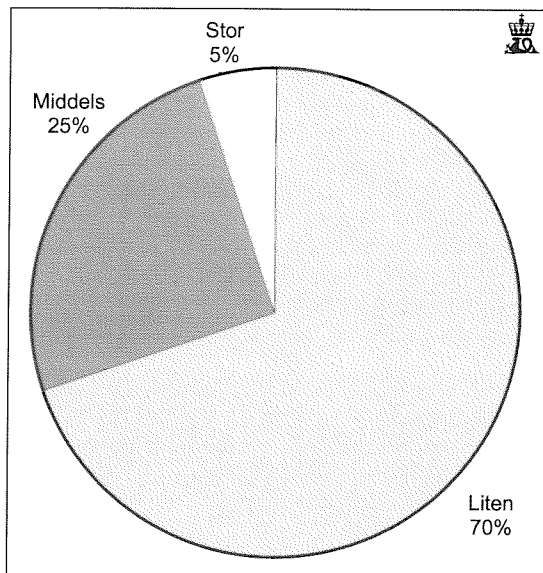
Figur 3.13.1.b og c gir en indikasjon om årsaker til gasslekkasjene, fordelt på operasjonelle og tekniske feil. Inndelingen er basert på Oljedirektoratets vurdering av hvilke forhold som har vært mest betydningsfulle i de enkelte hendelsene.

Tabell 3.13.1
Andel av gasslekkasjer detektert av gassdeteksjonssystem

Alvorlighetsgrad	Antall lekkasjer	Antall automatisk detektert	Utslag i % LEL	
			20 %	60 %
Liten	67	17	12	5
Middels	24	14	2	12
Stor	5	2	0	2

(LEL = Laveste eksplosjonsgrense)

Fig. 3.13.1.a
Fordeling av hydrokarbonlekkasjer etter alvorlighetsgrad



3.13.2 Branner og branntilløp

Oljedirektoratet har registrert 56 branner i 1993, mot 52 branner i 1992. Branner i forbindelse med sveisearbeid sto også i 1993 for den største andelen av antall branner.

Tabell 3.13.2 gir en oversikt over omfanget og årsaken til branner og branntilløp som er rapportert til Oljedirektoratet i 1993. Det går fram at én av de rapporterte brannene er blitt klassifisert som stor (klasse C). Oljedirektoratet konstaterer at brannstatistikken viser en svak økning av små og middels store branner.

Fig. 3.13.1.b
Årsaker til gasslekkasjer – operasjonelle feil

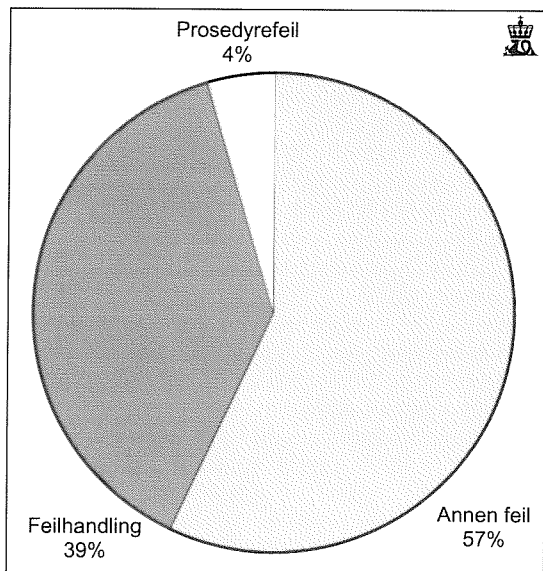
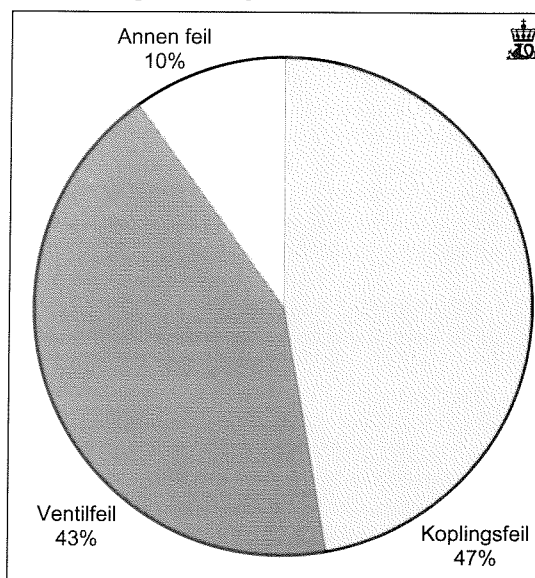


Fig. 3.13.1.c
Årsaker til gasslekkasjer – tekniske feil



3.13.3 Brann på «West Alpha»

Den 13.1.93 brøt det ut brann om bord på leteinretningen «West Alpha», som var i ferd med å bore en letebrønn i Friggområdet for Elf. Brannen brøt ut i et maskinrom som følge av en diesellekkasje. Alt personell som ikke hadde oppgaver i forbindelse med håndteringen av situasjonen ble evakuert med helikopter til Frigg, og ingen kom alvorlig til skade. Maskinrommet der brannen oppsto, fikk imidlertid store brannskader.

Hendelsesforløpet avdekket konstruksjonsmessige svakheter som blant annet førte til at viktige sikringsfunksjoner ble satt ut av funksjon som følge av brannen. Det tok derfor over fem timer før brannen ble slukket, først og fremst fordi de elektrisk drevne brannpumpene ble rammet av svikten i sikringssystemene. I tillegg sviktet ankringssystemene.

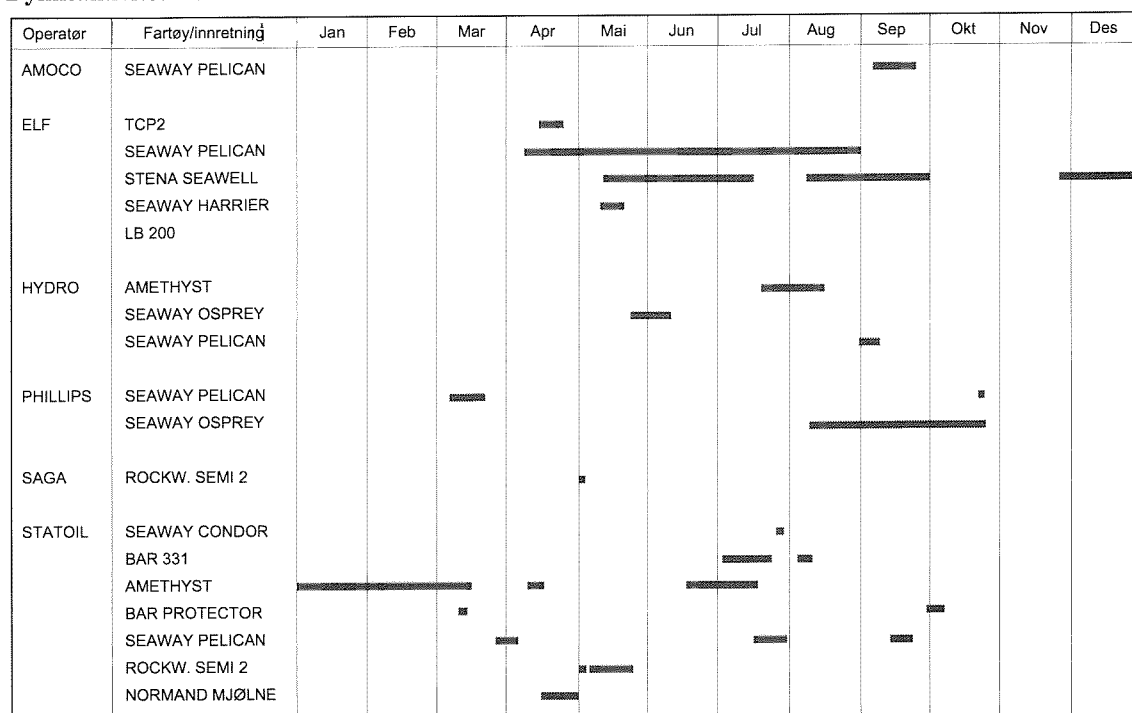
Det finnes ingen innretninger på norsk sokkel som er identiske med «West Alpha», men flere uheldige forhold ved denne ulykken kan likevel være relevante for andre typer boreinnretninger, og for dykker- og

Tabell 3.13.2
Oversikt over branner på faste og flyttbare innretninger

	Faste innretninger			Flyttbare innretninger		
	A	B	C	A	B	C
Sveisearbeid	16	5		1		
Selvantennelse/ varmgang	7	5		1		
Elektrisk kortslutning ol.	6	2		1		
Andre årsaker	4	4		1	2	1
Totalt	33	16		4	2	1

A = liten, B = middels, C = stor

Fig. 3.14.1
Dykkeaktivitet i 1993



kranfartøyer som ofte har lignende maskinromsarrangementer.

Forhold som hadde betydning for utviklingen av ulykken, er hovedsakelig knyttet til kabelføringer, avhengighet mellom hoved- og nødkraftsystem, samt mangelfull trening i bruk av maskinrommets slokkesystem.

Erfaringene fra denne ulykken brukes av Oljedirektoratet ved saksbehandling i forbindelse med utstedelse av samtykke for bruk av flyttbare innretninger. Videre har Oljedirektoratet gjennomført tilsyn mot flere operatørselskap med hensyn til hvordan boreinnretninger blir undersøkt før leiekontrakt blir inngått. Det er kommet fram enkelte uklarheter med hensyn til operatørselskapenes forståelse av hvordan krav i sokkelregelverket skal anvendes på flyttbare innretninger. Det er imidlertid positivt å registrere at rederinæringen som følge av ulykken har iverksatt korrigerende tiltak på sine innretninger, spesielt når det gjelder kabelføringer i maskinrom.

3.13.4 Oljelekkasje på Staffjord A

Den 20.6.1993 oppsto en oljelekkasje inne i utstyrskaftet på Staffjord A. Lekkassen medførte spredning av hydrokarbongass slik at det oppsto eksplosiv gassblanding i deler av skaftet, og muligheten for en omfattende brann og/eller eksplosjon var derfor tilstede. Det var ingen personer i skaftet da uhellet inntraff. Operatøren iverksatte evakuering til flotell av alt personell på innretningen med unntak av dem som har spesialoppgaver i nødsituasjoner.

Til sammen lekket det ut mellom 50 og 100 m³ olje, som ble samlet opp i dreneringssystemene. Lekkassen

medførte dermed ingen forurensningsskade. Det oppsto heller ingen materielle skader utover tilgrisingen av utstyrsskaftet.

3.14 DYKKING

3.14.1 Dykkeaktivitet

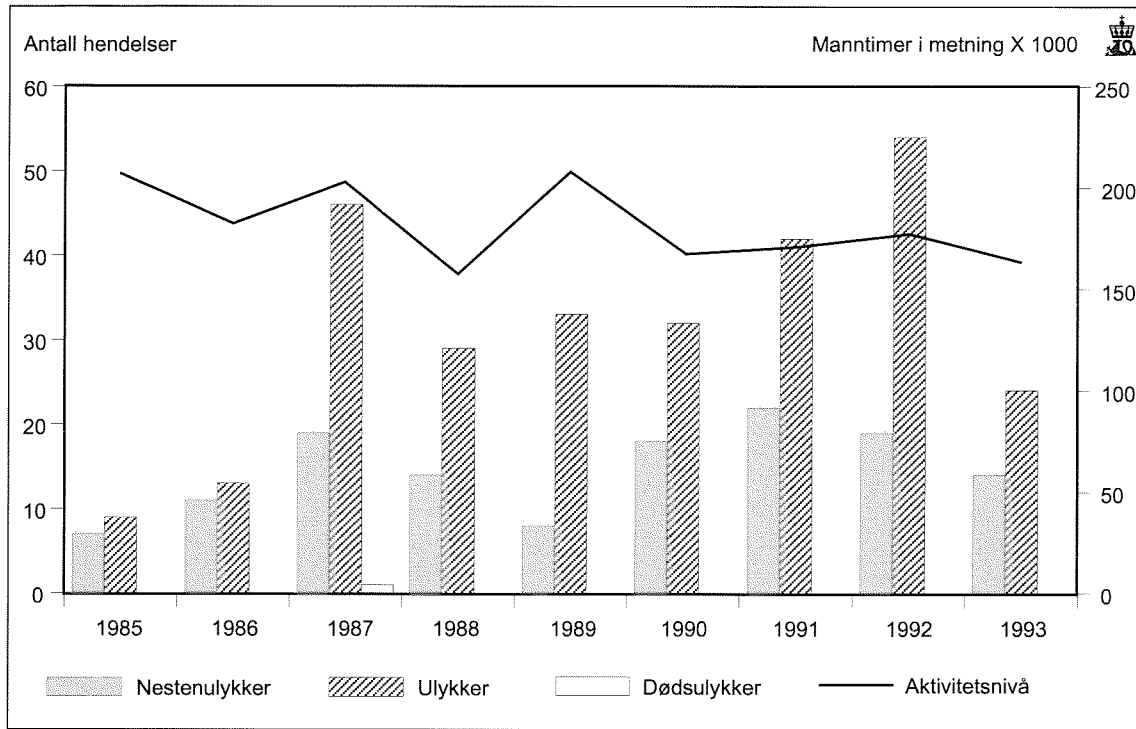
I løpet av beretningsperioden ble det foretatt 877 overflateorienterte dykk, 1241 klokkeløp (metning), 164 672 manntimer i metning og 2 monobare dykk på norsk kontinentalsokkel. Dette er omtrent samme aktivitetsnivå for metningsdykking som foregående år, mens det har vært en betydelig reduksjon i antall overflateorienterte dykk. Gjennomsnittlig klokkeløpsti for metningsdykking var på 5,4 timer, mens gjennomsnittlig metningsperiode var på 15,0 døgn. Dette innebærer en reduksjon i gjennomsnittlig klokkeløpsti på 0,5 timer, men en økning i gjennomsnittlig metningsperiode på 2,7 døgn sammenlignet med 1992. Gjennomsnittlig vanntid for overflateorientert dykking var på 1,4 timer. Dykkeoperasjonene har vært utført fra 10 ulike fartøyer/innretninger (figur 3.14.1).

Dykkeaktiviteten har fordelt seg på inspeksjons-, vedlikeholds- og konstruksjonsarbeider på felt der Amoco, Elf, Hydro, Phillips, Saga, og Statoil er operatører. Dykking i forbindelse med konstruksjonsarbeid har utgjort en stor del av aktiviteten. Dette arbeidet har i det vesentligste vært knyttet til sammenkopling av rørledninger og stigerør, og til assistanse ved installasjon av strukturer.

3.14.2 Skadeoversikt for dykkeaktiviteter

Figurene 3.14.2.a og 3.14.2.b viser en oversikt over antall hendelser som er rapportert til Oljedirektoratet i

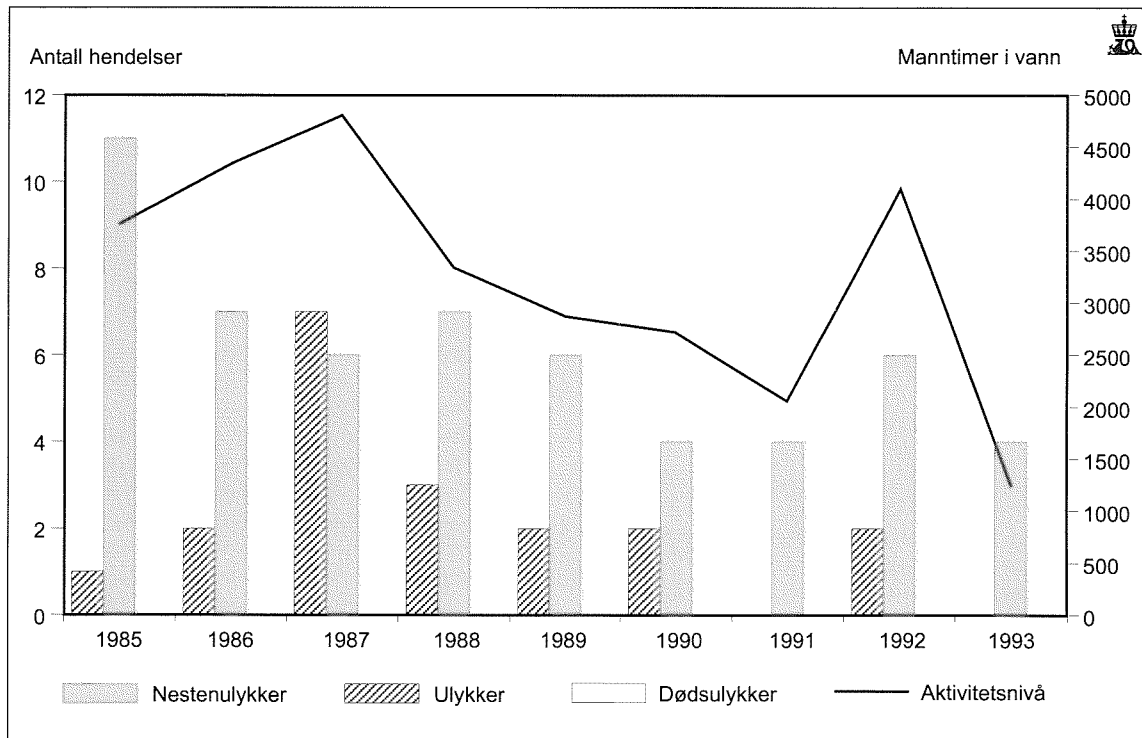
Fig. 3.14.2.a
Hendelser metningsdykking



årene 1985–1993 i forbindelse med dykkeaktiviteter. Hendelsene er inndelt i kategoriene nestenulykke,

ulykke og dødsulykke. Ulykke er her definert som alle hendelser som har ført til en eller annen form for per-

Fig. 3.14.2.b
Hendelser overflateorientert dykking



Tabell 3.14.2
Personskader fordelt på skadetyper

Skadetype	Metningsdykking	Overflateorientert dykking
Ytre øregangsbetennelse	14	
Varmeskade		
Trykkfallsyke	2	
Sårskade	1	
Muskel/leddsmerter		
Kuldeskade		
Knokkelbrudd		
Infeksjon	2	2
Hypoxia/Anexia		
Bevisstløshet		
Barotraume v/kompresjon		
Barotraume v/dekompresjon	1	
Annen sykdom/skade	4	
Totalt	24	2

sonskade. Infeksjoner som for eksempel ytre øregangsbetennelse, blir således også registrert som ulykke.

Av figur 3.14.2.a fremgår det at antall ulykker med personskader ved metningsdykking nesten er halvert fra 1992, selv om aktivitetsnivået har vært tilnærmet likt. Denne reduksjonen skyldes i hovedsak en markert reduksjon i antall tilfeller av ytre øregangsbetennelse.

Tabell 3.14.2 viser hvordan ulykker med personskade fordeler seg på de ulike skadetyper. I 1993 har det vært rapportert to tilfeller av trykkfallsyke ved dykking i petroleumsvirksomheten.

3.14.3 Forskning innenfor dykking

Oljedirektoratet innledet i 1989 et samarbeide med Statoil og Norsk Hydro om et felles forsknings- og utviklingsprogram for dykketeknologi (FUDT). I 1990 kom også Saga med som deltaker i dette samarbeidet. Andre oljeselskaper har også bidratt i sammenhenger knyttet opp mot FUDT, enten som selvstendige selskaper eller gjennom Oljeindustriens Landsforening (OLF). Oljedirektoratet ser det som positivt at oljesel-

skapene samarbeider for å komme fram til felles løsninger på aktuelle problemstillinger innenfor dykking i petroleumsvirksomheten.

Oljedirektoratet deltar i styret for FUDT, og også i de forskjellige styringskomiteer som er etablert innenfor delprosjekt innenfor FUDT. Dette engasjementet bidrar til at direktoratets fagmiljø er oppdatert om pågående FoU-aktivitet på dette området, og til å opprettholde en nær kontakt med næringen. De senere årene har Oljedirektoratet registrert en positiv utvikling med hensyn til organisering av og kvaliteten i FoU-aktiviteter knyttet til tekniske og helsemessige aspekter ved bemannede undervannsoperasjoner.

Oljedirektoratet deltok 1992 med en observatør i styringskomiteen til HADES-prosjektet. HADES er et forskningsprosjekt innenfor dekompressjon, finansiert av Phillips. Prosjektet ble startet i 1990 og ble avsluttet i 1993.

3.14.4 Endring i kontraktsstruktur

Det har i den senere tid vært en endring i operatørselskapenes kontraktsformer hva angår bemannede undervannsoperasjoner. Kontraktene er nå av betydelig kortere varighet, ofte ned mot én til to uker. Fartøyer og personell som benyttes veksler mellom å operere på norsk og utenlandsk sokkel, og opererer ofte på utenlandsk sokkel helt fram til et oppdrag på norsk sokkel påbegynnes. Disse forhold setter store krav til selskapenes styringssystemer og oppfølging av virksomheten.

Kontrakter av kort varighet medfører også at Oljedirektoratets tilsynsaktivitet må gjennomføres mer spontant. Den oppsatte tidsplan for gjennomføring av dykkeoperasjonen endres ofte underveis. Dette har medført at enkelte av Oljedirektoratets tilsynsaktiviteter, som var planlagt utført i samarbeid med Helseidirektoratet, ikke har latt seg gjennomføre i 1993.

3.14.5 Utvidelse av arbeidsmiljølovens virkeområde

Arbeidsmiljøloven ble gjort gjeldende for bemannede undervannsoperasjoner med virkning fra 1.1.1993. Erfaringene så langt viser at det i 1993 hovedsaklig ble arbeidet med å utarbeide selskapsinterne krav for etterlevelse av arbeidsmiljøloven ved bemannede undervannsoperasjoner.

4 Miljøtiltak i petroleumsvirksomheten

4.1 INNLEDNING

Fokuseringen på miljøspørsmål fortsetter å øke, og disse spørsmålene har etter hvert fått en sentral plass i utformingen av energipolitikken. For petroleumsvirksomheten innebærer dette en betydelig innsats forbundet med tiltak for å forhindre og begrense miljøskader som følge av virksomheten. Kostnadene knyttet til disse tiltakene er økende, og kan etter hvert bli betydelige. Det er derfor viktig for industrien såvel som for samfunnet å forholde seg til denne utviklingen på en systematisk og gjennomtenkt måte.

Med utgangspunkt i de samfunnsmessige krav til forsvarlig virksomhet, gjennomfører Oljedirektoratet en rekke aktiviteter spesielt rettet mot å få redusert de regulære utslipp av forurensninger til hav og luft, samt forebyggende miljømessige sikkerhetstiltak.

Sikkerhet mot skade på miljøet er i overordnede rammer definert som en del av sikkerhetsbegrepet. Tilsynet med at miljøkrav blir ivaretatt er dermed i stor grad integrert i det samlede tilsynet på sikkerhets-siden. Oljedirektoratets innsats for vern av miljøet er således rettet mot forebyggende tiltak for å forhindre og begrense forurensningsskader.

Hovedaktiviteter i dette arbeidet er fastsetting av regelverk og andre rammer for virksomheten, utredninger, tilsyn, samarbeid med andre myndigheter og informasjon. Disse oppgavene står totalt sett for en vesentlig del av direktoratets samlede ressursbruk.

4.2 VILKÅR OG RAMMER FOR MILJØTILTAK

I 1993 har Oljedirektoratet videreført aktiviteter på en rekke områder innenfor rammesettende virksomhet som har betydning for beskyttelse av ytre miljø. Direktoratet har blant annet

- deltatt i arbeidet med konsekvensutredninger (AKUP) som gjennomføres før nye deler av sokkelen blir åpnet for leteboring eller tildeling av utvinningstillatelser,
- vurdert den miljømessige kompetansen hos søkere til 14. tildelingsrunde,
- deltatt sammen med Nærings- og energidepartementet i diskusjoner med operatørselskapene knyttet til konsekvensutredninger i forbindelse med godkjenning av planer for utbygging og drift (PUD) og planer for anlegg og drift (PAD),
- fulgt opp de vilkår og rammer som er satt med hensyn til miljø i stortingsproposisjoner mv i forbindelse med behandling av utbyggingssaker og samtykkesøknader,
- deltatt i petroleumslovutvalgets arbeid vedrø-

rende norsk og internasjonalt regelverk for fjerning av installasjoner på kontinentalsokkelen,

- gjennomført evaluering av effekt og utforming av igangsatte og planlagte virkemidler for å redusere utslipp til luft og sjø fra petroleumsvirksomheten.

Det pågår også regelverksarbeid knyttet til helse- og miljøfare ved kjemiske produkter, i samarbeid med Statens forurensningstilsyn og Arbeidstilsynet.

4.3 TILSYN MED OPERATØRSELSKAPENE

I stor grad har tilsyn med operatørselskapenes aktiviteter knyttet til miljøtiltak vært gjennomført som en integrert del av tilsyn innenfor sikkerhet og arbeidsmiljø. Tilsynsvirksomheten er orientert mot selskapenes interne styringssystemer, som på en systematisk måte skal sikre at virksomheten gjennom alle faser blir planlagt og gjennomført i samsvar med myndighetskrav og selskapenes egne mål og akseptkriterier.

Oljedirektoratet har også i 1993 rettet særlig oppmerksomhet mot operatørens forebyggende tiltak ved boring i miljømessig sårbare områder. Videre har aktørens meldeplikt ved forsøpling av havbunnen blitt presisert.

4.4 CO₂-AVGIFTEN

Oljedirektoratet har fra 1. januar 1991 på vegne av Finansdepartementet vært tillagt ansvaret for håndheving av loven om CO₂-avgift på norsk sokkel. Foruten å stå for selve innkrevingen av avgiften, føres det også tilsyn med måleutstyr for brensel- og fakkellgassmåling. I den forbindelse er det utarbeidet «Forskrift om brensel- og fakkellgassmåling ved beregning av CO₂-avgift i petroleumsvirksomheten». Forskriften trådte i kraft 1. oktober 1993.

Oljedirektoratet behandler også klagesaker og andre juridiske problemstillinger som har sammenheng med CO₂-avgiften. Videre foretar direktoratet en løpende vurdering av avgiftens virkning. I dette arbeidet er det lagt opp til årlige møter med operatørselskapene, samt analyser av tallmaterialet som innrapporteres til myndighetene.

I 1993 har avgiftssatsen vært 80 øre per Sm³ naturgass og 80 øre per liter diesel. De totale CO₂-utslippene i 1993 var 6,8 millioner tonn. Dette representerer en økning i utslippene av CO₂ i forhold til 1992. Det har vært en økning i bruk av naturgass både til fagking og til brensel, samt økning i bruk av dieselolje. Økningen i CO₂-utslipp har likevel vært mindre enn økningen i petroleumsproduksjonen, og dette viser en utvik-

ling mot en mer energiøkonomisk olje- og gassproduksjon.

4.5 UTREDNINGER OG VURDERINGER

Oljedirektoratet har i 1993 gjennomført eller bidratt til utredninger og vurderinger, dels som underlag for miljøtiltakene i energipolitisk sammenheng, dels som underlag for egne aktiviteter.

På vegne av Nærings- og energidepartementet har Oljedirektoratet i samarbeid med Statens forurensningstilsyn gjort ulike tiltaksvurderinger tilknyttet arbeidet med nasjonale handlingsplaner for reduksjon av sur nedbør og klimagasser. Oljedirektoratet og Statens forurensningstilsyn har vært ansvarlige for utarbeidelse og gjennomgang av ulike tiltak for petroleumsvirksomheten. Tiltakene har omfattet mulighetene for reduserte luftutslipp fra energiproduksjon, fakkel, kaldventilering, offshore bøyelasting og terminallasting, samt formasjonstesting. Arbeidet har beskrevet utslippskilder, fysisk beskrivelse av tiltak og økonomi i de ulike tiltakene. Miljøeffekten av tiltakene er også forsøkt kartlagt. Arbeidet med de nasjonale handlingsplanene er ennå ikke sluttført, og vil fortsette i 1994.

Det er utarbeidet prognoser for utslipp av CO₂, NO_x, VOC og metan fra petroleumsvirksomheten. Disse prognosene er blitt utarbeidet i samarbeid med Statens forurensningstilsyn. Prognoser er et viktig grunnlag for å vurdere virkemidler slik at nasjonale og internasjonale miljøforpliktelser kan følges opp. Miljøregnskap og -prognoser vil dessuten være et grunnlag for den norske holdningen i forhandlinger om reduksjon/stabilisering av klimagasser.

Oljedirektoratet har sammen med Statens forurensningstilsyn deltatt som observatør i Oljeindustriens Landsforenings miljøprogram. Oljedirektoratet har også bidratt med underlagsmateriale til arbeidet. Programmet har bestått av en rekke studier knyttet til utslipp til luft og sjø fra petroleumsvirksomheten. Arbeidet har gått over flere år, og ble avsluttet våren 1993. Oljeindustriens Landsforening har vedtatt å fortsette arbeidet med denne typen miljøstudie også i 1994. Dette arbeidet skal fortsatt skje i samarbeid med myndighetene.

I Norges Fiskeriforskningsråds forskningsprogram «Fysiske skader på fisk ved seismikk/sprengning», har Oljedirektoratet bidratt med økonomisk støtte og deltatt i referansegruppen for kvalitetssikring av prosjektet. Forskningsprogrammet ble avsluttet i 1993. Resultatene viser at skremmeeffekten av skyting med luftkanon har ført til reduserte fangster opp til 18 nautiske mil fra skytefeltet. Dødelighet og skade på egg og larver er bare påvist i umiddelbar nærhet av luftkanonene, det vil si en til to meter fra kilden.

I 1993 har Oljedirektoratet deltatt i prosjektet «Erfaringer og videreutvikling av konsekvensutredninger etter petroleumsløven». Nærings- og energidepartementet ledet dette prosjektet, og i prosjektet deltok representanter fra flere oljeselskap og offentlige høringsinstanser.

4.6 TEKNOLOGIUTVIKLING

Det drives en utstrakt forskning og teknologiutvikling for å øke energieffektiviteten på eksisterende og planlagte innretninger i petroleumsvirksomheten. Utstyr og metoder som er energieffektive representerer ofte en teknologi som også medfører andre fordeler, som høy driftssikkerhet, vedlikeholdsvennlighet og god totaløkonomi. Oljedirektoratet følger derfor nøye opp denne utviklingen og operatørselskapenes beslutningsprosesser i forbindelse med valg av tekniske løsninger og utstyr.

Oljedirektoratet fastsatte i 1990 forskrift om gjennomføring og bruk av risikoanalyser i petroleumsvirksomheten. Et viktig prinsipp i denne er operatørselskapenes plikt til selv å fastsette sikkerhetsmål og akseptkriterier for risiko. Direktoratet har i 1993 videreført arbeidet med å følge opp næringens aktiviteter med å utvikle akseptkriterier for miljørisiko.

Petroleumsløven og de underliggende forskriftene setter i tillegg til krav til tekniske løsninger og aktiviteter, også krav til at sikkerhet og teknologien blir kontinuerlig videreutviklet i samsvar med den teknologiske utvikling og utviklingen i samfunnet for øvrig. Oljedirektoratet følger opp dette på en lang rekke områder. I 1993 har det vært rettet oppmerksomhet mot:

- utvikling av bedre rensemetoder for produsert vann,
- utvikling av brenner som reduserer utslipp av nitroser gasser.
- utvikling og bruk av nye typer boreslam, og arbeid for å overflødiggjøre eller minimalisere bruken av oljebasert boreslam,
- vurdering av ulike metoder for behandling og lagring av oljeforurenset borekaks,
- utvikling av mer effektive dreneringssystemer,
- utvikling av nye brannsløkningsmidler i forbindelse med utfasing av haloner,
- arbeid i forbindelse med å redusere behovet for brenning av gass (fakling) under produksjon og i forbindelse med brønntesting,
- brenning av avfall på innretninger,
- merking av containere og andre lagringsformer for å sikre trygg oppbevaring og transport av miljøskadelige stoffer til land,
- bruk og håndtering av biocider, tungmetaller og lavradioaktivt materiale,
- utvikling av metoder for utskilling av tungmetaller i produsert vann,
- sammensetning av offer-anoder for korrosjonsbeskyttelse.

Oljedirektoratet har også utført spesielle studier med tanke på muligheten for å redusere utslippene av nitrogenoksider (NO_x) fra petroleumsvirksomheten. Det har i 1993 vært gjort en videreføring av Oljedirektoratets tidligere arbeid med potensialet for å redusere utslippene av NO_x. En omfattende kartlegging av teknologi for NO_x-reduksjoner fra de ulike kildene har vært utført. Arbeidet har også omfattet en vurdering av al-

ternative virkemidler for NO_x-reduksjoner, og kostnadene tilknyttet de ulike alternativene.

Det forventes en økning i mengde produsert vann på norsk sokkel fram til år 2000. Produsert vann består av en blanding av uorganiske og organiske komponenter. I dag er det kun krav til oljeinnhold i det produserte vannet ved utslipp til sjø. Ved økt vannproduksjon vil utslipp av olje og andre komponenter i produsert vann øke, og Oljedirektoratet har fått utført en studie som vurderer problemer vedrørende giftighet og eventuell behandling av produsert vann. Både mengden av vann, oljeinnhold og innhold av andre komponenter som løste organiske forbindelser er svært feltavhengig, og det vil være meget ressurskrevende å fjerne løste organiske komponenter. Vannproduksjonen økte fra 1992 til 1993 med 12%. Denne økningen vil fortsette framover, og det vil stilles store krav til behandlingsutstyr og kapasitet for å overholde dagens utslippskrav.

4.7 ANNEN MILJØRETTET VIRKSOMHET

Oljedirektoratet deltar i en rekke nasjonale og internasjonale fora som arbeider med beskyttelse av miljøet. Med denne virksomheten ønsker en både å påvirke slike fora og organer i ønsket retning, samt å bygge opp den kompetansen direktoratet trenger for å ivareta sitt ansvar på dette området. I 1993 har Oljedirektoratet blant annet deltatt i:

- Aksjonsutvalget (AKU)
- Pariskommisjonens arbeidsgruppe for beskyttelse mot oljeforurensning
- International Maritime Organization (IMO)
- North Sea Offshore Authorities Forum (NSOAF)
- Environmental Northern Seas (ENS)
- Standardiseringsorganisasjonene CEN og ISO

Oljedirektoratet har siden 1992 deltatt i fagutvalget for

NTNFs forskningsprogram MUST. MUST er et program for miljøvennlig og lønnsom utbygging av små petroleumsfelt. I tillegg til å være representert i fagutvalget, deltar Oljedirektoratet også som rådgivere ved vurdering av prosjekter som er aktuelle i programsammenheng. Programmet vil gå over en 5-årsperiode, og har en total kostnadsramme på 111 millioner kroner.

Direktoratet forestår også administrasjon og gjennomføring av en årlig skrotoppdydding i Nordsjøen. I 1993 har denne aktiviteten hatt et budsjett på ca. 4,8 millioner kroner.

4.8 SAMARBEID MED STATENS FORURENSNINGSTILSYN

I samsvar med forutsetningene i tilsynsordningen for petroleumsvirksomheten, koordinerer Oljedirektoratet den praktiske gjennomføringen av Statens forurensningstilsyns og Oljedirektoratets tilsyn etter henholdsvis forurensningsloven og petroleumsløven, herunder koordinering i forbindelse med utstedelse av samtykker og utslippstillatelser. Direktoratet forestår tilsynet med operatørenes systematiske tiltak for å ivareta kravene i forskrift om rettighetshavers internkontroll, samt risikoanalyse- og beredskapsforskriften, som alle er fastsatt i fellesskap mellom de to etatene.

Den koordinerende rollen som er tillagt Oljedirektoratet, innebærer at direktoratet vurderer de kostnads- og sikkerhetsmessige sider ved mulige tiltak fra miljøvernmyndighetenes side som har betydning for petroleumsvirksomheten.

Videre arbeider Oljedirektoratet i samarbeid med Statens forurensningstilsyn med å påvirke industrien til erfaringsoverføring i miljøspørsmål. Siktemålet med dette engasjementet er å bidra til utvikling av løsninger som er effektive og med best mulig økonomi.

Videre bistår direktoratet Statens forurensningstilsyn i forbindelse med oljevernøvelser.

5. Spesielle utredninger og prosjekter

Oljedirektoratet har i 1993 disponert totalt kroner 19 384 817 til spesielle prosjekter. Dette fordeler seg med kroner 6 169 570 til prosjekter for Divisjon for sikkerhet og arbeidsmiljø, og kroner 12 617 714 til Divisjon for ressursforvaltning.

Videre ble det disponert kroner 4 653 490 til prosjektet «Opprydding av havbunnen i Nordsjøen». Til innsamling av meteorologisk og oceanografiske data i

Barentshavet, som administreres av Oljedirektoratet, ble det disponert kroner 4 792 000.

Oljedirektoratet har i tillegg forvaltet forskningsprogrammene PROFIT og RUTH som hadde en utgiftsramme på henholdsvis kroner 19 901 003 og kroner 15 731 360.

Prosjekttitlene med utførende institusjon, er ført opp nedenfor.

5.1 RESSURSFORVALTNING

5.1.1 Leting

Prosjekttittel	Utførende institusjon
Database for forseglende forkastninger	Geo-Recon
Generering av tolkningsstasjonsformat	Geco-Prakla
EDB-basert tolkning i letefasen	Geco-Prakla, Geomatic
Poretrykk som leteverktøy	Current Software
Salttektonikk-studier i Nordkappbassenget	Universitetet i Texas
Geokjemiske analyser, Kong Karls Land	Institutt for Energiteknikk, Universitetet i Nottingham, England, Universitetet i Oslo
Tilleggsdateringer, biostratigrafi	IKU-Petroleumsforskning, Institutt for Energiteknikk, CB-Magneto
Svalbardtraversen og Ponamprosjektet	Polarinstituttet
Paleopetroleum i Haltenbankreservoarer	Universitetet i Oslo
Kartlegging av analoge letemodeller Øst-Grønland	Saga Petroleum, Statoil, Oljedirektoratet, Universitetet i København
Letemodelldatabase	GeoKnowledge
40Ar/39Ar datering av heving og tektonikk Lofoten	Universitetet i Oslo
Geokjemiske analyser og statistisk behandling av Oljedirektoratets nye standardprøver	Energiteknikk
Tertiær biostratigrafi, sammenstilling av forskjellige konsulenters soneringer	Se nedenfor

Database for forseglende forkastninger:

Forkastningers forseglingspotensiale er en kritisk komponent ved evaluering av prospekter, funn og felt. Gjennom leteteknologisamarbeidet mellom Oljedirektoratet og de norske selskapene Statoil, Norsk Hydro og Saga Petroleum, har man kommet fram til enighet om en felles struktur for en database for forseglende forkastninger.

Generering av tolkningstasjonsdata for 2D- og 3D-seismikk

For å kunne benytte Oljedirektoratets EDB-baserte tolkningssystem for seismiske data, er det en forutset-

ning at dataene er lagret på et anvendbart format. Prosjektet har gått ut på å reformatere seismiske data i de tilfeller det nødvendige dataformat ikke kunne framskaffes på andre måter.

EDB-basert tolkning i letefasen

Dette er et prosjekt som har hatt til hensikt å sette leteavdelingen i stand til å utnytte den siste teknologien innenfor EDB-basert tolkning av seismiske data. Prosjektet har også omfattet systemvurderinger og generelle kompetansehevende tiltak.

Poretrykk som leteverktøy

For å gjøre trykkdata lettere tilgjengelig for bruk i evaluering av prospekter, funn og felt er en databasestruktur for trykkdata etablert. Trykkdata mottatt fra Esso Norge, samt tidligere systematiserte og kvalitetskontrollerte trykkdata er lagt inn i databasen.

Salttektonikk-studier i Nordkappbassenget

Letemodeller generert som følge av saltbevegelse vil være viktige letemål i den geologiske provinsen Nordkappbassenget i Barentshavet. Det er derfor viktig å studere bl a gjennom modellering, ulike typer for saltvekst, salttektonikk og diapirgeometri. Dette er nyttig for å vurdere fellepotensialet mot saltstokkene i basenget.

Geokjemiske og biostratigrafiske analyser, Kong Karls Land

Dette prosjektet er en oppfølging av feltarbeidet som ble gjennomført i 1992 og som er et samarbeid mellom Oljedirektoratet, Norsk Hydro, Saga Petroleum og Statoil. Målsetningen med ekspedisjonen var å få en bedre forståelse av øygruppens geologi for så å kunne ekstrapolere denne inn mot marinseismikk innsamlet i det nordlige Barentshavet.

I alt ble det samlet inn 380 prøver. I 1993 ble ca halvparten av disse prøvene biostratigrafisk undersøkt og et mindre antall prøver geokjemisk analysert. Oljedirektoratet har hatt ansvaret for biostratigrafiske analyser i intervallet mellom jura til tidlig kritt, og for geokjemiske analyser av de vulkanske bergartene. Basaltgeokjemien gir verdifull informasjon om tektonisk miljø og termal utvikling av lithosfæren da vulkanismen pågikk. Andre typer analyser er fordelt mellom de andre samarbeidspartnerne.

Prøvematerialet er lagret i Oljedirektoratet, og vil være tilgjengelig når de endelige resultatene er publisert.

Tilleggsdateringer, biostratigrafi

Dette omfatter flere prosjekter hvor det utføres dateringer med metoder hvor Oljedirektoratet selv ikke har kompetanse, f eks innenfor strontiumisotopanalyse, silikatfossilanalyse og magnetostratigrafi. Disse analysene utføres i forbindelse med interne studier som Oljedirektoratet har av brønner boret på norsk sokkel.

Svalbardtraversen og Ponamprosjektet

Oljedirektoratet er deltaker i dette prosjektet som har vært et treårig samarbeid mellom flere norske og utenlandske forskningsinstitusjoner. Hensikten har vært å studere den sen kenozoiske utviklingen av det nordlige Atlanterhav. Prosjektet ble avsluttet i 1993, og det norske bidraget vil kunne gi en økt forståelse av mekanismene bak heving og erosjon i Barentshavet.

Paleopetroleum i Haltenbankreservoarer

Oljedirektoratet har utført en større intern studie for å studere opphavet til oljene som er påtruffet og hvilke migrasjonsveier disse kan ha fulgt i utvalgte felt og brønner på Haltenbanken. Ved bruk av ulike geokje-

miske metoder er hydrokarbon-typer til stede i inneslutninger fra brønner på Haltenbanken, Nordland I og II analysert for å korrelere disse mot antatt kildebergart og for å studere migrasjons- og fyllingshistorien. Det er også gjort analyse på «tørre brønner» fra Haltenterrassen for å undersøke om disse alltid har vært tørre eller om det kan ha vært hydrokarboner i systemet. Resultater fra dette prosjektet vil bli publisert i løpet av 1994.

Kartlegging av analoge letemodeller Øst-Grønland

Dette er et treårig samarbeid mellom Oljedirektoratet, Saga Petroleum og Statoil. Formålet med prosjektet er å forbedre forventningsverdien for ressurstilgangen ved å kartlegge og forstå analoge bassengkonfigurasjoner, avsetningsmekanismer og fellemuligheter på land med henblikk på prospektmuligheter i nordlige Nordsjø og Norskehavet. I den forbindelse er Øst-Grønland et geologisk speilbilde av sokkelen utenfor Midt-Norge, og optimal som analog på land til sokkelen. Hovedvekten av prosjektet omfatter feltarbeid på Wollaston Forland, hvor pre-,syn- og postrift avsetninger og tektonikk vil bli kartlagt i detalj.

Letemodelldatabase

Føring av ressursregnskapet er en av leteavdelingens viktigste oppgaver. En viktig del av dette er regnskapet over uoppdagete ressurser. Prosjektet har som hensikt å bygge opp en letemodelldatabase som videre skal knyttes sammen med et ressursestimeringssystem for å effektivisere bruken av ressursdata og regneprogrammer, forenkle oppdateringen av letemodeller og prospekter og for dermed raskere å kunne gi estimater for uoppdagede ressurser for hele eller deler av sokkelen.

40Ar/39Ar datering av heving og tektonikk Lofoten

Lofoten ligger i overgangssonen mellom Norskehavet og Barentshavet og har hatt en spesiell geologisk utviklingshistorie. Data om heving og tektonikk fra Lofoten er viktig for å modellere den geologiske utviklingshistorien til de delene av sokkelen utenfor Lofoten som ikke er undersøkt, for eksempel Vøringbassenget. Argon-isotoper, separert ut fra gneisser samlet inn på land, er analysert for å bestemme alderen for jordskorpebevegelsene i området.

Geokjemiske analyser og statistisk behandling av analyser av potensielle standardprøver til Oljedirektoratets nye geokjemiske standardprøvebank

Dette prosjektet er et ledd i opprettelsen av norske geokjemiske standardprøver ved Oljedirektoratet, samt å skaffe erfaring i anvendelsesmulighetene for Oljedirektoratets oljeprøvelager. Prøvene som skal velges som norske geokjemiske standarder må tilfredstille en rekke krav til analyserbarhet av ulike kompo-

ninger. Potensielle olje- og kildebergartsstandardprøver har gjennomgått et større undersøkelsesprogram. Dette omfatter organisk geokjemiske analyser, statistisk evaluering av organisk geokjemiske analyser, homogenitetstester, Sr og Nd isotopanalyser, samt fordelingen av tungmetaller mellom kildebergart/olje og kull/olje.

5.1.2 Utbygging

Prosjekttittel	Utførende institusjon
Tariffer og beslutningsadferd	SINTEF
Utnyttelse av realopsjoner i utbyggingsprosjekter	SNF
Utbygging av små felt i Norge og Storbritannia	Wood MacKenzie
Avvik mellom samfunns- og selskapsøkonomiske utbyggingsbeslutninger	SNF
Simuleringsstudie, Troll Vest	Petec a.s
Simuleringsstudie, Gullfaks Sør	Scandpower
Kartlegging av Skirne og Byggve	Scott Pickford
Videreutvikling av analyseverktøyet INVERS	Andersen Consulting
Studie vedrørende ikke-permanent bemannede innretninger	ABB Global Engineering

Tariffer og beslutningsadferd

Formålet med prosjektet er å analysere hvordan ulike tariffsystem og reguleringer kan virke inn på bruk av eksisterende transportsystem og investeringsaktivitet.

Utnyttelse av realopsjoner i utbyggingsprosjekt

SNF har utredet mulighetene for anvendelse av realopsjoner i utbyggingsprosjekter. Sentralt i denne sammenheng står verdifastsettelse av den fleksibilitet som inkluderes i utbyggingskonsepter og håndtering av risiko.

Utbygging av små felt i Norge og Storbritannia

Wood MacKenzie har foretatt en sammenligning av utbygging av småfelt på norsk og britisk sokkel. Et av hovedformålene har vært å avdekke om det er mer lønnsomt med småfeltutbyggingen i Storbritannia enn i Norge.

Avvik mellom samfunns- og selskapsøkonomiske utbyggingsbeslutninger

Prosjektet utreder i hvilken grad skattesystemet har vridningseffekter som kan føre til avvik mellom samfunns- og selskapsøkonomisk optimale løsninger, spesielt med hensyn til ressursutnyttelsen

Simuleringsstudie, Troll Vest

Petec har bygget en ny reservoarsimuleringsmodell basert på Oljedirektoratets nye kartlegging av Troll Vest. Modellen vil bli benyttet i vurdering av lønnsomheten av oljeproduksjon fra gassprovinsen og effekt på utvinningsgraden ved gassproduksjon fra Troll Øst og Vest.

Tertiær biostratigrafi, sammenstilling av forskjellige konsulenters soneringer.

Prosjektet er et samarbeid mellom Oljedirektoratet, Norsk Hydro, Saga Petroleum og Statoil, hvor man har innhentet soneringsmetodikk fra forskjellige konsulenter og sammenstilt dette for å få mer entydige og koordinerte dateringer.

Simuleringsstudie, Gullfaks Sør

Scandpower har utført komposisjonell simulering av gassinjeksjon i Brentreservoaret i Gullfaks Sør. Målet har vært å vurdere om gassinjeksjon gir økt utvinning av olje og kondensat. Gullfaks Sør-feltet er en aktuell kandidat til gassallokering, og Oljedirektoratet vurderer gassinjeksjon opp mot gassalg basert på denne studien og egne reservoarstudier.

Kartlegging av Skirne og Byggve

Scott Pickford har utført kartlegging av feltene Skirne og Byggve. Integreert tolkning av seismikk, kjerner, brønndata og petrofysikk er utført. Kartene vil bli benyttet ved evaluering av en eventuell utbygging av disse feltene.

Videreutvikling av analyseverktøyet INVERS

Oljedirektoratet har i 1993 videreført arbeidet med analyseverktøyet rundt kostnadsdatabasen INVERS. Dataverktøyet benyttes blant annet ved vurdering av kostnadsanslagene for nye prosjekter.

Studie vedrørende ikke-permanent bemannede innretninger

Oljedirektoratet har i 1993 fått utført en studie for å vurdere bruk av ikke-permanent bemannede innretninger på norsk sokkel. Det er utført tekniske og økonomiske vurderinger på bakgrunn av ressurs- og sikkerhetshensyn. En sammenligning og vurdering av norske og utenlandske regelverk har stått sentralt i arbeidet.

5.1.3 Drift

Prosjekttittel	Utførende institusjon
Økt utvinning gassfelt	INTERA
Økt utvinning – Gullfaks	Rogalandsforskning
Ekofisk innsynkning	Mervyn Jones Dr., SDR, University College London
Kompressibilitetsvurdering – Ekofisk	IKU
Kjerneanalyser	Mervyn Jones Dr., SDR, University College London
Seismisk tolkning – Ekofiskområdet	Petrolet A/S
Modellering av sprekker og fluid transport	Prof. R. Bruhn, University of Utah
Brønnproblemer i overliggende lag	Paleoservices
Reservoarstudier – kalkfelt	IFE, Paleoservices, Reading University
Petrofysisk program	Simon Petroleum Technology (SPT), Atlas Wireline Services (AWS)
Reservoarsimulering – Ekofisk	Petec a.s
Kostnader for alternative løsninger i sørlige Nordsjø	McDermott Engineering (Europe) Limited
Regularitet og driftskostnader	Det Norske Veritas Industri Norge AS
Vannbehandling og behandling av produsert vann offshore	Rogalandsforskning
Vanninjeksjon og reservoarforsuring	Capcis ved Universitetet i Manchester
Computerdel fiskale målesystemer	Simrad Albatross
Råoljekvalitet	West Lab A/S
Strømningsmåler olje/gass/vann	Christian Michelsen Research
Virkemiddelbruk i forbindelse med reduksjon av NO _x -utslipp	Det Norske Veritas Industri Norge AS, ECON
Bruk av ultralyd gassmålere på 16/11-S innretningen	Institutt for energiteknikk

Økt utvinning gassfelt

INTERA har gjennomgått ulike metoder for å optimalisere utvinningen fra gass- og kondensatfelt. Studien har tatt for seg faseoppførsel, brønnbetingelser ved prøvetaking, væskeanalyser samt ulike typer av reservoarprosesser.

Økt utvinning – Gullfaks

Prosjektet er en videreføring av prosjektet i 1992. Prosjektets formål var å få vurdert hvilke IOR-metoder og dreneringsmekanismer som egnet seg for anvendelse i Cookformasjonen på Gullfaksfeltet, fase 2. Videre er nytteverdien av å bruke flere metoder i samme eller forskjellig tidsrom og område av reservoaret blitt vurdert.

Ekofisk innsynkning

Prosjektet har til hensikt å undersøke den teoretiske bakgrunnen for det tilsynelatende lineære forholdet mellom netto reservoaruttak og havbunnsinnsynkning på Ekofiskfeltet. Observasjoner av innsynkning på feltene Ekofisk, Eldfisk, Vest Ekofisk og Valhall er benyttet i prosjektet.

Kompressibilitetsvurdering – Ekofisk

For å verifisere resultatene fra den teoretiske delen av prosjektet «Ekofisk innsynkning», ble IKU engasjert som konsulent. Resultatene fra begge prosjektene vil

bli benyttet som grunnlag for videre arbeid med prognosering av innsynkning på feltene Ekofisk, Eldfisk, Vest Ekofisk og Valhall.

Kjerneanalyser

Hensikten med prosjektet er å vurdere innsynkingspotensialet på Valhallfeltet. Studien skal se på reservoarvæske/gass-kompressibilitetens innvirkning på kompaksjon. I tillegg vil en vurdere om vanninjeksjon har innvirkning på skjærstyrken til bergarten og om dette vil øke problemet med kalkproduksjon og brønncollapser på feltet. Studien vil være ferdig i februar 1994.

Seismisk tolkning – Ekofiskområdet

Prosjektet har omfattet tolkning av 3-D seismikk over Ekofisk- og Eldfiskfeltene. Petrolet A/S gjennomfører prosjektet som skal avsluttes i april 1994.

Modellering av sprekker og fluid transport

Professor R. Bruhn fra University of Utah har stått for utvikling av et numerisk modelleringsverktøy for simulering av fluid strømning i sprukne reservoarer. Prosjektet har i første rekke nyttiggjort «sprekkesdata» fra Lägerdorffprosjektet.

Brønnproblemer i overliggende lag

På mange kalkfelt er det problemer med brudd og deformasjon av foringsrøret i produksjonsbrønner i sedi-

mentene over reservoaret. For å kartlegge sedimentene av paleogen alder er konsulentfirmaet Paleoservices brukt for å utføre en detaljert palynologisk sonerings- og dateringsstudie på brønndata fra to kalkfelt.

Reservoarstudier – kalkfelt

I løpet av 1993 er det utført en rekke mindre studier og analyser på prøvemateriale fra kalkfelt. Det er utført biostratigrafi (nannonplanton og palynologi), sedimentologi, leirmineralogi, XRD og andre spesialiserte analyser på utvalgt prøvemateriale i forbindelse med forskjellige problemstillinger.

Petrofysisk program

Oljedirektoratet har i 1993 kjøpt inn nye petrofysiske tolkningsprogram som er UNIX-baserte. Programmet Tigress, som er utviklet av SPT, skal benyttes til logg-tolkning og kvalitetskontroll av logger. Horizon som er utviklet av AWS, skal i hovedsak benyttes til permeabilitetsestimeringer.

Reservoarsimulering – Ekofisk

I forbindelse med prediksjonssimuleringer på Oljedirektoratets simuleringmodell for Ekofisk som en forberedelse til arbeidet med utvidet feltstudie (UFS) og ny plan for utbygging og drift, er Petec a.s. brukt som konsulent.

Kostnader for alternative løsninger i sørlige Nordsjø

Resultatene fra denne studien inngikk som en del av Ekofisk-områdestudien. Prosjektet har utarbeidet dimensjoner og investeringskostnadsestimater over forhåndsskisserte utbyggingsalternativer for Ekofisk Senter.

Regularitet og driftskostnader

Resultatene fra denne studien inngikk som en del av Ekofisk-områdestudien. Prosjektet gikk ut på å beskrive regularitet og driftskostnader over forhåndsskisserte utbyggingsalternativer for Ekofisk Senter.

Vannbehandling og behandling av produsert vann offshore

Med bakgrunn i den forventede økningen i produsert vann fram til år 2000 vurderer prosjektet problemer vedrørende giftighet og eventuell behandling av produsert vann. Ulike teknologier for behandling av det produserte vannet er gjennomgått, og kostnadene ved å ta i bruk disse er forsøkt kartlagt.

Vanninjeksjon og reservoarforsurning

Dette er et samarbeidsprosjekt mellom norske og britiske oljeselskaper og myndigheter. Det utføres av Capcis ved Universitetet i Manchester og har som siktemål å utforske mulige tiltak for å redusere forsurning

av sjøvannsflømmede reservoarer. Prosjektet er inne i sin slutfase.

Et oppfølgingsprogram, «Raw water programme» er startet. Her forskes det på konsekvensene av å sløffe oksygenfjerning og kjemikaliebehandlingen av sjøvann for injeksjon, med siktemål å redusere kostnader. Dette er aktuelt for mange norske felt.

Computerdel fiskale målesystemer

Oljedirektoratet har hatt bistand av firmaet Simrad Albatross ved oppfølging og uttesting av nye målecomputersystem for Ekofisk. Det er her tatt i bruk ny digitalteknologi. Prosjektet er fullført i 1993.

Råoljekvalitet

Målsettingen med prosjektet var å få svar på hvordan salgsverdien av råolje beregnes på grunnlag av en referansepris og en verdijusteringsfaktor basert på aktuelle oljekvaliteter.

Strømningsmåler olje/gass/vann

I dette prosjektet har en utført tester for å utvikle et måleinstrument som skal kunne registrere vann-, olje- og gasstrømningsrater samtidig for en uprosesert brønnstrøm. Laboratorieforsøk som er blitt utført av Christian Michelsen Research har gitt oppløftende resultat, og vil bli fulgt opp av realistiske forsøk offshore. Dette er et multiklient prosjekt som har gått over fire år, 1990 til og med 1993, og der Saga Petroleum, Elf, Amerada Hess, BP, Norsk Hydro, Fluenta og Oljedirektoratet har deltatt.

Virkemiddelbruk i forbindelse med reduksjon av NO_x-utslipp

Prosjektet ser på mulighetene for å kunne redusere NO_x-utslippene fra petroleumssektoren både fra faste og flytende innretninger ved bruk av ulike typer virkemidler. Tekniske løsninger for å kunne redusere mengden av NO_x-utslipp fra gassturbiner, dieselmotorer og fakkell er vurdert. Kostnadene knyttet til de ulike løsningene er anslått. Videre er ulike målemetoder av NO_x omtalt.

Bruk av ultralyd gassmålere på 16/11-S innretningen

Fram til i dag har all fiskal måling av gass blitt gjort med blendemålere. Dette er velkjent teknologi basert på internasjonal standard. For å få god nøyaktighet blir denne type målere store og tunge konstruksjoner, og det er kraftige økonomiske argumenter for ta i bruk alternativ teknologi.

Ultralydmålere vil etter hvert vinne fram som en fiskal måler for gass, men det er fortsatt uavklarte spørsmål i forbindelse med teknologien. Prosjektet har som målsetning å granske den dokumentasjon operatøren har lagt ved sine søknader om tillatelse til konstruksjon, utprøving og drift av ultralydmålere.

5.1.4 Dataforvaltning

Prosjekttittel	Utførende institusjon
Konsulenttjenester frigivning	Petec, Allservice, TK-Service, Tape Technology Norge A/S
Petrofysisk kvalitetskontroll	Petec, Simon Petroleum Technology Ltd
Geodata-prosjektet	Se nedenfor
Behandling av våtprøver	Geco-Prakla
Well Data Summary Sheet	Oljedirektoratet
Vedlikehold/leie av programvare	Se nedenfor
Videreutvikling/anskaffelse av programsystem	Se nedenfor

Konsulenttjenester frigivning

Dette prosjektet omfatter en rekke aktiviteter som knytter seg til bearbeidelse og forberedelse av materiale for frigivning. En konsulent har vært engasjert for å bistå med kontroll/oppretting av databasen for brønnspor/brønnidentifikasjon. Det er også benyttet eksternt bistand til kopiering av digitale datasammenstillinger og trykking av kataloger og publikasjoner.

Petrofysisk kvalitetskontroll

I forbindelse med gjennomføringen av en total kvalitetsoppgradering av alle loggdata fra de norske letebrønnene (HQLD-prosjektet), er det benyttet eksterne konsulenter. Basert på en detaljert kravspesifikasjon har Oljedirektoratet funnet fram alle papirlogger og tilsvarende magnetbånd for ca 250 brønner. Disse er kvalitetskontrollert med tanke på innhold og brønnsporidentifikasjon og oversendt en konsulent for framstilling av en komplett digital versjon. Prosjektet fortsetter i 1994.

Geodata-prosjektet

Oljedirektoratet har inngått et samarbeid med Saga, Hydro og Statoil om systemutvikling og drift av en felles database for geodata. Hensikten er at disse fire partene direkte skal kunne få tilgang til bl a seismiske data fra den felles databasen, hvor Oljedirektoratets og selskapenes data skal lagres. Det skal benyttes moderne høykapasitets lagringsmedier og overføringslinjer, og systemet skal være oppdatert med basisdata og selskapenes rådata. Tilgjengeligheten til data skal styres av de regler og avtaler for bruksrett som er inngått, og kostnadene skal deles i henhold til bruken av systemet.

Samarbeidet ledes av Oljedirektoratet, som i desember 1993 inngikk en kontrakt om utvikling av systemet med en gruppe norske firmaer. Systemet skal være operativt i begynnelsen av 1995. Deretter vil også andre oljeselskaper og forskningsinstitusjoner kunne knytte seg til systemet for å lagre egne data eller hente ut de data som andre eier og som de har brukertigheter til.

Kontrakten om utvikling av programvare ble tildelt

IBM og de norske partnerne Nopec/PGS, Current AS, Rogalandsforskning, AS Geodata og Tape Technology Norge A/S, i sterk konkurranse med utenlandske firma med lang erfaring fra avanserte lagringssystemer.

Behandling av våtprøver

Oljedirektoratet mottok i 1992 en rekke ekstra våtprøver fra Statoil fra brønner hvor Oljedirektoratets lagerbeholdning var i ferd med å bli oppbrukt til vitenskapelige analyser. Det er benyttet et eksternt konsultentselskap for å gjennomføre forskriftsmessig pakking og merking av disse, slik at lagring og gjenfinning kan foregå på en effektiv måte. Dette prosjektet startet i 1992 og vil bli fullført i løpet av 1994.

Well Data Summary Sheet

Etter at Oljedirektoratet var kommet på etterskudd med å utarbeide WDSS datasamlinger for frigitte brønner, var en i 1992 kommet ajour igjen. WDSS nr 18, som gjelder brønner som var frigitt ved årsskiftet, ble utgitt i januar 1993. Da var alle letebrønner som er mer enn 5 år dekket av WDSS serien som Oljedirektoratet publiserer.

Vedlikehold av programvare

For at Oljedirektoratets programvaresystem skal være operativt og tilgjengelig for Ressursdivisjonens faglige og administrative oppgaver, er det inngått vedlikeholdskontrakter med følgende firma: OIS Contracting, Andersen Consulting, AS Geodata, Intera, Calcep, Sintef, Rogalandsforskning, Geomatic, Geco-Prakla, Advanced Technology, Platt River Inc, Seres, Z & S Consultants Ltd, SSI og Hyprotec.

Videreutvikling/anskaffelse av programvare

For å øke tilgangen på effektiv og moderne programsystem, er det i 1993 anskaffet eller utviklet nye program fra følgende firma: Opheim Data, Geomatic og Current Software.

Ressursdivisjonen har i løpet av 1993 konvertert flesteparten av sine EDB-systemer fra Norsk Data-løsninger til Unix- og MS-Windows løsninger.

5.1.5 RUTH

Prosjekttittel	Utførende institusjon
Bruk av surfaktanter	Rogalandsforskning (RF)
Bruk av polymer-gel	Rogalandsforskning (RF)
Mikrobielle metoder	Rogalandsforskning (RF)
Kombinert gass/vann injeksjon	IKU Petroleumsforskning a.s
Bruk av skum	RF/IKU
Gassflømming	IKU Petroleumsforskning a.s

RUTH (Reservoar Utnyttelse ved avansert Teknologisk Hjelp) er et forskningsprogram i regi av Norges forskningsråd, hvor programledelsen er lagt til Oljedirektoratet. Målsettingen er primært å bidra til økt oljeutvinning, men også å styrke og videreutvikle norske forskningsmiljø. Totalbudsjettet vil bli ca 110 millioner kroner. Av dette vil staten (Norges forskningsråd) bidra med 60 millioner kroner. Resten kommer fra 18 deltakende oljeselskap. Programmet går over fire år (1992–95).

RUTH er organisert i seks delprogram, som vist ovenfor, svarende til seks utvinningsmetoder som kan bidra til økt oljeutvinning på norsk sokkel. Rogalandsforskning og IKU Petroleumsforskning a.s er gitt hovedansvar for delprogrammene, men det er etablert samarbeid med en rekke andre forskningsmiljø. Hvert delprogram er inndelt i flere delprosjekt. I 1993 ble det brukt ca 29 millioner kroner innenfor programmet, fordelt på 26 enkeltprosjekt.

I forbindelse med programmet er det etablert internasjonalt samarbeid med forskningsinstitusjoner i Frankrike, England og Russland. Det er også etablert samarbeid med operatørselskap om planlegging av feltpilotprosjekt for å kvalifisere ny teknologi. I første omgang gjelder dette bruk av skum og polymer-gel. Videre vil to prosjekt belyse miljømessige problemstillinger ved de ulike metodene.

Det årlige RUTH-seminaret ble arrangert i Oljedirektoratet i oktober og samlet ca 130 deltakere fra 8 land. I tillegg ble det i 1993 også arrangert to internasjonale «workshops» innenfor bestemte fagtema. Det foreligger en egen informasjonsbrosjyre om programmet.

5.1.6 PROFIT

Forskningsprogrammet PROFIT (Program for Research On Field Oriented Improved Recovery Technology) ble startet i 1990. Her deltar Oljedirektoratet på lik linje med 12 oljeselskap i finansiering og styring av aktiviteten. Forskningsarbeidet foregår hovedsakelig ved norske forskningsinstitutt.

PROFIT har en økonomisk ramme på 68 millioner kroner over 5-årsperioden 1990–94 og består av to hovedprosjekt:

Reservoarkarakterisering 45 millioner kroner
Nærbrønnstrømning 23 millioner kroner

Innenfor reservoarkarakterisering har viktige deltema bl a vært studium av sprekker og forkastninger, forbedret kartlegging ved seismikk, homogenisering av petrofysiske data og beskrivelse av reservoaruisikkerhet. Nærbrønnstømning har tre deltema: oppsprekking rundt injeksjonsbrønner, induserte barrierer (gel) og horisontale brønner.

I 1993 ble det utført forskning for ca 18 millioner kroner. Resultater fra foregående års forskning ble presentert på et seminar i Oljedirektoratet i februar 1993. Administrasjonen av PROFIT er tillagt Oljedirektoratet. Det foreligger egen informasjonsbrosjyre om programmet.

5.1.7 Felles kalkforskningsprogram

Dette forskningsprogrammet startet i 1982 etter initiativ fra norske og danske myndigheter, og det har hittil vært brukt 43 millioner kroner innenfor programmet.

I 1993 ble det undertegnet avtale mellom Oljedirektoratet, Energistyrelsen i Danmark og sju oljeselskap om gjennomføring av Fase IV av programmet, innenfor en ramme på 17,5 millioner kroner. Denne fasen vil, over tre år, særlig fokusere på følgende tema:

- Karakterisering av krittbergarter og sprekker
- Mekaniske egenskaper av krittbergarter
- Effekt av vanninjeksjon

Programmet administreres av Amoco, og styringskomitéen blir ledet vekselvis av Energistyrelsen og Oljedirektoratet. I tillegg vil Oljedirektoratet lede gjennomføringen av ett av de sju prosjektene i denne fasen.

5.1.8 SAFARI

SAFARI, samarbeid om feltanaloger og reservoarinformasjon, er et samarbeidsprosjekt mellom Norsk Hydro, Saga Petroleum, Statoil og Oljedirektoratet. Prosjektet omfatter innsamling av kvantitative, geologiske data fra avsetninger på land som er analoge med reservoarbergarter på norsk kontinentalsokkel. Prosjektets formål er å bygge opp en database for kvantifisert informasjon om sedimentære og tektoniske reservoarheterogeniteter. De innsamlede data brukes

som grunnlagsdata for geomatematiske modelleringsverktøy og referansegrunnlag for konseptuell geologisk modellering, og bidrar i vesentlig grad til å redusere usikkerheter i brønn-til-brønn-korrelasjoner. Målsettingen er å oppnå forbedret reservoarbeskrivelse som er en grunnleggende forutsetning for suksess i anvendelse av metoder for økt oljeutvinning. Prosjektet er organisert med en styringskomite, og to arbeidsgrupper med ansvar for henholdsvis sedimentære og tektoniske heterogeniteter.

Datainnsamling med hensyn på sedimentære heterogeniteter foretas på bakgrunn av behovsanalyser som utføres for å kartlegge behovet for analogistudier av ulike typer avsetninger, samt konkretisere den reservoarmessige problematikken. I valg av feltanaloger til aktuelle reservoarformasjoner legges det vekt på å finne formasjoner med god blotningsgrad og størst mulig likhet med hensyn på sedimentologiske prosesser og avsetningsmiljø. Det er til nå innsamlet data fra grunnmarine, tidevannspåvirkede avsetninger analoge med formasjonene Cook, Fensfjord og Sognefjord.

Videre er det samlet inn data fra grunnmarine analoger til Brent, og fra fluviale avsetninger analoge med Lunde- og Statfjordformasjonen.

Det er også foretatt datainnsamling fra moderne systemer basert på analyser av satellittbilder for å supplere heterogenitets-data innsamlet i vertikale snitt med informasjon om heterogeniteter i horisontalplanet. Hensikten er å oppnå bedre tredimensjonal modellering av sedimentære heterogeniteter. Studier av moderne systemer er til nå utført på fluviale og deltaiske miljøer.

Data med hensyn på tektoniske heterogeniteter har til nå blitt innsamlet fra områder med samme strukturelle trekk som Tampenområdet. Arbeidet har vært konsentrert om romlig fordeling av forkastningsplan under seismisk oppløsning, og forholdet mellom disse og større blokkbegrensede forkastninger.

Den økonomiske administrasjonen av SAFARI ligger hos Oljedirektoratet. Oljedirektoratet har også ansvaret for koordinering av behovsanalysene.

5.2 SIKKERHET OG ARBEIDSMILJØ

Prosjektittel	Utførende Institusjon
Standardisering i petroleumssektoren	NVS
Medlemskap i Welding Institute	Welding Institute
Medlemskap i Marine Technology Directorate (MTD)	MTD
Medlemskap i Norsk Elektroteknisk Komité (NEK)	NEK
WOAD – World Offshore Accident Databank	DnV Industri
Petroleumsaktiviteter nord for 74°30'N	Oljedirektoratet
Internasjonalt samarbeid – undervannsoperasjoner	Oljedirektoratet
Arbeidsmiljø for dykkere	SINTEF
Prosedyrer for vurdering av oppjekkable innretninger	Noble Denton
Nøyaktig måling av trykkforhold i dype, varme brønner	Rogalandsforskning
Gass-sikkerhetsprogram	CMI
Teknisk/operasjonelle aspekter ved bemannede undervannsoperasjoner	Oceaneering
Internkontroll i virksomheter i Norge	SINTEF
Innstrømningsforsøk i horisontale brønner	Rogalandsforskning
Register over arbeidsbetingede sykdommer	Oljedirektoratet
Trykk og temperatur ved boring under ekstreme forhold	Rogalandsforskning
Sikkerhet og arbeidsmiljø i kaldt klima	Universitetet i Tromsø
Kartlegging av kreftisiko blant ansatte i norsk offshorevirksomhet	Kreftregisteret
Aldring og tap av helsesertifikat	Oljedirektoratet
Opplevd risiko og sikkerhet	Universitetet i Trondheim
Boring på store havdyp	Rogaland Consultants
Hydraulisk brønnintervensjon	Proffshore
Testprosedyre for jetbrann	SINTEF/NBL
Jording i maritime anlegg	EFI

Anvendelse av brennbare materialer	NBL
Reduksjon av lekkasjer i flensforbindelser i prosessrørlegg	DnV Industri
Høyfast betong – fase 3	SINTEF
Høyfast betongs seighet	SINTEF
Pålitelighetsbaserte designmetoder for rørledninger	SINTEF
Høyfaste stål i petroleumsvirksomheten	Cranfield Institute
Korrosjonsbeskyttende belegg	SINTEF
Reststyrke i skadede og korroderte rørledninger	Veritec
«Ringing» i konstruksjoner i petroleumsvirksomheten	SINTEF/Veritec
Forlenget levetid for eldre rørledninger	Oljedirektoratet
Håndbok for prosjektering av flytende innretninger	Marine Technology Directorate m.fl.
Retningslinjer for risikoanalyse av innretninger	DnV-Technica
Brukerstyrt forskningsprogram om stålmaterialer	SINTEF
Fleksible rørledninger på store havdyp	Oljedirektoratet
Hydratdannelse i rørledninger	SINTEF
Armeringskorrosjon under dynamisk påkjenning	Veritec
Geoteknisk undersøkelse av havbunn under planlagte innretninger og rørledninger	NGI
Veiledning om lastvirkningsanalyser	Aas-Jakobsen
Vindforholdene i Norge	Norges Byggstandardiseringsråd
Veiledning om korrosjonsvern av innretninger og rørledningssystemer	Jotun Cathodic Protection
Vedlikeholdsstyring	SINTEF
Rekvalifisering av stålkonstruksjoner	SINTEF
Ekofisk i langsiktig perspektiv	SINTEF
Metoder for evaluering av tilsynsaktiviteter	SINTEF
Registrering av fravik på flyttbare innretninger	Rogaland Consultants
Nøkkeltall i petroleumindustrien	Norsk Kompetansesenter for Kvalitet

Standardisering i petroleumssektoren

Oljedirektoratet har også i 1993 gitt finansiell støtte til NVSs engasjement innenfor standardisering i petroleumssektoren. Arbeidet går i hovedsak ut på å ivareta norske interesser i ISO/TC 67 – «Materials, equipment and offshore structures for petroleum and natural gas industries» og dens underkomitéer og arbeidsgrupper. NVS har påtatt seg sekretariatfunksjonen i flere komitéer og arbeidsgrupper.

Welding Institute

Oljedirektoratet har vært medlem av Welding Institute i Storbritannia siden 1981. Dette sveiseinstituttet er ledende på offshoreområdet og er meget aktivt innenfor forskning, undervisning og konsulenttjenester. Medlemskapet gir adgang til konsulentbistand, prosjektdeltakelse og løpende informasjon om det nyeste innenfor material- og sveiseteknikk.

Marine Technology Directorate

Oljedirektoratet har siden 1980 vært medlem i den britiske Offshore and Underwater Engineering Group

(UEG) – en undergruppe under foreningen Construction Industry Research and Information Association (CIRIA). Institusjonen gikk i 1989 inn i Marine Technology Directorate (MTD). De prosjektene organisasjonen administrerer er meget relevante for Oljedirektoratets arbeidsoppgaver på dette fagområdet. Samarbeid og tilgjengelig informasjon har vært til stor nytte i sikkerhetsutredninger, forskriftsarbeid og kompetanseoppbygging. Oljedirektoratet deltar i et prosjekt om driftsinspeksjon for konstruksjoner og innretninger under vann.

Norsk Elektroteknisk Komité – NEK

Oljedirektoratets medlemskap i NEK skal blant annet sikre at forskriftene på elektroområdet utvikles i takt med den teknologiske utvikling og internasjonal praksis og erfaring. Viktigheten av dette understrekes av de norske bestrebelser på å etterkomme forpliktelser etter avtalen om handelshindre innenfor EFTA og EF.

Oljedirektoratet deltar også i det nasjonale og det internasjonale samarbeidet når det gjelder utarbeidelse av nytt regelverk. Dette arbeidet ledes av NEK.

WOAD – World Offshore Accident Databank

Oljedirektoratet er abonnent på databasen WOAD, som inneholder systematiserte opplysninger om ulykkeshendelser i petroleumsvirksomhet til havs over hele verden. Grunndatabasen forvaltes av Det Norske Veritas Industri, som foretar fortløpende innsamling og oppdatering av data om slike hendelser.

Petroleumssaktiviteter nord for 74°30'N

Prosjektet har tidligere blant annet utredet kollisjonsrisiko med isfjell, sannsynligheten for drivis på utvalgte posisjoner i Barentshavet, og krav til leteboringsvirksomhet med hensyn til miljøets sårbarhet. Blant annet på dette grunnlag er behovet for eventuelle ekstra tiltak i tilsynet med virksomhet i disse områdene vurdert. I 1993 er prosjektet videreført ved testing av letebrønner under kalde klimatiske forhold. Miljøets sårbarhet er en viktig parameter i disse vurderingene.

Internasjonalt samarbeid – undervannsoperasjoner

Prosjektet har til hensikt å videreføre og videreutvikle det etablerte internasjonale samarbeidet innenfor sikkerhet og arbeidsmiljø, standardisering av forskriftskrav og veiledninger, samt forbedring av tekniske løsninger for bemannede undervannsoperasjoner. Prosjektet som har gått over en årrekke, har gitt verdifulle resultater og er av stor betydning for tilsynet med undervannsoperasjoner. I 1993 er det etablert kontakt med EU-kommisjonen, som blant annet har ført til planlegging av et arbeidsseminar i Luxembourg i 1994.

Arbeidsmiljø for dykkere

Gjennom prosjekter over flere år er det oppnådd resultater med betydelig nytteverdi på området arbeidsmiljø for dykkere. I 1993 er det gjennomført en kartlegging av arbeidsmiljøforhold for metningsdykkere. Resultater fra denne kartleggingen vil utgjøre en del av grunnlaget for tilsyn med dykkeaktiviteten, med bakgrunn i at arbeidsmiljøloven fra 1993 er gjort gjeldende for dykkevirksomhet i petroleumsvirksomheten.

Prosedyrer for vurdering av oppjekkbare innretninger

Det har tidligere vært store forskjeller mellom de regningsmetoder og den filosofi som er lagt til grunn for forskjellige selskapers og institusjoners vurderinger av oppjekkbare innretninger. I første fase av dette prosjektet er det utviklet en internasjonal veiledning for vurdering av oppjekkbare innretninger. I 1993 er arbeidet videreført med sikte på å utarbeide en anbefalt praksis som vil kunne bidra til økt forutsigbarhet for næringen i forhold til myndighetskrav. Det blir tatt sikte på at arbeidet skal danne grunnlag for en ISO-standard for vurdering av oppjekkbare innretninger.

Nøyaktig måling av trykkforhold i dype, varme brønner

Prosjektet har tidligere utviklet en modell for beregning av effektene av høyt trykk og høy temperatur i

ulike slamtyper, og testet modellen ved hjelp av data fra en virkelig brønn. Modellen er videre overført i diskettform, og tilhørende brukerdokumentasjon er utarbeidet.

Prosjektet var planlagt avsluttet i 1992, men ble forlenget inn i 1993 på grunn av mindre justeringer basert på erfaringer som ble gjort underveis.

Gass-sikkerhetsprogram

Christian Michelsens Institutt (CMI) har gjennom flere år i samarbeid med oljeselskaper og myndighetsorganer i flere land forsket på eksplosjonsrisiko i moduler på innretninger i petroleumsvirksomheten. Prosjektet ble startet i 1990 og ble avsluttet i 1993, og det er til sammen brukt ca 34 millioner kroner på prosjektet.

Prosjektet har blant annet ført til utviklingen av en ny og bedre versjon av FLACS-koden, som er en modell som beskriver flammeeksellerasjon for beregning av eksplosjonsovertrykk i moduler. Det er videre utviklet et pc-program for beregning av eksplosjonsovertrykk i moduler (MicroFLACS), samt en «Gass-eksplosjons-håndbok».

Teknisk/operasjonelle aspekter ved bemannede undervannsoperasjoner

Erfaringer har vist at det fortsatt er tekniske og operasjonelle aspekter ved undervannsoperasjoner som kan forbedres. Prosjektet har tidligere utredet problemområder som batterikapasitet for dykkeklokke i nødsituasjon, nødtrening av dykkepersonell, samt dybdemonitorering av dykker. I 1993 har prosjektet fokusert på dekompresjonstabeller for overflateorientert dykking. Prosjektet har også rettet oppmerksomhet mot tap av kroppsvæske (dehydrering) som kan representere en sikkerhetsrisiko.

Internkontroll i virksomheter i Norge

Gjennom dette prosjektet er det oppnådd å:

- evaluere innføringen av internkontrollforskriften på land,
- belyse hva som har hemmet og hva som har fremmet innføringen i den enkelte bedrift,
- formidle gode og dårlige erfaringer tilbake til bedriftene,
- utvikle evalueringsverktøy slik at bedriftene kan evaluere egen internkontroll,
- gi underlag for tilsynsmyndighetenes oppfølging av iverksetting og praktisering av internkontrollsystemer i virksomhetene.

Prosjektet har vært gjennomført som et samarbeidsprosjekt mellom NHO og NTNF, og med medvirkning fra norske tilsynsmyndigheter.

Innstrømningsforsøk i horisontale brønner

Boring av høyavviks- eller horisontale brønner krever spesielle kunnskaper om hvordan en kan oppdage en plutselig gassinnstrømning, og på en kontrollert måte sirkulere denne ut av brønnen. Prosjektet ble startet i 1991, og det er tidligere gjennomført en fullskalatest

som ga svar på en rekke spørsmål i denne sammenheng. I 1993 er prosjektet videreført blant annet ved at Rogalandsforskning har bygget en 200 meter testsløye med omfattende instrumentering som gjør det mulig å simulere forholdene i en horisontal brønn betydelig mer realistisk.

Register over arbeidsbetingede sykdommer

Oljedirektoratets database over arbeidsbetingede sykdommer er opprettet for å systematisere innkomne meldinger. Dette registeret vil bli brukt til å identifisere satsingsområder og prioritere tilsynsoppgaver. De viktigste elementene i et register av denne typen vil være å ha et godt system for registrering og klassifisering av arbeidsmiljøfaktorer, yrkeskategorier og diagnoser. Det ble startet et samarbeidsprosjekt mellom Oljedirektoratet og det danske Arbejdstilsynet for å videreutvikle Oljedirektoratets eksisterende database. Bakgrunnen for dette samarbeidet var å kunne dra nytte av danskenes erfaringer med et vel innarbeidet system og få innsikt i arbeid på dette området i EU-sammenheng, der Danmark spiller en sentral rolle.

Trykk og temperatur ved boring under ekstreme forhold

Boring av høytrykksbrønner innebærer spesielle operasjonelle og sikkerhetsmessige utfordringer. Prosjektet tar sikte på å øke forståelsen av problemstillingene, slik at sikkerheten ved boring av slike brønner kan bli bedre. Det er gjennomført feltnålinger på høytrykksbrønner hvor det er brukt både vannbaser og oljebasert boreslam, en database er bygget opp, og det er påbegynt laboratoriemålinger av forskjellige typer boreslam.

Sikkerhet og arbeidsmiljø i kaldt klima

Oljedirektoratet har via Norges forskningsråd bidratt med støtte til et forskningsprogram ved Universitetet i Tromsø relatert til arbeid i kaldt klima. Programmet ble startet opp i 1989 etter initiativ fra Norske Shell, som hadde behov for å fremskaffe kunnskaper knyttet til arbeid og sikkerhet i kalde omgivelser. Prosjektene i programmet tar for seg både grunnforskningsproblematikk og mer klinisk/anvendte problemstillinger, med en nær kobling mellom grunnforskningen og løsning av problemer knyttet til kuldeeffekter. Ved å støtte prosjektet vil Oljedirektoratet bidra til nasjonal kompetanseoppbygging innenfor kaldklimaforskning. Slik kunnskap vil komme til nytte under planlegging og utførelse av all petroleumsaktivitet, ikke bare i kaldt klima, men også for arbeid på land i kaldt klima.

Kartlegging av kreftisiko blant ansatte i norsk offshorevirksomhet

Det ble bevilget midler til delvis finansiering av en kartlegging av kreftisiko i petroleumsvirksomheten til havs. Dette prosjektet skulle gjennomføres av Kreftregisteret, med Oljeindustriens Landsforening (OLF) som viktigste finansieringskilde. Oljedirektoratet så det som viktig at det ble startet en overvåking av ansatte med henblikk på mulige langtidseffekter av ar-

beidsmiljøet, og at det ble bygget opp en base som inneholdt eksponeringsdata for ulike arbeidsmiljøfaktorer. Det ble utført et forprosjekt, men OLF fant ikke å kunne bevilge midler til å fullføre dette arbeidet.

Aldring og tap av helsesertifikat

Prosjektet har omfattet gjennomføringen av et seminar med tittelen «Aldring av personell på sokkelen». Dette prosjektet ble gjennomført i samarbeid med Helseidirektoratet, og belyste problemstillingene knyttet til de mange arbeidstakere som av helsemessige grunner må forlate sin arbeidsplass på sokkelen før oppnådd pensjonsalder. Det er gitt ut en rapport som inneholder manuskripter fra samtlige foredrag på seminaret, samt en oppsummering av foreslåtte tiltak.

Opplevd risiko og sikkerhet

Prosjektet sikter mot å utarbeide forslag til tiltak som kan bidra til et bedre arbeidsmiljø gjennom økt personsikkerhet og reduksjon av den opplevde usikkerhet blant arbeidstakere i petroleumsvirksomheten til havs. Prosjektet vil blant annet undersøke om det er, og eventuelt hvilke, forskjeller i oppfatninger mellom britiske og norske arbeidstakere, endringer blant norske arbeidstakeres oppfatninger de senere år, samt årsak/virkning-forhold mellom opplevd og objektiv risiko. I 1993 det utarbeidet spørreskjema og informasjon til de som skal delta i undersøkelsen, og etablert kontakt med de aktuelle selskapene. Selve undersøkelsen vil bli gjennomført i 1994.

Boring på store havdyp

Prosjektet har som mål å legge til rette for fremtidig tilsyn med petroleumsaktiviteter på store havdyp, med hensyn til å etablere rammebetingelser for virksomheten, og å bygge opp direktoratets kompetanse på området. Arbeidet startet i 1992 med en kartlegging av problemområdet. I 1993 er det gjennomført grundige studier av forhold med spesiell sikkerhets- og arbeidsmiljømessig betydning ved boring på store havdyp.

Hydraulisk brønnintervensjon

Hydraulisk brønnintervensjon (snubbing) har i et stadig stigende omfang blitt tatt i bruk som arbeidsverktøy for brønnvedlikehold i Nordsjøen. Arbeidet omfatter i hovedsak operasjoner relatert til perforering og gruspakking samt syrevasking i brønnene. I tillegg har utstyret blitt benyttet til å skifte/kjøre kompletteringsstrenger. I løpet av 1993 har Oljedirektoratet gjennom prosjektet fått belyst hvordan to operatørselskaper i to forskjellige arbeidsoperasjoner har forholdt seg til regelverkets krav til slikt arbeid, med særskilt vekt på å ivareta krav til barrierer.

Testprosedyre for jetbrann

Etter et initiativ fra Health and Safety Executive i Storbritannia ble Oljedirektoratet i 1992 invitert til å delta i en arbeidsgruppe som hadde til oppgave å utarbeide en prosedyre for å bestemme motstandsdyktighet mot jetbrann hos passive materialer for brannbeskyttelse. Arbeidet har resultert i en felles britisk-

norsk prosedyre for testing av slike materialer i jet-brann. SINTEF/NBL har vært Oljedirektoratets konsulent i arbeidsgruppen.

Jording i maritime anlegg

Høye kortslutningsstrømmer som opptrer i elektriske anlegg i petroleumsvirksomheten, har ført til at det er oppstått tvil om jordingsanleggene hittil er tilstrekkelig sikre. Oljedirektoratet har gitt støtte til dette industrifinansierte prosjektet. I regi av EFI har det vært gjennomført undersøkelser og målinger på eksisterende anlegg, og det er utarbeidet anbefalinger til forbedringer, samt forslag til endring av forskriftskrav på området.

Anvendelse av brennbare materialer

Bruk av nye materialer byr på flere fordeler, først og fremst vektbesparelser og forenklet vedlikehold. Det har skjedd en gradvis lempning av tidligere absolutte krav til ubrennbarhet, som har åpnet for økt bruk av slike materialer. Det er imidlertid av stor sikkerhetsmessig betydning at bruken av brennbare materialer er styrt på en forsvarlig måte, og prosjektet har hatt som mål å definere kriterier for hvor og i hvilke mengder slike materialer kan benyttes.

Arbeidet har ført til forslag til metoder for prøving og akseptkriterier for bruk av brennbare materialer på innretninger i petroleumsvirksomheten, samt til anbefaling om at beregninger og analyser av brann sikkerhet skal inngå i grunnlaget for vurdering av brannrisiko ved økte mengder av brennbare materialer.

Reduksjon av lekkasjer i flensforbindelser i prosessanlegg

Prosjektet er en videreføring av et arbeid som ble startet i 1992, med sikte på å oppnå forbedringer av flensforbindelser, først og fremst for å bidra til reduksjon av antallet utilsiktede hydrokarbonlekkasjer. Prosjektet har som mål å utarbeide forslag til forbedringer både med hensyn til beregninger og til utførelse av arbeid med flensforbindelser. I 1993 har det vært foretatt en sammenligning mellom de forskjellige standarders krav til sammenstilling av flensforbindelser.

Høyfast betong – fase 3

Prosjektet er en videreføring av et omfattende arbeid som startet i 1986, finansiert av industri og myndigheter. Arbeidet i tidligere faser har blant annet ført til utarbeidelsen av betongstandard NS 3473, som på verdensbasis anses som den mest avanserte standard for høyfast betong. I fase 3 er det utført tilleggs eksperimenter for å komplettere arbeidet i de to første fasene, og for å redusere enkelte usikkerhetsmomenter. Prosjektet er nå avsluttet, og resultatene kan innarbeides i NS 3473.

Høyfast betongs seighet

Prosjektet er en videreføring av et arbeide med å videreutvikle høyfast betong med høy seighet (duktilitet) for anvendelse i konstruksjoner som utsettes for spesielle påkjenninger som støt, trykksjokk, jord-

skjelv, varme og kulde. Utarbeidelse av spesifikasjoner for dimensjonering og konstruksjonsmessig utforming av høyfast betong som utsettes for spesielle påkjenninger har også inngått i prosjektet. Både industrien og myndighetene er representert i prosjektet.

Pålitelighetsbaserte designmetoder for rørledninger

Kriteriene i eksisterende designkoder inneholder sikkerhetsmarginer som i visse tilfeller kan være unødig konservative, slik at sikkerhetsnivået for rørledninger ikke blir konsistent i forhold til faktorer som vandedybde, havbunnens jevnhet og evne til å motstå erosjon, hvilket medium som transporteres, samt hvilke ulykkeslaster som kan forekomme. I 1992 ble det utført et pilotprosjekt, og hovedprosjektet er planlagt å vare til 1995. Oljedirektoratet deltar i styringsgruppen for prosjektet som er finansiert av industrien med en total ramme på 5,2 millioner kroner i 1993.

Høyfaste stål i petroleumsvirksomheten

Prosjektet utføres ved Cranfield Institute of Technology i Storbritannia, og er et stort samarbeidsprosjekt med deltakere fra flere land. Prosjektet har tidligere på bred basis undersøkt egenskapene til moderne høyfaste stål med hensyn til praktisk anvendelse i petroleumsvirksomheten til havs. I 1993 har prosjektet videreført arbeidet med sikte på å redusere usikkerhet forbundet med egenskapene til slike ståltyper når fastheten øker. Det har også vært sett på problemstillinger omkring hydrogenindusert oppsprekking, som er et problem på oppjekkable innretninger i forbindelse med dannelse av sulfatreduserende bakterier.

Korrosjonsbeskyttende belegg

Designlevetiden for innretninger i petroleumsvirksomheten blir stadig lengre, og riktig materialvalg i kombinasjon med belegg er avgjørende for å kunne oppnå ønskelig levetid. Hittil har forhold som påvirker katodisk avbinding og effekten av ulike former for overflatebehandling før maling blir påført, vært lite kartlagt. Det finnes heller ingen effektiv metode for aksellerert testing av hvordan disse forhold påvirker sluttresultatet.

Prosjektet, som tar sikte på å gi svar på disse spørsmålene, planlegges å vare fram til 1998, med betydelig støtte fra operatørselskapene og leverandører av belegg.

Reststyrke i skadede og korroderte rørledninger

Oljedirektoratet har bidratt til dette industrifinansierte prosjektet, som har hatt som mål å utvikle metoder for beregning av reststyrke i rørledninger, stigerør og strekkstag som er skadet eller innvendig korrodert. Prosjektet har i første fase spesielt fokusert på ANSI/ASME – B31G, og sett på mulige optimaliseringer av beregningsmetoder gitt i denne. Gjennom arbeidet er det tilført verdifull kompetanse innenfor design av rørledninger. Erfaringene vil også kunne få betydning for regelverksutvikling på området, og for direktoratets tilsyn med inntrufne tilfeller av nevnte skader. Prosjektet vil bli videreført i 1994.

«Ringing» i konstruksjoner i petroleumsvirksomheten

Oljedirektoratet har satt i gang og bidrar til dette industrifinansierte prosjektet, som har en total økonomisk ramme på 5,3 millioner kroner. Prosjektet har som mål å komme fram til beregningsmodeller som beskriver de såkalte «ringing»-effektene som er observert ved modellforsøk av betongunderstell, slik at effekten kan beregnes på en forutsigbar og standardisert måte. Prosjektet planlegges avsluttet i løpet av 1994.

Forlenget levetid for eldre rørledninger

Gjennom dette prosjektet har Oljedirektoratet kartlagt problemstillinger knyttet til forlenget levetid for rørledningssystemer. Det er utredet en del prinsipielle spørsmål, som hvilke studier og tester som må inngå i det dokumenterte beslutningsgrunnlaget, hvilke forhold som skal legges til grunn for å bestemme ny levetid, samt foretatt en oppsummering av den faglige utviklingen innenfor design av rørledninger etter at systemene opprinnelig ble konstruert.

Håndbok for prosjektering av flytende innretninger

Dette internasjonale, industrifinansierte prosjektet strekker seg over to år med en økonomisk ramme på ca 2,1 millioner kroner. Prosjektet tar sikte på å utvikle retningslinjer for prosjektering av flytende produksjonsinnretninger, først og fremst ved å samle, systematisere og videreutvikle eksisterende ekspertise innenfor området. Håndboken skal bidra til forståelse av viktige prinsipper og det teoretiske grunnlaget, gi oversikt over de mest aktuelle analysemetodene, samt gjøre tilgjengelig erfaringer på området.

Retningslinjer for risikoanalyse av innretninger

Dette industrifinansierte prosjektet har som mål å utarbeide retningslinjer for de mest sentrale aktiviteter som inngår i en risikoanalyse for petroleumsinnretninger til havs, og som inneholder data og referanser til manuelle eller edb-baserte teknikker for utførelsen. Arbeidet planlegges avsluttet i 1994.

Brukerstyrt forskningsprogram om stålmaterialer

I 1993 ble det tatt initiativ til å etablere et omfattende forskningsprogram – STÅLMAT – i samarbeid mellom Norges Forskningsråd og industrien. Intensjonen er å samle produsenter og brukere av stål i et felles forskningsprogram, og gjennom dette samordne de ulike forskningsaktivitetene innenfor stål og rustfritt stål i Norge. Arbeidet med å etablere dette forskningsprogrammet fortsetter i 1994.

Oljedirektoratet har støttet et pilotprosjekt i 1993, og ønsker gjennom dette engasjementet å bidra til erfaringsoverføring fra anlegg i drift til anlegg som er under planlegging med sikte på å bedre sikkerheten både på eksisterende og nye anlegg.

Fleksible rørledninger på store havdyp

Gjennom dette prosjektet har Oljedirektoratet belyst problemområder og begrensninger knyttet til installa-

sjon og drift av fleksible rørledninger og stigerør på havdyp større enn 350 meter.

Det er blant annet fokusert på utfordringer knyttet til leggeteknikker, nedgraving, beskyttelse tilstands- overvåking, reparasjonsmetoder og feiltilstander.

Hydratdannelse i rørledninger

Erfaringer har indikert at hydratdannelser i rørledninger kan representere et større operasjonelt problem enn hva som har vært antatt. Fjerning av hydratplugg er innebærer også sikkerhetsmessige problemstillinger. Gjennom dette prosjektet har Oljedirektoratet foretatt en kartlegging av omfanget av og hendelser knyttet til hydratdannelser i forbindelse med rørledningssystemer. Det er videre sett på hvilke metoder de forskjellige operatørselskapene benytter for fjerning av hydratdannelser. Prosjektet har tilført Oljedirektoratet kompetanse som vil danne grunnlag for fremtidig tilsyn med selskapenes håndtering av dette problemet.

Armeringskorrosjon under dynamisk påkjenning

Oljedirektoratet har støttet dette prosjektet som er finansiert av industri og myndigheter. Prosjektet er planlagt gjennomført over to år, og sikter på å kartlegge egenskaper ved lettbetong med hensyn til korrosjonsbeskyttelse og -bestandighet i marint miljø. Bedre kunnskaper på dette området er en betingelse for å kunne dra full nytte av den økende anvendelsen av lettbetong i konstruksjoner i petroleumsvirksomheten, ettersom det hittil er begrensede kunnskaper om langtidsegenskaper for lettbetong i marint miljø.

Geoteknisk undersøkelse av havbunn under planlagte innretninger og rørledninger

Prosjektet har som mål å utrede ulike geotekniske problemstillinger knyttet til prosjektering, bygging og drift av rørledningssystemer. Prosjektet har i første fase blant annet sett på styrken av grunne sandlag, jordarters termiske egenskaper, samt påkjenninger som rørledninger blir utsatt for ved undervannsskred. Prosjektet støttes av flere oljeselskap og av Oljedirektoratet. Arbeidet vil bli videreført i 1994.

Veiledning om lastvirkningsanalyser

Tapet av understellet til Sleipner A-innretningen viste at feil i globalanalysene kan få katastrofale følger. Gjennom dette prosjektet er det blitt utarbeidet et tilleggskapittel til Oljedirektoratets veiledning om laster og lastvirkninger som omhandler hvordan større lastvirkningsanalyser bør gjennomføres.

Vindforholdene i Norge

I regi av den europeiske standardiseringsorganisasjonen CEN utarbeides det en europeisk standard for beregning av vindforhold på konstruksjoner. Som grunnlag for dette arbeidet skal det lages vindkart for hele Europa, og prosjektet skal bidra til å lage et slikt kart for Norge. Prosjektet støttes av en rekke offentlige institusjoner og firmaer, og planlegges slutført i 1994.

Veiledning om korrosjonsvern av innretninger og rørledningsystemer

Oljedirektoratet har tidligere deltatt sammen med industrien i revisjon av Veritas Offshore Standard RPB 401 – Cathodic Protection Design. Dette arbeidet har gitt et godt underlag for revisjon av direktoratets veiledninger på området, og dessuten vist at det har vært behov for en slik gjennomgang. Det foreligger et utkast som planlegges sendt til høring i løpet av 1994.

Vedlikeholdsstyring

Oljedirektoratet har videreført et omfattende utredningsprosjekt om vedlikeholdsstyring, med bakgrunn i mangler som tilsynet har påvist med enkelte selskapers systemer på området. I 1993 har prosjektet vært orientert mot å formidle resultater fra prosjektets tidligere faser tilbake til industrien.

Rekvalifisering av stålkonstruksjoner – fase 2

Prosjektet er ledd i et forskningsprogram som går ut på å utvikle en metode for å vurdere styrken i bærende konstruksjoner i stålunderstell etter å ha vært utsatt for belastning ut over opprinnelige prosjekteringskriterier. Fase 2 strekker seg over to år, og har en økonomisk ramme på 3,5 millioner kroner.

Ekofisk i langsiktig perspektiv

Prosjektet er et internt utredningsprosjekt som har som mål å etablere sikkerhetsmessige krav og kriterier som skal legges til grunn for Oljedirektoratets tilsyn med

knutepunktinnretninger med tanke på å ivareta hensynet til leveringssikkerhet. Denne utredningen skal underbygge myndighetenes krav til sikkerhet og driftsregularitet som ivaretar interessene til staten, operatøren og andre brukere av transportsystemet.

Metoder for evaluering av tilsynsaktiviteter

Dette prosjektet har til hensikt å utvikle metoder for å evaluere effekten av Oljedirektoratets og selskapenes egne tilsynsaktiviteter. Stadig strammere ressurser gjør det nødvendig å ha en godt grunnlag for å planlegge og gjennomføre tilsyn slik at nytteeffekten blir optimal. Den økte fokusering på de styrende systemene skaper en fare for at tilsynet utvikler seg i en formalistisk retning, der tilsynsaktivitetene kan miste sitt reelle innhold og sin effekt. Prosjektet er planlagt avsluttet i 1994.

Registrering av fravik på flyttbare innretninger

Formålet med dette prosjektet har vært å opprette et edb-basert register over fravik som Oljedirektoratet har gitt fra regelverket for flyttbare innretninger i forbindelse med behandling av søknader om samtykke.

Nøkkeltall i petroleumsindustrien

Dette interne prosjektet har utarbeidet en beskrivelse av generelle metoder for «bench-marking» og bruk av nøkkeltall. Basert på intervjuer er det utarbeidet en status for hvordan «bench-marking» og nøkkeltall blir brukt som styringsverktøy hos tre utvalgte operatørselskaper.

5.3 OPPRYDDING AV HAVBUNNEN

Prosjekttittel	Utførende institusjon
Opprydding av havbunnen	Oljedirektoratet

Opprydding av havbunnen

Oljedirektoratets opprydding av havbunnen foregikk i 1993 i et 1300 km² område på Egersundbanken. Området som ble valgt på grunnlag av anbefalinger fra fiskernes organisasjoner og fiskerimyndighetene, ligger like øst for et område som en tidligere har ryddet med trål (1980–1984). Fiskerne har rapportert om vanskeligheter med mange hefter i dette området.

Vaier, anker, fiskebruk, diverse kjettinger og containere ble fjernet fra havbunnen. I det aktuelle område

har 28 vrak – herunder en undervannsbåt – blitt nøyaktig posisjonert, noe som er av stor viktighet for fiskere som benytter området.

En har også i 1993 benyttet Sjøkartverkets fartøy M/S «Lance» ved sonarkartlegging av havbunnen. Ryddeoppdraget ble utført av Stolt Comex Seaway A/S, Haugesund. Styringskomiteen for oppryddingsaksjonen har bestått av representanter fra Oljedirektoratet, Fiskeridirektoratet, Norges sjøkartverk, Norges Fiskarlag og Oljeindustriens Landsforening.

6. Internasjonalt samarbeid

6.1 BISTAND TIL FREMMEDE STATER

6.1.1 Bistand gjennom NORAD

Oljedirektoratet har i 1993 deltatt i bistandsarbeid i bl a Tanzania, Mozambique, Namibia, Bangladesh og Nicaragua. Oljedirektoratet har fortsatt samarbeidet med Committee for Coordination of Joint Prospecting for Mineral resources in Asian Offshore Areas (CCOP).

Oljedirektoratets innsats har i 1993 vært på totalt fire årsverk. I tillegg til utredninger og assistanse innenfor Oljedirektoratets arbeidsområde, har arbeidet også bl a bestått i oppfølging av konsulenter i forbindelse med seismisk innsamling, prosessering og reformatering av seismikkteiper, vedlikehold av maskinvare og programvare, samt oppfølging av konsulenter vedrørende teknisk rådgivning, kontraktsvurdering og forhandlingsstøtte i forbindelse med feltutbygning. Hovedinnsatsen har vært konsentrert om følgende land:

a) Bangladesh

Oljedirektoratet har gjennom flere år samarbeidet med Bangladesh Petroleum Institute (BPI) i oppbygging og utvikling av instituttet, som i framtiden skal fungere som et faglig, rådgivende organ til Ministry of Energy and Mineral Resources. Den planlagte aktiviteten for 1993 har for en stor del blitt forsinket som en følge av vanskeligheter med å få tilgang på relevante data fra statsoljeselskapet Petrobangla. Innsatsen i 1993 har derfor blitt fokusert på aktiviteter som i størst mulig grad kunne gjennomføres med de data som allerede var tilgjengelige på BPI.

Arbeidet har, som tidligere år, bestått i assistanse til drift og vedlikehold av seismisk prosesseringsutstyr, vurdering av programvare, tolkning av seismikk, brønndata og geologiske data. Resultatene fra den NORAD-finansierte trykktest fra den eneste oljebrønnen i Bangladesh, Haripur -1, er blitt tolket i samarbeid mellom Oljedirektoratet og BPI. Direktoratet har også bistått BPI i å utrede BPI's framtidige rolle i lys av den foreslåtte endring av energipolitikken i Bangladesh og har i den forbindelse foretatt en studiereise til Bangladesh for samtaler med de aktuelle parter.

Den norske rådgiver, som har vært engasjert gjennom Oljedirektoratet for å arbeide i BPI, avsluttet sin tjeneste i juli etter tre års tjeneste.

b) Namibia

Oljedirektoratet samarbeider med National Petroleum Corporation of Namibia (NAMCOR), under Ministry of Mines and Energy (MME). Arbeidet har for en stor del vært knyttet til utvikling av forskrifter og prosedyrer for petroleumsaktivitet, bl a godkjenning av bore-

programmer og oppfølging av boreaktiviteter, forskrifter knyttet til sikkerhet, forskrifter for fiskerikyndig person ombord i seismisk fartøy under innsamling av seismikk, forskrifter relatert til elektriske installasjoner i forbindelse med petroleumsaktiviteter, forskrifter knyttet til sikkerhetssoner samt forskrifter vedrørende miljødata for petroleumsaktiviteter. Oljedirektoratet har også bistått ved vurdering av boreprogrammer i forbindelse med aktiviteter i tildelte lisenser.

Det ble arrangert et møte mellom Oljedirektoratet og Namibias Government Action Control Group (GACG), der det ble gitt en gjennomgang av norsk regelverk, tilsynsordning samt Oljedirektoratets rolle i forbindelse med ulykker.

Arbeidet med å drive det installerte arkivsystem i Namcor har vært fulgt opp.

Oljedirektoratet har også fulgt opp seismisk prosessering av data fra Namibia som ble utført av Geco-Prakla.

c) Tanzania

Oljedirektoratet samarbeider med Tanzania Petroleum Development Corporation (TPDC) og Ministry of Water, Energy and Minerals (MWEM). Aktivitetene har vært konsentrert omkring oppfølging av reformatering av seismiske teiper som ble utført av Tape Technology Norge A/S, samt tilrettelegging for oversendelse til TPDC av teiper med nødvendig tilleggsutstyr. I forbindelse med oversendelsen var en representant fra Oljedirektoratet tilstede i TPDC for å assistere ved arkivering og igangsettelse av kopieringsutstyret. I tillegg til dette har Oljedirektoratet fulgt opp reprosessering av eldre seismiske data fra Songo Songo utført av Geco-Prakla. Disse dataene er nødvendig for en forstående rekartlegging av Songo Songo-gassfeltet i forbindelse med den planlagte utbygging av feltet. Dataene blir samtidig overført til samme format som de reformaterte data.

I forbindelse med planene for å bygge ut Songo Songo-gassfeltet til produksjon av elektrisk kraft i Dar es Salaam, ble Oljedirektoratet bedt av MWEM om å bistå i utformingen av en Project Brief for Songo Songo. Oppdraget ble utført av personell fra Oljedirektoratet i samarbeid med eksterne konsulenter (Petroteam a.s, Novatech a.s. Statoil og Vidkunn Hveding) i et nært samarbeid med MWEM, TPDC og Tanzania Electric Supply Co. Ltd. (TANESCO). Oljedirektoratet har videre bistått MWEM i utvelgelse, kontraktinngåelse og oppfølging med konsulenter til en rådgivningsgruppe for anbudsevaluering og etterfølgende forhandlinger mellom den tanzanianske forhandlingsgruppe og anbyderne for gasskraft prosjektet. Petroteam a.s leder rådgivningsgruppen som i til-

legg består av personell fra Statoil og Novatech a.s. Prosjektet er vesentlig finansiert gjennom Verdensbanken.

d) Mozambique

Oljedirektoratet samarbeider med Empresa Nacional de Hidrocarbonetos de Mocambique (ENH) om evaluering av Pande-gassfeltet i Mozambique. En gruppe bestående av tre medarbeidere fra Oljedirektoratet oppholdt seg ved ENH i en kortere periode for å samle inn og vurdere data fra Pandefeltet og samtidig føre faglige diskusjoner med ENH's stab. Evalueringen ble seinere presentert for ENH, og Oljedirektoratet vurderte kjernemateriale fra Pandefeltet med tanke på videre detaljerte sedimentologiske studier. Prøver fra det siste borehullet på Pande blir analysert av RESLab a.s..

I forbindelse med avgrensning av Pandefeltet samles det inn mer seismikk som skal tolkes av ENH og Oljedirektoratet. De siste avgrensningsbrønner vil bli bestemt ut fra denne tolkning, som vil finne sted på vårparten 1994.

e) Nicaragua

Oljedirektoratet samarbeider med det nasjonale energikontoret Instituto Nicaraguense de Energia (INE) om gjennomføringen av en kampanje for leting etter hydrokarboner på den nicaraguanske sokkel. Geco-Prakla er tidligere tildelt oppdraget med å utarbeide det nødvendige kampanjematerialet og siden gjennomføre kampanjen i samarbeid med INE. Arbeidet med ferdigstillingen av materialet har til en viss grad stoppet opp etter som forslaget til ny petroleumsløve for Nicaragua ennå ikke har vært behandlet i nasjonalforsamlingen. Oljedirektoratet har i 1993 assistert INE med å framfinne, vurdere og systematisere nødvendige data for å lage datapakker til lettevirksomhetskampanjen. Videre er det startet planlegging av oppbygging av et nytt arkivsystem i INE, som vil gi bedre sikring av dataene i påvente av lettekampanjen og i forbindelse med privatiseringsprosessen som pågår i landet.

f) CCOP

Oljedirektoratet fungerer som faglig rådgiver for Committee for Co-ordination of Joint Prospecting for Mineral Resources in Asian Offshore Areas (CCOP) i forbindelse med at NORAD støtter et delprosjekt om petroleumsevaluering i regionen. Prosjektet gjennomføres av det norske firmaet Geoknowledge a.s.. Prosjektet delfinansierer, sammen med Statoil, også utgiftene til en petroleumsrådgiver fra Statoil som arbeider i CCOP-sekretariatet i Bangkok, Thailand. Videre har Nopec a.s. i samarbeid med Petrad, planlagt CCOP's deltagelse i en større kampanje for økt lettevirksomhet i regionen i tilknytning til World Petroleum Congress som skal arrangeres i Stavanger i mai 1994. Oljedirektoratet har også i 1993 deltatt med en faglig ekspert i en «workshop» om ressursestimering som ble arrangert i Kuala Lumpur i november.

Prosjektet har i 1993 også omfattet et mindre del-

prosjekt med gjeninstallering og oppfriskning av et program for Oil Drift Modelling som tidligere er utviklet av Meteorologisk Institutt under et prosjekt med Asian Council of Petroleum (ASCOPE). Delprosjektet ble gjennomført av Cooperating Marine a.s.

g) Diverse rådgivning

Oljedirektoratet har bistått med råd til innsamling av satellittdata omkring Kapp Verde-øyene. Oppdraget ble utført for Swedish International Development Authority (SIDA) på forespørsel fra NORAD med bakgrunn i samarbeidsavtale mellom NORAD og SIDA. Oljedirektoratet har videre vurdert fortsatt norsk støtte til Southern African Development Community (SADC) Petroleum Exploration Programme og har deltatt på SADC's Petroleum Conference i Windhoek 19.-22.10.1993. Oljedirektoratet har også vurdert en henvendelse til NORAD fra Verdensbanken/ESMAP om delfinansiering av en studie angående transport av gass fra Iran til Pakistan og India. Oljedirektoratet har tilrettelagt et besøk av direktøren for det nyopprettede Directorate General of Hydrocarbons, India, for å sette seg inn i den norske petroleumsforsvaltning generelt og Oljedirektoratets oppgaver, funksjon og organisering spesielt.

6.1.2 PETRAD – Internasjonalt program for petroleumsforsvaltning og administrasjon

Oljedirektoratet har i perioden 1.1.1989 til 31.12.1993 gjennomført et prøveprosjekt for NORAD med hensikt å se på mulighetene av å etablere et norsk tilbud som kan bidra til å styrke ledelse i petroleumsektoren. Målgruppen har vært ledere innenfor petroleumsforsvaltning og nasjonale oljeselskap i utviklingsland.

Prosjektet ble gitt navnet PETRAD – Internasjonalt Program for Petroleumsforsvaltning og Administrasjon og har vært direkte tillagt oljedirektøren.

Basert på informasjon om behovet for lederopplæring i petroleumsektoren i Afrika, Asia og Latin Amerika har Petrad gjennomført 42 seminarer og kurs fra en dag til åtte ukers varighet. Disse har vært arrangert både i Afrika, Asia og i Norge. Totalt har 1850 ledere fra 47 land deltatt. Budsjettet for prosjektperioden har vært 27 millioner kroner.

For å utvikle og gjennomføre virksomheten har Petrad søkt å trekke på den totale norske kompetanse innenfor petroleumsektoren. Til sammen har representanter fra 250 personer fra 40 norske institusjoner bidratt som ressurspersoner og forelesere. I tillegg har Petrad involvert et tyvetalls forelesere fra utviklingsland samt eksperter fra en rekke internasjonale organisasjoner.

Programmet har søkt å dekke et bredt spekter av ledelse og administrasjon av petroleumaktiviteten både oppstrøms og nedstrøms. Opplæringen har vært strukturert innenfor fire områder:

- Petroleums rolle i bærekraftig utvikling
- Ressursforvaltning og administrasjon
- Sikkerhets- og miljøforvaltning og administrasjon
- Forvaltning og administrasjon av import, mar-

kedsføring, distribusjon og bruk av petroleumsprodukter

Basert på erfaringen med kurs og seminarer har Petrad utviklet to åtte ukers utdanningsprogram:

- Petroleumsforvaltning og ledelse
- Ledelse av petroleumsoperasjoner

Disse er utviklet med bistand av 50 eksperter fra norsk undervisningsmiljø, konsulent- og operatørselskaper.

Kursene ble for første gang avholdt i perioden 9.9.-1.11.1991, med tilsammen 40 deltakere fra 19 land, deriblant Norge. Kursene ble gjentatt i perioden 4.5.-26.6.1992 med 40 deltakere fra 20 land og i perioden 30.8.-21.10.1993 med 43 deltakere fra 19 land. Kursene har vært svært etterspurte, og deltakerne har representert et høyt nivå innenfor statsoljeselskaper og myndigheter.

Av andre aktiviteter i 1993, kan nevnes en serie på fem en-dagers «Top Management Briefings» innenfor «Safety Management» avholdt for toppledelsen hos statsoljeselskapene i Thailand, Malaysia, Indonesia, Singapore og Filippinene. Videre ble det avholdt et to dagers seminar om «Crude oil and products marketing/supply in the Asia-Pacific region» i forbindelse med møte i Asean Council of Petroleum – ASCOPE samt et to ukers kurs med tittel «Managing the Development of a Petroleum Installation» for samme organisasjon. Deltakere kom fra statsoljeselskaper og myndigheter i Sørøst-Asia regionen.

Petrad har med hjelp fra en ekspert fra BP Norge også bistått Petroleum Authority of Thailand med innføring av det norske «International Safety Rating System».

I 1993 ble mye tid nedlagt for å forberede et flerårig program innenfor petroleumsforvaltning og administrasjon i Russland med planlagt start i 1994. Forberedelsene er utført i nært samarbeid med 'Ministry of Fuel and Energy of the Russian Federation'.

Likeledes har det vært nedlagt betydelige ressurser i planlegging av «Stavanger Petroleum Exploration Promotion Forum», et Petrad initiativ som skal arrangeres 2.-4. juni 1994, dvs dagene etter den 14. World Petroleum Congress. Her skal land i Asia og det tidligere Sovjetsamveldet og Øst-Europa presentere områder som vil bli gjort tilgjengelig for lettevirksomhet. Dette er planlagt å bli et årlig arrangement i Stavanger, men med fokusering på forskjellige verdensdeler hver gang.

Petrad har også bistått Asian Council of Petroleum – ASCOPE med planlegging og gjennomføring av ASCOPE-93, en stor petroleumskonferanse og utstilling som ble avholdt i Bangkok i november.

Petrad har likeledes deltatt på statsråd Gunnar Myrsvangs besøk i Vietnam i mars samt bistått norske selskaper i forbindelse med etablering av kontaktnett og planlegging av prosjekter i Sørøst-Asia.

Tilbakemeldingen på Petrad programmene har vært god, og det er grunn til å tro at den spesielle type seminarer som er avholdt og arbeidet som følger av avkla-

ringene de gir, får umiddelbare og merkbare økonomiske effekter i de land seminarer retter seg mot.

Behovet for Petrad kurs og seminarer er blitt så stort at Petrad har ingen mulighet for å tilfredstille dette.

Den kontaktflate som Petrad har opparbeidet seg gjennom prøveperioden er unik.

Norske myndigheter og industri har så smått fått øynene opp for Petrads effektive måte å skape et internasjonalt kontaktnett på høyt nivå og de muligheter dette innebærer.

I lys av de gode resultater fra prøveperioden, besluttet Regjeringen å etablere Petrad som stiftelse fra og med 1994. Stiftere skal være Oljedirektoratet og NORAD.

I styret for Petrad er oppnevnt:

- Tidligere olje- og energiminister Vidkunn Hveding (formann)
- Oljedirektør Fredrik Hagemann, Oljedirektoratet
- Assisterende direktør Sven A Holmsen, NORAD
- Visekonsernsjef Johan Nic Vold, Statoil
- Administrerende direktør Eva R Karal, Teknologisk Institutt

Som sekretær for styret er oppnevnt spesialrådgiver Reidar G Trædal, Oljedirektoratet.

6.2 SIKKERHET OG ARBEIDSMILJØ

Oljedirektoratet har et omfattende samarbeid med internasjonale faglige institusjoner og politiske organer, enten direkte eller indirekte gjennom norske myndighetsorganer. Formålet med dette samarbeidet er å:

- bidra til å sikre at sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten minst tilfredsstillende anerkjent internasjonal standard,
- sikre tilgang av relevant informasjon til kompetanseoppbygging og regelverksutvikling,
- bidra med innsikt og erfaring i internasjonal sammenheng for å kunne påvirke sikkerhet og arbeidsmiljø i positiv retning.

I hovedsak har samarbeidet bestått i deltakelse i internasjonalt myndighetssamarbeid i Europa og FN-organer, men også i mer direkte samarbeid med forskjellige typer internasjonale og regionale faginstitusjoner. De viktigste samarbeidspartnere i 1993 har vært:

- NSOAF – North Sea Offshore Authorities Forum,
- EU-kommisjonen, i samarbeid med Kommunal- og arbeidsdepartementet, om sikkerhet og arbeidsmiljø,
- FN-organisasjonene IMO og ILO om henholdsvis sikkerhet til sjøs og arbeidsmiljø,
- Health and Safety Executive (HSE), Storbritannia
- Energistyrelsen, Danmark
- Staatstoezicht op de Mijnen, Nederland
- European Diving Technology Committee (EDTC) og Association of Offshore Diving (AODC) om sikkerhet ved dykking,
- Marine Technology Directorate (MTD), Storbritannia, om inspeksjon og vedlikehold av innretninger,

- Welding Institute, Storbritannia, om forskning og utvikling av materialer og sveising,
- American Petroleum Institute (API); deltakelse i årlig konferanse om petroleumsfaglige emner og standardisering,
- National Association of Corrosion Engineers (NACE), USA; deltakelse i årlig konferanse om korrosjon og overflatebehandling,
- CENELEC; samarbeid om elektroteknisk standardisering i Europa gjennom Norsk Elektroteknisk Komité (NEK).

6.2.1 NSOAF – North Sea Offshore Authorities Forum

Innenfor sikkerhetsforvaltning deltar Oljedirektoratet i North Sea Offshore Authorities Forum (NSOAF), som er etablert for å ivareta behovet for samtaler og samarbeid mellom tilsynsmyndigheter i land som har sokkelstatsmyndighet i Nordsjøen. Oljedirektoratet anser NSOAF som et viktig forum med hensyn til en utvikling i retning av høyere grad av standardisering i petroleumsvirksomheten i Nordsjøen.

NSOAF etablerte i 1992 to arbeidsgrupper hvor Oljedirektoratet er representert.

En av gruppene har som mål å legge til rette for en bedre felles forståelse av bruken av «Safety Cases» for flyttbare innretninger, og å utvikle dette verktøyet videre med sikte på at arbeid som er utført av et lands myndigheter også skal kunne benyttes i de andre landene.

Den andre gruppen, som har dansk formann, skal søke å harmonisere kravene til sikkerhetsoppplæring innenfor nordsjølandene; se nærmere omtale i punkt 3.9.3.

6.2.2 EU-kommisjonen

Fra 1992 har Norge med Oljedirektoratets deltakelse hatt observatørstatus innenfor EUs arbeid med sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten til havs.

Dette arbeidet er underlagt EUs kommisjon «Safety and Health Commission for the Mining and Other Extractive Industries» (SHCMOEI), og ble fram til begynnelsen av 1993 gjennomført av en arbeidsgruppe kalt «Working Party on Oil, Gas and Other Minerals Extracted by Borehole». Arbeidet under SHCMOEI ble omorganiserte i 1993 og arbeidsgruppen benevnes nå «Committee on Borehole Operations» – borehullskomiteén. Arbeidsgruppen/komiteén var aktivt engasjert i arbeidet med EUs minimumsdirektiv for sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten til havs. Direktivet ble fastsatt 3.11.1992, hvorefter medlemslandene skal ha lovregulert direktivets bestemmelser innen to år. Direktivets krav anses dekket i gjeldende lovgivning for petroleumsvirksomheten på den norske kontinentalsokkelen. Borehullskomiteén er nå i gang med blant annet å planlegge sitt videre arbeid.

6.2.3 Elektrotekniske normer og forskrifter

Oljedirektoratet deltar i følgende komitéer på dette området:

- a) Comité Européen de Normalisation Electrotech-

- nique (CENELEC), Working Group 12 om installasjonsforskrifter for eksplosjonssikkert materiell,
- b) Norsk Elektroteknisk Komité, normkomité (NK) 18 – skipsinstallasjoner,
- c) NEK, NK 31 – elektrisk utstyr for eksplosjonsfarlige områder,
- d) International Electrotechnical Commission (IEC), Technical Committee 18 – Electrical Installations of Ships and of Mobile and Fixed Offshore Units.

Oljedirektoratets deltaker er formann for Working Group 18, som skal utarbeide forslag til en internasjonal standard – «Electrical Installations of Mobile and Fixed Offshore Units».

6.2.4 ILO-engasjement

Etter anmodning fra Det internasjonale arbeidskontoret i Genève (ILO) stilte Oljedirektoratet i 1990 en høyt kvalifisert medarbeider til disposisjon for organisasjonen for å gjennomføre en studie av arbeidstilsynets rolle i petroleumsindustrien. I denne forbindelse stilte også Utenriksdepartementet ved NORAD midler til rådighet for gjennomføring av en serie såkalte «fact-finding and advisory missions» til ulike petroleumsprodusenter. Studiet tok spesielt sikte på skaffe en oversikt over lovgivning som gjelder og tilsynsmetoder som benyttes i ulike petroleumsproduserende land.

I rapporten fra dette studiet redegjøres for ulike typer tilsynsregimer som i dag benyttes i reguleringen av sikkerhet, helse og miljø i petroleumsvirksomheten. Videre drøftes hvilke betingelser som må være til stede for å kunne utvikle et effektivt myndighetstilsyn i en industrisektor som er preget av kompliserte tekniske systemer og høy risiko for ulykker og katastrofer, og hvor konsekvensene av slike hendelser kan være meget omfattende.

Oljedirektoratets engasjement ble i 1992 besluttet forlenget med ett år til å omfatte planlegging og forbedelse av et ekspertmøte om sikkerhet ved arbeid på petroleumsinnretninger til havs. I utarbeidelsen av en rapport med bakgrunnsinformasjon for drøftingene på dette møtet ble det gjort omfattende bruk av informasjon og konklusjoner fra studiet om arbeidstilsynets rolle i petroleumsvirksomheten.

6.3 ISO – DEN INTERNASJONALE STANDARDISERINGSORGANISASJONEN

Internasjonale standarder legges til grunn ved måling og analyse av olje og gass. Oljedirektoratet deltar i det internasjonale arbeidet med revisjon av eksisterende standarder og utvikling av nye.

I Europa har den europeiske standardiseringsorganisasjonen CEN ansvaret for standardiseringsarbeidet. Mellom CEN og ISO er det etablert en avtale, «the Vienna Agreement» som sikrer at CEN overtar ISO-standarder der disse finnes. Oljedirektoratet deltar også direkte i standardiseringsarbeide i CEN.

I Norge har Norges Verkstedsindustri Standardiseringsentral, NVS, organisert arbeidsgrupper som føl-

ger opp standardiseringsarbeidet på internasjonalt plan, og har sekretærfunksjonen. Oljedirektoratet deltar aktivt også i disse arbeidsgruppene.

6.4 INFOIL/SESAME DATABASEN

Oljedirektoratet samarbeider med Norges Forskningsråd og Health and Safety Executive, England om forskningsdatabasen Infoil/Sesame, der Oljedirektoratet har redaktøransvaret. Databasen inneholder informasjon om pågående og avsluttede forskningsprosjekter innenfor petroleumsvirksomheten. Siden 1990 har en samarbeidet med EU gjennom Directorate General for Energy DG XVII, slik at basen også inneholder EU forskningsprosjekter innenfor hydrokARBonteknologi. Basen er tilgjengelig på disketter, CD-ROM, hos vertssentralen ved STN (Scientific and Technical Network), Karlsruhe og fra EUs egen datasentral Eurobases, Brussel.

I 1993 har en arbeidet med forenkling av rutine for innlegging av data og utarbeidet en demonstrasjonsdiskett for basen.

6.5 FORSKNINGSSAMARBEID OM ØKT OLJEUTVINNING

Norge har deltatt i internasjonalt forskningssamarbeid om økt oljeutvinning ved avanserte metoder i regi av International Energy Agency (IEA) siden 1979. Det er for tiden ni deltakerland, og samarbeidet består i det vesentlige i en forpliktelse til et visst forskningsomfang på bestemte områder, og i utveksling av resultater. Fra norsk side blir dette samarbeidet nå ivarettatt gjennom forskningsprogrammet RUTH som ledes fra Oljedirektoratet. RUTH er nærmere beskrevet i kapittel 5.1.5.

Oljedirektoratet er representert i den internasjonale styringskomiteén.

6.6 FOREDRAGSVIRKSOMHET

Oljedirektoratets medarbeidere har også i 1993 vært engasjert som foredragsholdere og møteledere i en rekke konferanser, kurs ol i inn- og utland innenfor direktoratets arbeidsområder. Denne virksomheten betraktes som meget viktig i en gjensidig utveksling av informasjon og påvirkning, ikke minst i lys av den økende internasjonalisering av regelverk og lignende.

7. Statistikk og oversikter

7.1 MÅLENHETER FOR OLJE OG GASS

Olje og gass oppgis ofte i volumetriske enheter under definerte ISO-standard betingelser (temperatur = 15°C og trykk = 1,01325 bar). Oljemengder oppgis i millioner Sm³ (10⁶ Sm³) og gassmengder i milliarder Sm³ (10⁹ Sm³).

Olje- og gassmengder oppgis også ofte i t.o.e (tonn olje-ekvivalenter), når det ikke er nødvendig med eksakte mengdeangivelser. Denne enheten brukes når en summerer eller sammenlikner olje- og gassmengder.

Konverteringen til t.o.e er basert på den energimengde som blir frigjort ved forbrenning av olje og

gass. For svært mange olje- og gass-sammensetninger på norsk sokkel vil energien grovt sett i 1 tonn olje tilsvare energien i 1000 Sm³ gass. Følgende sammenheng anvendes derfor:

1 tonn olje = 1 t.o.e olje, og
1000 Sm³ gass = 1 t.o.e gass

Tettheten for olje varierer mellom 0,8 g/cm³ og 0,9 g/cm³, avhengig av oljens sammensetning. Når denne er ukjent anslår man normalt en tetthet på 0,85 g/cm³. Dette vil si at 1 Sm³ olje tilsvarer 0,85 t.o.e.

7.2 OVERSIKT OVER SOLGT OG FRIGITT SEISMIKK

Tabell 7.2.a

Oversikt over antall solgte seismiske datapakker (OD-seismikk)

NR	NAVN	1993	Totalt
001	MØRE-TRØNDELAGE-REGIONAL-PK-1		34
002	MØRE-TRØNDELAGE-REGIONAL-PK-2		27
003	TAMPEN-SPUR		22
004	MØRE-SOUTH-84		22
005	TRØNDELAGE-REGIONAL		25
006	HALTENBANKEN-VEST-84	1	24
007	FRØYABANKEN-84		27
008	MØRE-TRØNDELAGE-PAKKE-2 *)		22
009	MØRE-TRØNDELAGE-PAKKE-3 *)		28
010	TRÆNABANKEN		30
011	REG-DATA-NORDLAND-RYGGEN		22
012	NORDLAND-IV-85		11
013	REG-DATA-MIDT-N-SOKKEL		21
014	NORDLAND-II-83		23
015	NORDLAND-III-84	1	15
016	TROMS-II		12
017	REGIONAL-DATA-TROMS-ØST		18
018	FINNMARK-VEST-83		19
019	FINNMARK-VEST-84		20
020	NORDLAND-III-85	1	15
021	MØRE-SØR-TEST-84 *)		5
022	STOREGGA-85	1	7
023	VØRINGPLATAET		12
024	VØRING-BASSENGET-85/86		12
025	LOFOTEN-VEST-86	1	13
026	JAN-MAYEN-85		1
028	VØRING-BASSENGET-87		12
029	NORDLAND-VI-87	3	15
030	NORDLAND-VII-87	1	13
031	NORDLAND-V-87	1	11
032	NORDLAND-VI-88	3	15
033	NORDLAND-VII-88		13
034	NORDLAND-V-73-79	1	11
035	NORDLAND-VI-73-79	2	14
036	NORDLAND-VI-89	2	14
037	NORDLAND-VII-89	1	13
038	NORDLAND-VII-74/75	1	13
039	NORDSJØEN-SØR-TEST-89 *)		1
040	VØRING-BASSENGET-88	2	11
041	VØRING-BASSENGET-MERLIN-89	2	11
042	VØRING-BASSENGET-WESTERN-89	2	11

NR	NAVN	1993	Totalt
043	MØRE-BASSENGET-88	1	6
044	TYPEPROFILER-BARENTSHAVET *)		2
045	VØRINGBASSENGET-I-90	3	11
046	STOREGGA-90	2	4
047	VIKINGGRABEN-SØR-TEST-91 *)		1
048	VIKINGBANKEN-TEST-91 *)		3
049	NORSKEHAVET-74/79	1	1
050	VØRINGBASSENGET-II-ENSGN-91	6	6
051	VØRINGBASSENGET-II-DIGICON-91	5	5
052	MØREBASSENGET-91	4	4
053	JAN-MAYEN-88	1	1
054	VØRINGBASSENGET-II-92	5	5
055	MØREBASSENGET-ENSGN-92	3	3
056	MØREBASSENGET-DIGICON-92	3	3
100	TROMS-HOVEDPAKKE		35
101	REG-DATA-TROMS-BAR.HAVET-73		22
102	TROMS-III-83/84		17
103	TROMS-III-85		17
105	TROMS-I-ØST-77		20
106	TROMS-NORD-82-PAKKE-1		24
107	TROMS-NORD-83-PAKKE-3		23
108	TROMS-NORD-82-PAKKE-2		17
109	TROMS-NORD-83-PAKKE-4		17
200	BJØRNØYA-PAKKE-1		21
201	BJØRNØYA-SØR-84		21
202	BJØRNØYA-ØST-REGIONAL-84		18
203	BJØRNØYA-ØST-84		17
204	BJØRNØYA-TILLEGG-NORD		17
205	BJØRNØYA-VEST-REGIONAL-84		15
206	LOPPARYGGEN-ØST-REGIONAL-84		19
207	LOPPARYGGEN-ØST-85-SSL-DIAG		19
208	LOPPARYGGEN-ØST-85-NORD		19
209	LOPPARYGGEN-ØST-85-GECO-DIAG		19
210	LOPPARYGGEN-ØST-85-GRID		19
211	BJØRNØYA-ØST-TEST-85 *)		1
212	BJØRNØYA-VEST-86-DIAG		13
213	BJØRNØYA-VEST-86-HIGH		13
214	BJØRNØYA-VEST-86-MARGIN		12
215	BJØRNØYA-VEST-86-SWATH *)		1
216	BJØRNØYA-VEST-87		13
300	BARENTSHAVET-SØR-ØST-HOVEDPK		22
301	BARENTSHAVET-SØR-ØST-PAKKE-2		21
302	NORDKAPP-BASS-85-GECO-DIAG		20
303	NORDKAPP-BASSENGET-85-NORD		20
304	NORDKAPP-BASSENGET-85-GRID		21
305	NORDKAPP-BASSENGET-86-DIAG		20
306	NORDKAPP-BASSENGET-86-SØR		21
307	NORDKAPP-BASSENGET-86-NORD		14
308	FINNMARK-ØST-86-REGIONAL		19
309	FINNMARK-ØST-86-DIAG		18
310	FINNMARK-ØST-86-GSI		19
312	NORDKAPP-TEST-87 *)		1
400	BARENTSHAVET NORDVEST REGIONAL	1	2
500	BARENTSHAVET NORDØST REGIONAL	1	2

*) Ikke obligatorisk

Tabell 7.2.b

Seismiske data som er frigitt (selskapsseismikk)

Pakke	Undersøkelse	Område	Kilometer i pakken	Pakke	Undersøkelse	Område	Kilometer i pakken
1 A	NH-8007	BL. 7/11	231,328	11 A	ST-503	BL. 33/5,6	1307,000
2 A	SG-8048	BL. 7/11	689,619	12 A	NH-754	BL. 33/5	174,000
3 A	NH-8302	BL. 7/11	350,404	13 A	NAG-80	BL. 33/6	498,000
4 A	NHCN-82	BL. 7/8,11	1400,587	14 A	ANO-77	BL. 34/2	195,921
5 A	SH-82	BL. 2/5	872,699	15 A	ANO-77-1	FELT 30,31	357,787
6 A	SG-8052	BL. 2/2	541,722	16 A	ANO-77-2	BL. 24/6	9,000
7 A	BP80-019	BL. 2/1,7/12	985,315	17 A	ANO-79	BL. 34/2	923,155
8 A	EL-8180	BL. 2/6,2/9	1023,510	18 A	ANO-80	BL. 34/2	72,566
9 A	ST-501	BL. 33/2	696,000	19 A	SA-530	BL. 35/3	1229,439
10 A	ST-502	BL. 33/3	1182,771	20 A	SAG-78	BL. 35/3	186,660

Pakke	Undersøkelse	Område	Kilometer i pakken
21 A	SG-8130	BL. 35/3	783,153
22 A	GULF-79-2	BL. 35/8,9	1000,323
23 A	GULF-80-1	BL. 35/8	1396,503
24 A	ANO-74	BL. 36/1	1515,589
25 A	SG-8252	BL. 2/2,3	1115,433
26 A	PSL-84-1	BL. 8/10	562,258
27 A	ST-8007	FELT 31	395,000
27 A	SH-8007	FELT 31/32	2495,000
28 A	TO-8513	BL. 29/3	25,287
29 A	TO-8510	BL. 29/3	261,665
30 A	SG-85	BL. 34/4	27,474
31 A	NH-8504	BL. 30/6	421,850
32 A	MN-85	BL. 35/11	587,980
33 A	NH-8502	BL. 30/9	1269,787
34 A	NH-8503	BL. 29/3,33/12	24,073
35 A	NH-8202	FELT 31,32	2072,594
36 A	SG-8127	FELT 35,36	813,636
37 A	SG-8133	BL. 34/11	350,377
38 A	SG-8425	BL. 31/2,3	275,184
39 A	NH-8104	FELT 32,36	1921,288
40 A	ST-8109	FELT 35,36	1318,896
41 A	81-007	FELT 31	339,599
42 A	EL-8307	BL. 34/8	2372,612
43 A	ST-8006	BL. 30/2,3,6	1948,741
44 A	BP-85	BL. 16/8	423,043
45 A	ST-8116	FELT 31,32	2194,671
46 A	G-81	BL. 35/8,9	519,484
47 A	GU-82	BL. 35/8	681,716
48 A	GU-81	BL. 35/8	376,311
49 A	ST-8313	BL. 34/10	276,587
50 A	ST-8112	BL. 30/2,3	368,311
51 A	ST-8111	BL. 30/6,9	347,830
52 A	G-8101	BL. 35/8,9	848,026
53 A	BP81-043	BL. 29/6,30/4	1375,896
54 A	NH-8502-3D	BL. 30/9	22431,769
55 A	NS-79	SYD 62	3710,355
56 A	NS-78	SYD 62	4638,521
57 A	PGE-82	BL. 2/7,10	700,213
58 A	NH-8201	BL. 2/8,11	1103,320
59 A	PGO-2/10-77	BL. 2/10	204,562
60 A	ANO-78-2	BL. 2/6,8 & 3/4	1540,000
61 A	ANO-78-3	VALHAL/HOD	363,927
62 A	ANO-79-1	BL. 2/5	90,834
63 A	PGE-80	BL. 2/4,7	716,189
64 A	PSL-84-2	BL. 2/7	235,360
65 A	ANO-83	VALHALL	393,692
66 A	ST-8421	BL. 2/9,12	592,346
67 A	NS-76	SYD 62	3569,609
68 A	ANO-80-1	BL. 2/5,8	199,091
69 A	CSSC-78-4	BL. 2/2	93,062
70 A	ST-404	BL. 1/9	454,590
71 A	EL-8201	BL. 3/7	592,000
72 A	SH-72	BL. 1/9	83,507
73 A	EL-8186	BL. 1/3	1743,788
74 A	PG-2/7-73	BL. 2/7	115,142
75 A	EL-8083	BL. 3/7	124,002
76 A	GULF-79	BL. 2/2,3	420,961
77 A	ST-809	BL. 1/9,2/7	28,406
78 A	PGE-80-GE	BL. 2/4	25,995
79 A	ST-8013-81	BL. 1/9	121,976
80 A	CSSC-78-2	BL. 2/2,3	62,829
81 A	ANO-78-1	BL. 2/2,5	793,394
82 A	EL-980	BL. 2/6	356,736
83 A	PSL-84-3	BL. 2/4	440,268
84 A	EL-686	BL. 2/6	207,568
85 A	PG-2/4-73	BL. 2/4	101,000
86 A	ANO-76	BL. 2/4,5	251,148
87 A	ST-601	BL. 1/5	110,379
87 A	ST-602	BL. 1/2	406,030
87 A	ST-603	BL. 7/11	419,115
88 A	N2-70	BL. 2/1	226,399
89 A	SH-79-1	BL. 1/3,2/1	598,979
90 A	PGE-79	BL. 2/4,5	120,029

Pakke	Undersøkelse	Område	Kilometer i pakken
91 A	A-79	BL. 1/6 & 2/4	344,734
92 A	ANO-80-2	BL. 3/4	117,580
93 A	SH-74-1	FELT 1	437,325
94 A	EL-8186-82	BL. 1/3	158,842
95 A	CSSC-78-3	BL. 3/4	52,681
96 A	CN2-73	BL. 2/1	639,479
97 A	CN2-76	BL. 2/1	430,723
98 A	SSL-7172	56-58 DEG	3274,995
99 A	CN2-77	BL. 2/2	357,822
100 A	SH-79-3	BL. 2/2	86,895
101 A	UN-80	BL. 2/2	153,508
102 A	C3-74	BL. 3/2	173,007
103 A	EL-8086	BL. 2/1,2,4,5	191,406
104 A	CN7-76	BL. 7/12	1124,482
105 A	C3-71	BL. 3/2	47,294
106 A	N7-71	BL. 7/9,12	202,283
107 A	MOB-79	FELT 10	177,163
108 A	CN7-73	BL. 7/12	478,447
109 A	PG-8/10-73	BL. 8/8,10,11	180,508
110 A	MOB-81-2	BL. 8/12	103,075
111 A	PW-8303	BL. 1/2	132,028
112 A	SH-72-5	BL. 3/5,8	54,340
113 A	A-80	ALBUSKJELL	76,730
114 A	ST-805	REG 57-62	2682,502
115 A	NERC-83	FELT 8,9	135,554
116 A	ANO-81	HOD	248,398
117 A	EL-8084	BL. 1/3, 7/12	140,533
118 A	TO-8401	BL. 25/4,24/6	168,103
119 A	TO-8605	BL. 30/10	563,399
120 A	ST-8410	BL. 8/3	592,514
121 A	ST-8629	FELT 12	1033,074
122 A	SH-84-1	FELT 25-31	957,388
123 A	SG-8603	BL. 25/6	1406,246
124 A	NH-8603	BL. 25/1	338,168
125 A	EL-8603	BL. 25/2	139,030
126 A	BN16-86	BL. 15/6	331,105
127 A	ST-8516	BL. 31/11	570,020
128 A	ST-8502	BL. 15/12	505,055
129 A	SBP-85	BL. 26/4	565,747
130 A	NA-85	BL. 16/10	460,576
131 A	M85-16	BL. 15/2,3	20,000
132 A	EL-8504	BL. 25/4	962,803
133 A	EL-8503	BL. 25/2,5	1654,389
134 A	BP-85-1	BL. 34/8	293,181
135 A	PSL-84	BL. 16/11	612,945
136 A	ST-8315	BL. 16/10	699,141
137 A	SH-83-2	BL. 30/11	252,862
138 A	EL-8302	BL. 16/6	529,731
139 A	E-83	BL. 16/7	454,945
140 A	ST-8215	BL. 15/9	99,800
141 A	NH-8204	BL. 15/5	154,004
142 A	ST-8004	BL. 15/6,9,12	293,107
143 A	ST-8107-GE	FELT 17	2109,984
144 A	ST-8104	BL. 15/8	50,779
145 A	SH-81	BL. 30/11	577,033
146 A	P-1712-81	BL. 17/12	519,839
150 A	EL-8602	BL. 30/10	110,000
151 A	TO-8506	BL. 24/6,25/4	265,000
152 A	BVI-85	BL. 15/2	302,479
153 A	NH-8408	BL. 16/10	477,000
154 A	EL-8303	BL. 25/4	559,219
155 A	ST-8202	FELT 26,27	259,170
156 A	ST-8201	FELT 26,27	5200,253
157 A	ST-8108	FELT 7	1566,000
158 A	SH-82-2	BL. 30/11	353,459
159 A	ST-8122	BL. 15/9,16/47	1020,340
160 A	E-82	BL. 16/7	308,573
161 A	EL-8206	BL. 15/3	1539,390
162 A	MOB-81-3	BL. 17/3,4,11	511,656
163 A	ST-8209	BL. 15/8	389,000
164 A	NH-8006	BL. 15/2	470,649
165 A	ST-8236	BL. 15/12	49,494
166 A	SH-82-1	BL. 31/2	69,438

Pakke	Undersøkelse	Område	Kilometer i pakken
167 A	CN-8525	BL. 25/7	1157,936
168 A	ST-508	BL. 15/5	289,799
169 A	NH-753	BL. 15/5	633,000
170 A	ST-8114	BL. 30/6,9	31,448
171 A	NH-8406	BL. 30/9	109,613
172 A	ST-507	BL. 15/2	245,119
173 A	EL-580	BL. 15/3	1120,380
174 A	ST-8107-WE	FELT 16,17	937,803
175 A	ST-8118	BL. 8/3	356,812
176 A	ST-8619	BL. 8/3	78,531
177 A	SH-74-2	BL. 17/11	450,270
178 A	PSE-78-1	BL. 17/12	381,374
179 A	SB-81	STORD BASIN	2314,596
182 A	A35-10-83	BL. 35/10	374,051
183 A	EL-8184	BL.25/7,10	471,882
184 A	EL-8202	BL. 25/1	431,191
185 A	EL-8304	BL. 34/7	522,899
186 A	EL-8284	BL. 25/7,10	375,177
187 A	G-8102-82	BL. 35/10	36,054
188 A	M-82	FELT 9,10,16	426,240
189 A	NH-8107	BL. 31/4	47,109
190 A	MOB-81-1	FELT 24,25	334,000
191 A	MOB-81-4	BL. 31/8	69,000
192 A	MOB-81-5	FELT 35,36	306,724
193 A	SH-8107	BL. 31/2	168,000
194 A	NSE-81	SYD 62	1253,738
195 A	SG-8232	BL. 34/8	1603,171
196 A	ST-8125	FELT 26,31,32	252,670
197 A	SG-8278	SYD 62	496,000
198 A	UH-81	UTSIRA HIGH	883,824
199 A	SH-76-1	BL. 25/12	257,552
200 A	SH-76	BL. 30/11	305,872
201 A	SH-84-2	FELT 34	970,211
202 A	AN30-77	BL. 30/2,3,6	835,608
203 A	CSSC-77	BL. 30/10	503,680
204 A	EL-780	BL. 25/4	366,661
205 A	EL-781	BL. 25/3,4,5	231,475
205 A	EL-782	BL. 25/3,4,5	231,475
206 A	EL-783	BL. 15/3	68,766
207 A	NH-752	BL. 30/7	656,000
208 A	ST-8121	BL. 30/6	20,031
209 A	ST-8123	FELT 30,31,32	47,116
210 A	ST-8105	BL. 15/12	49,057
211 A	NH-760	BL. 15/8	72,192
212 A	CSSC-78	BL. 34/5,7,8	436,887
213 A	SH-77	BL. 25/5	135,781
214 A	SH-77-2	BL. 34/2,5	119,943
215 A	SH-77-1	FELT 30,31	177,785
216 A	EL-580-78	BL. 30/7	22,136
217 A	NH-852	BL. 30/7	428,000
218 A	PSE-78	BL. 8/3	46,340
219 A	ST-810	BL. 24/12	29,328
220 A	MOB-79-1	FELT 16, 17	268,560
221 A	PG-1611-77	BL. 16/11	202,116
222 A	SH-79-2	BL. 30/11	235,517
223 A	SH-79-4	BL. 31/2	599,478
224 A	NH-954	FELT 30,31	1059,640

Pakke	Undersøkelse	Område	Kilometer i pakken
225 A	ST-906	BL. 9/2,3	490,372
226 A	ST-908	BL. 25/7	454,177
227 A	ST-909	FELT 31,32	1061,465
228 A	ST-910	FELT 34,35	586,466
229 A	ST-913	BL. 30/6,9	274,831
230 A	BP80-043	BL. 29/6,30/4	108,000
231 A	EL-8082	FELT 26	1231,765
232 A	NH-80-04	BL. 31/8,9	137,838
233 A	NH-80-05	BL. 35/10,12	967,005
234 A	NH-8002	BL. 33/5	28,000
235 A	NH-8004	BL. 31/8,9	128,322
236 A	NH-8005	BL. 35/10,12	92,234
237 A	NH-8008	BL. 16/7	654,888
238 A	NSE-80	SYD 62	1504,247
239 A	SH-8007-ORG	FELT 31/32	3952,116
240 A	CNST-82	SYD FOR 60	2589,000
241 A	TLGS-80	SYD 62	3938,069
242 A	CGT-81	SENT.GRABEN	2803,000
243 A	NH-8415	BL. 30/7	266,264
244 A	ST-8404	BL. 6/3,7/1	1005,516
245 A	SH-87-2	BL. 30/5,6	75,502
246 A	SG-8710	BL. 6507/6	827,280
247 A	SG-8820	BL. 34/4	296,559
1 B	SH-84	BL. 6407/9	1238,985
2 B	CN-8502	HALTENBANKEN	1002,000
3 B	NH-8102	TRÆNABANKEN	4699,883
4 B	BP-83	HALTENBANKEN	923,962
5 B	SG-8158	BL. 6507/11,12	236,813
6 B	SG-8258	BL. 6507/11,12	436,561
7 B	SG-8271	BL. 6407/2	638,185
8 B	ST-8110	TRØNDELAGE VEST	280,384
9 B	ST-8306	HALTENBANKEN	325,840
10 B	EL-8204	TRÆNABANKEN	2934,451
11 B	ST-8217	TRÆNABANKEN	464,058
12 B	ST-8407	BL. 6609/5	422,139
13 B	EL-8502	NORDLAND 2	652,803
14 B	PW-83	BL. 6609/7	1056,637
15 B	SG-8445	BL. 6507/12	93,613
16 B	SG-8458	BL. 6507/11	162,952
17 B	SG-8558	BL. 6507/11	144,511
18 B	SG-8558-1	BL. 6507/11	92,074
19 B	SG-8658	BL. 6507/11	173,572
20 B	ST-8002	BL. 6507/7,8,9	214,532
21 B	ST-8102	BL. 6507/7,8,9	893,371
22 B	ST-8616	BL. 6407/4	202,161
23 B	ST-8634	BL. 6406/6	240,648
24 B	MN-84-3	BL. 6407/7	647,282
25 B	NH-8411	FRØYABANKEN	289,429
26 B	ST-8403	HALTENBANKEN	926,372
27 B	MN-85-1	NORDLAND 2	574,398
28 B	SH-85-1	HALTEN VEST	558,463
29 B	NH-8609	BL. 6407/7	171,704
30 B	SH-86-2	BL. 6407/9	154,269
31 B	NE-85A	BL. 6607/08	779,962
32 B	AE-86	BL. 6607/5	679,728
33 B	NH-8409	HALTENBANKEN	423,178

7.3 STATISTIKK OVER LETEBORINGSAKTIVITETEN

Det er per 31. desember 1993 påbegynt 779 letebrønner på norsk kontinentalsokkel siden boringen startet i 1966. Av disse er 555 undersøkelsesbrønner og 224 avgrensningsbrønner.

726 letebrønner var avsluttet ved samme tid og 45 brønner er suspendert av forskjellige grunner. Noen er suspendert med henblikk på senere testing, mulig komplettering som produksjonsbrønner, videre boring

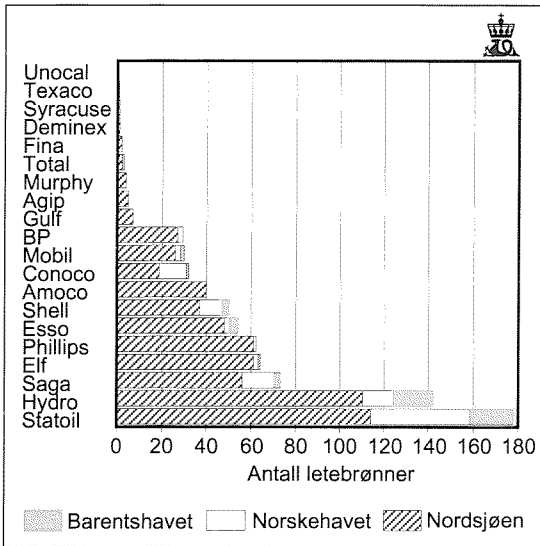
eller senere plugging. Ved årsskiftet var 8 letebrønner under boring.

Den nordligste brønnen på norsk sokkel er 7316/5-1 som ble boret i 1992 med Norsk Hydro som operatør, den østligste er 7229/11-1, boret i 1993 av Shell og den vestligste er 6301/11-2, boret av Statoil i 1991.

Letebrønnene er boret av 20 forskjellige operatørselskaper. Regional fordeling av antall brønner per operatør er vist i figur 7.3.a.

Antall operasjonsdager per selskap i 1993 er vist i

Fig. 7.3.a
Regional fordeling av letebrønner per operatørselskap



figur 7.3.b. Figur 7.3.c viser norske operatørselskapers andel av borevirksomheten.

Per 31.12.1993 er det boret 2 505 613 meter ved leteboring, av dette 77 400 meter i 1993.

Gjennomsnittsdyp for letebrønner som har nådd totaldyp i 1993 er 3 474 meter.

Letebrønn 1/6-6, som ble boret til planlagt dyp i 1992, er den hittil dypeste brønn på norsk sokkel. Shell var operatør, og totaldypet for denne brønnen var 5 542 meter under havnivå.

Den lengste letebrønnen boret hittil er 2/12-2 S, som ble boret av Norsk Hydro i 1990. Den hadde en brønnbane på 5 757 meter, men var skråboret og nådde ikke samme dyp under havbunnen som 1/6-6.

Gjennomsnittlig vanndyp for letebrønner boret i 1993 var 185 m.

Fig. 7.3.b
Operasjonsdager per selskap i 1993

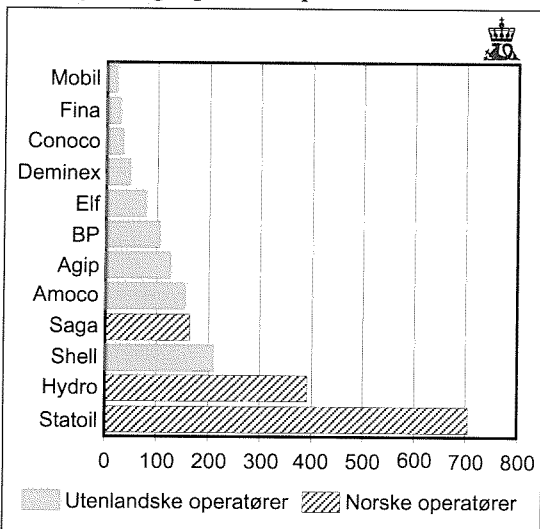
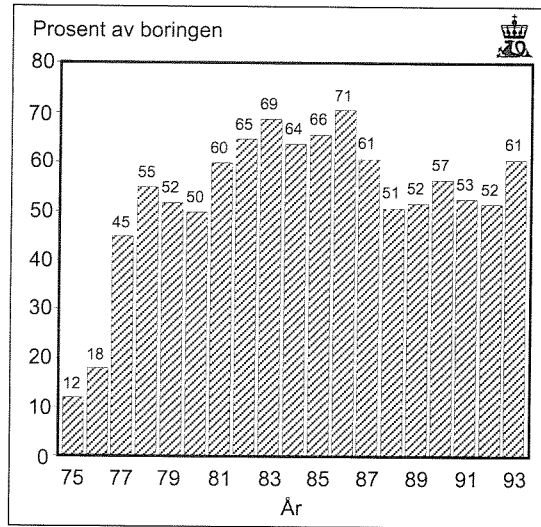


Fig. 7.3.c
Norske operatørsers andel av leteboringen



Det største vanndyp det hittil er boret på i norsk sektor er 523 meter. Letebrønnen var 6607/5-2 og ble boret i 1991 med Esso som operatør.

Figur 7.3.d viser det gjennomsnittlige vanndypet for letebrønner boret i tidsrommet 1966-1993.

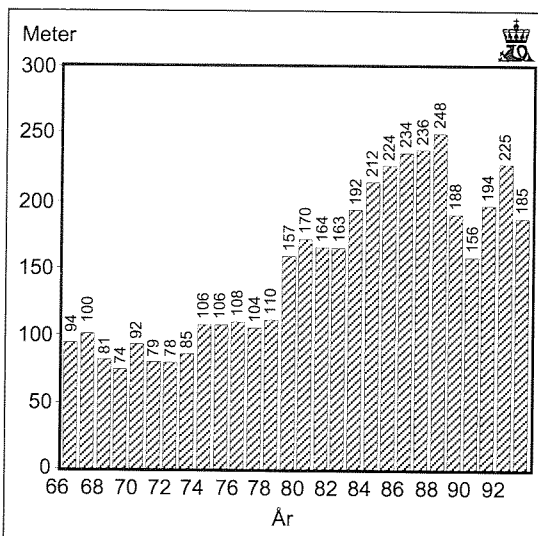
For borer på norsk sokkel er det benyttet 74 forskjellige boreinnretninger, 9 under 2 forskjellige navn. Av disse er 52 av typen halvt nedsenkbare, 14 oppjekkable, 5 boreskip og 3 faste innretninger.

I 1993 har 14 forskjellige boreinnretninger vært i aktivitet med leteboring på norsk sokkel.

Tabellene 7.3.a til 7.3.f inneholder statistikker over leteboring på norsk kontinentalsokkel.

Tabell 7.3.g viser en oversikt over brønner på Svalbard.

Fig. 7.3.d
Gjennomsnittlig vanndyp for letebrønner 1966-1993



Tabell 7.3.a
Regional fordeling av påbegynte lete- og utvinningsbrønner

År påbegynt	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	Sum	
Nordsjøen																														
Undersøkelse	2	6	10	12	11	11	11	17	12	18	20	12	14	18	23	19	27	20	22	13	14	9	9	15	18	23	21	14	421	
Avgrensning			2	1	6	5	3	5	6	8	3	8	5	10	10	15	13	7	11	14	5	8	10	6	9	13	14	5	202	
Norskehavet																														
Undersøkelse															1	2	5	7	6	10	10	10	5	2	7	8	5	4	82	
Avgrensning																			1	6	5	4	1	1	1		2	21		
Barentshavet																														
Undersøkelse															2	3	4	5	7	7	2	5	4	4	1	3	3	2	52	
Avgrensning																		1											1	
Totalt lete- boring																														
Undersøkelse	2	6	10	12	11	11	11	17	12	18	20	12	14	18	26	24	36	32	35	30	26	24	18	21	26	34	29	20	555	
Avgrensning			2	1	6	5	3	5	6	8	3	8	5	10	10	15	13	8	12	20	10	12	11	7	10	13	14	7	224	
Letebrønner	2	6	12	13	17	16	14	22	18	26	23	20	19	28	36	39	49	40	47	50	36	36	29	28	36	47	43	27	779	
Utvinnings- brønner																														
							1	18	24	7	34	50	36	27	16	22	23	33	47	47	48	55	66	60	64	86	105	869		
Boret totalt	2	6	12	13	17	16	14	23	36	50	30	54	69	64	63	55	71	63	80	97	83	84	84	94	96	111	129	132	1648	

Tabell 7.3.b
Letebrønner fordelt på operatørselskaper (Regional fordeling)

OPERATØR	NORDSJØEN			NORSKEHAVET			BARENTSHAVET			TOTALT		
	U	A	L	U	A	L	U	A	L	U	A	L
Statoil	64	50	114	38	6	44	19	1	20	121	57	178
Hydro	74	36	110	12	2	14	18		18	104	38	142
Phillips	41	20	61	1		1				42	20	62
Elf	44	17	61	2		2	1		1	47	17	64
Saga	46	10	56	14		14	3		3	63	10	73
Esso	28	20	48	2		2	4		4	34	20	54
Shell	26	11	37	5	5	10	3		3	34	16	50
Amoco	26	14	40							26	14	40
Conoco	19		19	4	8	12	1		1	24	8	32
Mobil	17	9	26	2		2	2		2	21	9	30
BP	13	14	27	2		2				15	14	29
Gulf	7		7							7		7
Murphy	3	1	4							3	1	4
Total	2		2				1		1	3		3
Agip	5		5							5		5
Deminex	1		1							1		1
Syracuse	1		1							1		1
Texaco	1		1							1		1
Unocal	1		1							1		1
Fina	2		2							2		2
Undersøkelse	421			82			52			555		
Avgrensning		202			21			1			224	
Letebrønner			623			103			53			779

U = undersøkelsesbrønner

A = avgrensingsbrønner

L = letebrønner

Tabell 7.3.c
Letebrønner påbegynt i 1993 (Regionalt fordelt)

OPERATØR	NORDSJØEN			NORSKEHAVET			BARENTSHAVET			TOTALT		
	U	A	L	U	A	L	U	A	L	U	A	L
Statoil	3	2	5	2	2	4	1		1	6	4	10
Hydro	2	3	5	1		1				3	3	6
Phillips Elf												
Saga	3		3							3		3
Esso												
Shell							1		1	1		1
Amoco	1		1							1		1
Conoco				1		1				1		1
Mobil												
BP	1		1							1		1
Gulf												
Murphy												
Total												
Agip	2		2							2		2
Deminex	1		1							1		1
Syracuse												
Texaco												
Unocal												
Fina	1		1							1		1
Undersøkelse	14			4			2			20		
Avgrensning		5			2						7	
Letebrønner			19			6			2			27

U = undersøkelsesbrønner

A = avgrensningsbrønner

L = letebrønner

Tabell 7.3.d
Gjennomsnitt vanddyb og boredyp

År	Gjennomsnittlig vanddyb (m)	Gjennomsnittlig totaldyb (m)
1966	94	3 015
1967	100	2 682
1968	81	3 303
1969	74	3 276
1970	92	2 860
1971	79	3 187
1972	78	3 742
1973	85	3 075
1974	106	3 163
1975	106	3 173
1976	108	3 314
1977	104	3 450
1978	110	3 432
1979	157	3 444
1980	179	3 209
1981	164	3 243
1982	163	3 457
1983	192	3 287
1984	212	3 247
1985	224	3 367
1986	234	3 248
1987	236	3 386
1988	248	3 598
1989	188	3 331
1990	156	3 619
1991	194	3 639
1992	225	3 560
1993	185	3 474

Tabell 7.3.e
Boreinnretninger som har vært i aktivitet på norsk kontinentalsokkel per 31.12.1993

Boreinnretning	Antall brønner	Antall gjenåpninger	Type innretning
Aladdin	1		Halvt nedsenkbar
Arcade Frontier (var Norjarl)	7		"
Borgny Dolphin (var Fernstar)	27		"
Borgsten Dolphin (var Haakon Magnus)	9		"
Bucentaur		1	Boreskip
Byford Dolphin (var Deepsea Driller)	27		Halvt nedsenkbar
Chris Chenery	2		"
Deepsea Bergen	38	3	"
Deepsea Saga	16	3	"
Drillmaster	5	1	"
Drillship	1		Boreskip
Dyvi Beta	6	1	Oppjekkbare
Dyvi Gamma	1		"
Dyvi Stena	20	1	Halvt nedsenkbar
Endeavour	2		Oppjekkbare
Glomar Biscay II (var Norskald)	39	1	Halvt nedsenkbar
Glomar Grand Isle	11	3	Boreskip
Glomar Moray Firth I	2		Oppjekkbare
Gulftide	3		"
Henry Goodrich	2		Halvt nedsenkbar
Hunter (var Treasure Hunter)	6	3	"
Kolskaya		1	Oppjekkbare
Le Pelerin	1		Boreskip
Mærsk Explorer	7		Oppjekkbare
Mærsk Gallant	1		"
Mærsk Guardian	3		"
Mærsk Jutlander	4		Halvt nedsenkbar
Neddrill Trigon	3	1	Oppjekkbare
Neptune 7 (var Pentagone 81)	13		Halvt nedsenkbar
Nordraug	12		"
Nortrym	32	3	"
Ocean Tide	5		Oppjekkbare
Ocean Traveler	9		Halvt nedsenkbar
Ocean Victory	1		"
Ocean Viking	28	1	"
Ocean Voyager	2		"
Odin Drill	3		"
Orion	7		Oppjekkbare
Pentagone 84	2	1	Halvt nedsenkbar
Polar Pioneer	31	6	"
Polyglomar Driller	11		"
Ross Isle	31	8	"
Ross Rig	31		"
Ross Rig (ny)	21	3	"
Saipem II	1		Boreskip
Scarabeo 5	1		Halv nedsenkbar
Sedco 135 G	3		"
Sedco 703	3	1	"
Sedco 704	3		"
Sedco 707	8		"
Sedco H	2		"
Sedneth I	3		"
Sovereign Explorer	3	1	"
Transocean 8	15	2	"
Transworld Rig 61	2		"
Treasure Prospect	1	1	"
Treasure Saga	45	4	"
Treasure Scout	23		"
Treasure Seeker	24	5	"
Vildkat Explorer	24	3	"

Boreinnretning	Antall brønner	Antall gjenåpninger	Type innretning
Vinni	5		"
Waage Drill I	2		"
West Alpha (var Dyvi Alpha)	22	2	"
West Delta (var Dyvi Delta)	37	5	"
West Vanguard	28	5	"
West Venture	12	2	"
West Vision	1		"
Yatzy	1		"
Zapata Explorer	13		Oppjekkbar
Zapata Nordic	5		"
Zapata Ugland	5	1	Halvt nedsenkbar
	775	82	
I tillegg er 4 letebrønner boret fra faste innretninger:			
Cod-innretningen	1	1	
Ekofisk B	1		
Veslefrikk A	2		
	779	83	

Tabell 7.3.f
Påbegynte og/eller avsluttede letebrønner i 1993

R = gjenåpning, X = oppgitt av tekniske årsaker, S = skråboret, A, B, C = sideboret ny brønn

Letebrønner	Till.nr Utv.till	Posisjon nord øst	Boring Påbegynt Avsluttet	Operatør Boreinn- retning	Letebrønn type Kompletterings- klassifikasjon	Vanndyp (angitt i meter) KBE i meter	Total dyp Alder på totaldyp
1/06-06	718	56 36 41.13	92.02.10	Shell	Undersøkelsesbrønn	70	5567
	011	02 57 18.19	93.03.08	Dyvi Stena	Tørt hull	25	Jura
6610/03-01	748	66 55 29.70	92.10.29	Statoil	Undersøkelsesbrønn	309	3126
	177	10 54 06.28	93.02.17	Deepsea Bergen	Suspendert	23	
25/02-15	722	59 48 53.54	92.11.14	Elf	Undersøkelsesbrønn	120	3505
	026	02 30 06.20	93.01.13	West Alpha	Forlatt etter brann	23	
15/09-19 S	749	58 26 09.08	92.11.18	Statoil	Undersøkelsesbrønn	84	4641
	046	01 55 47.26	93.01.31	Treasure Prospect	Susp. ved 9 5/8"	22	
34/08-07 R	725	61 19 09.07	92.11.19	Hydro	Undersøkelsesbrønn	334	5460
	120	02 33 32.15	93.02.10	Polar Pioneer	Olje/Gass	23	Trias
33/09-16	750	61 23 28.81	92.11.28	Mobil	Avgrensningsbrønn	227	2870
	172	01 57 01.93	93.01.19	Ross Isle	Hydrokarboner	22	Ø.Jura
34/07-21 A	752	61 17 36.84	92.12.11	Saga	Avgrensningsbrønn	192	3360
	089	02 04 21.14	93.02.12	Treasure Saga	Hydrokarboner	26	M.Jura
31/05-05	751	60 41 49.66	92.12.30	Hydro	Avgrensningsbrønn	319	1930
	085	03 29 08.74	93.02.11	West Delta	Suspendert Olje/Gass	29	Jura
6608/10-03	753	66 02 06.66	93.01.07	Statoil	Avgrensningsbrønn	379	2920
	128	08 04 57.97	93.03.11	Ross Rig	Suspendert Olje/Gass	23	U.Jura
25/02-15 R	722	59 48 53.54	93.02.08	Elf	Undersøkelsesbrønn	120	3505
	026	02 30 06.20	93.03.01	West Vanguard	Susp. ved 9 5/8"	25	
31/02-17 BR	719	60 52 57.08	93.02.14	Hydro	Avgrensningsbrønn	340	1838
	054	03 27 05.79	93.02.24	West Delta	Olje/Gass	29	
2/10-02	757	56 13 08.48	93.02.16	Saga	Undersøkelsesbrønn	71	4164
	163	03 06 41.62	93.04.25	Treasure Saga	Suspendert	26	Perm
34/08-08 R	730	61 22 46.19	93.02.16	Hydro	Avgrensningsbrønn	341	3625
	120	02 28 43.81	93.03.09	Polar Pioneer	Olje/Gass	23	Trias
15/09-19 SR	749	58 26 09.08	93.02.17	Statoil	Undersøkelsesbrønn	84	3580
	046	01 55 47.26	93.04.29	Treasure Prospect	Suspendert. Olje	22	
25/11-17	755	59 03 26.51	93.03.01	Hydro	Undersøkelsesbrønn	124	2257
	169	02 29 06.51	93.03.21	West Delta	Tørt hull	29	Grunnfjell
25/02-15 R2	722	59 48 53.54	93.03.05	Elf	Undersøkelsesbrønn	120	3942
	026	02 30 06.20	93.04.11	West Vanguard	Tørt hull	25	
30/09-14	756	60 23 11.31	93.03.16	Hydro	Avgrensningsbrønn	107	3680
	079	02 42 18.58	93.05.14	Polar Pioneer	Olje/Gass	23	Jura
16/01-04	754	58 51 55.20	93.03.17	Statoil	Undersøkelsesbrønn	112	2009
	167	02 17 56.12	93.04.13	Deepsea Bergen	Spor av gass	23	Perm/Devon
6506/12-09 S	760	65 06 52.02	93.04.04	Statoil	Avgrensningsbrønn	294	4910

Letebrønner	Till.nr Utv.till	Posisjon nord øst	Boring Påbegynt Avsluttet	Operatør Boreinn- retning	Letebrønn type Kompletterings- klassifikasjon	Vanndyp (angitt i meter) KBE i meter	Total dyp Alder på totaldyp
7/07-03	094	06 45 15.70	93.09.10	Ross Isle	Olje/Gass	23	Jura
	759	57 27 41.61	93.04.20	Statoil	Avgrensningsbrønn	82	3584
15/06-07	148	02 16 20.96	93.07.04	Deepsea Bergen	Tørt hull	23	Perm
	758	58 35 21.41	93.04.24	Deminex	Undersøkelsesbrønn	107	3540
2/04-18	166	01 52 19.06	93.06.08	Vildkat Explorer	Tørt hull	25	Trias
	762	56 41 56.95	93.04.26	Saga	Undersøkelsesbrønn	69	622
30/06-23 R	146	03 09 46.17	93.04.29	Treasure Saga	Suspendert.	26	
	634	60 40 58.01	93.05.16	Hydro	Avgrensningsbrønn	151	3209
6407/09-06 R	053	02 55 58.97	93.05.21	Polar Pioneer	Olje/Gass	23	U.Jura
	499	64 19 58.07	93.05.19	Shell	Avgrensningsbrønn	297	1800
2/05-10	093	07 44 23.70	93.05.30	West Delta	Olje	29	U.Jura
	761	56 41 21.66	93.05.23	Agip	Undersøkelsesbrønn	88	4701
7/04-01	067	03 29 27.32	93.08.26	Polar Pioneer	Spor av olje	23	Trias
	763	57 44 11.92	93.07.05	Statoil	Undersøkelsesbrønn	83	3133
2/11-09	148	02 11 38.95	93.08.21	Deepsea Bergen	Tørt hull	23	Perm
	764	56 08 49.19	93.07.23	Amoco	Undersøkelsesbrønn	72	
7229/11-01	033	03 27 15.34	93.12.23	Mærsk Gallant	Tørt hull	53	
	767	72 12 57.24	93.08.09	Shell	Undersøkelsesbrønn	283	4630
34/07-22	183	29 38 29.75	93.12.16	Ross Rig	Tørt hull	23	Karbon
	766	61 16 42.37	93.08.15	Saga	Undersøkelsesbrønn	226	2507
2/05-10 A	089	02 10 18.72	93.10.01	West Delta	Olje	29	M.Jura
	769	56 41 21.66	93.08.27	Agip	Undersøkelsesbrønn	88	4715
6507/08-06	067	03 29 27.32	93.09.25	Polar Pioneer	Spor av olje	23	Trias
	770	65 24 35.96	93.08.29	Statoil	Undersøkelsesbrønn	354	2846
6610/03-01 R	124	07 28 52.74	93.10.09	Deepsea Bergen	Tørt hull	23	Trias
	748	66 55 29.70	93.09.16	Statoil	Undersøkelsesbrønn	309	4200
2/07-29	177	10 54 06.28	00.00.00	Ross Isle	Hydrokarboner	23	Trias
	765	56 18 43.62	93.09.18	BP	Undersøkelsesbrønn	72	
34/08-10 S	145	03 04 55.28	00.00.00	Mærsk Guardian		41	
	768	61 21 16.3	93.09.28	Hydro	Avgrensningsbrønn	326	3470
6507/07-10	120	02 27 18.7	93.12.09	Polar Pioneer	Olje/Gass	23	Trias
	771	65 23 26.83	93.09.28	Conoco	Undersøkelsesbrønn	394	3308
6305/12-02	095	07 19 56.32	93.10.29	Arcade Frontier	Tørt hull	24	Trias
	772	63 01 11.39	93.10.16	Hydro	Undersøkelsesbrønn	146	Grunnfjell
24/09-05	154	05 40 06.44	93.17.17	Deepsea Bergen	Hydrokarboner	23	
	778	59 29 06.52	93.12.07	Fina	Undersøkelsesbrønn	122	
30/09-15	150	01 55 10.82	00.00.00	West Delta		29	
	773	60 22 18.63	93.12.07	Hydro	Undersøkelsesbrønn	104	
34/08-11	104	02 55 24.80	00.00.00	Polar Pioneer		23	
	780	61 21 46.94	93.12.10	Hydro	Avgrensningsbrønn		
6608/10-04	120	02 27 37.54	00.00.00	Polar Pioneer		23	
	776	66 02 25.5	93.12.15	Statoil	Undersøkelsesbrønn		
7128/04-01	128	08 09 41.2	00.00.00	Ross Isle		23	
	779	71 32 27.1	93.12.19	Statoil	Undersøkelsesbrønn		
9/02-04	180	28 04 54.0	00.00.00	Ross Rig		24	
	775	57 49 07.6	25.12.93	Statoil	Undersøkelsesbrønn	92	
30/03-06 S	114	04 31 10.7	00.00.00	Deepsea Bergen		23	
	777	60 46 57.87	26.12.93	Statoil	Undersøkelsesbrønn	175	
	052	02 53 51.95	00.00.00	Veslefrikk A		56	

Tabell 7.3.g
Boreaktivitet på Svalbard

Letebrønn (lokalitet)	Posisjon nord øst	Påbegynt	Avsluttet	Boretid dager	Operatør Rettighetshaver	Total dybde meter	KB elev. over msl meter
7714/2-1 Grønnfjorden I (Nordenskiöld Land)	77 57 34 14 20 36	09.06.63 13.06.64 26.06.65 26.06.67	05.09.63 26.08.64 08.09.65 12.08.67	287	Norsk Polar Navig Norsk Polar Navig	971,6	7,5
7715/3-1 Ishøgda I (Spitsbergen)	77 50 22 15 58 00	01.08.65	15.03.66	277	Texaco Caltex-gruppen	3304	18
7714/3/1 Bellsund I (Fridtjofsbreen)	77 47 14 46	23.08.67 29.06.68 07.07.69 10.07.74 16.07.75 22.08.80 01.07.81	02.09.67 21.08.68 16.08.69 18.09.74 20.09.75 05.09.80 10.08.81	299*)	Norsk Polar Navig Norsk Polar Navig	405	
7625/7-1 Hopen I (Hopen)	76 26 57 25 01 45	11.08.71	29.09.71	50	Forasol Fina-gruppen	908	9,1
7722/3-1 Raddedalen (Edgeøya)	77 54 10 22 41 50	02.04.72	12.07.72	100	Total Caltex-gruppen	2823	84
7721/6-1 Plurdalen (Edgeøya)	77 44 33 21 50 00	29.06.72	12.10.72	108	Fina Fina-gruppen	2351	144,6
7811/2-1 Kvadehuken I (Brøggerhalvøya)	78 57 03 11 23 23	01.09.72 21.04.73	10.11.72 19.06.73	112	Terratest a/s Norsk Polar Navig	479	
7625/5-1 Hopen II (Hopen)	76 41 15 25 28 00	20.06.73	20.10.73	123	Westburne Int Ltd Fina-gruppen	2840,3	314,7
7811/2-2 Kvadehuken II (Brøggerhalvøya)	78 55 32 11 33 11	18.08.73 22.03.74	19.11.73 16.06.74	186	Terratest a/s Norsk Polar Navig	394	
7811/5-1 Sarstangen (Forlandsrevet)	78 43 36 11 28 40	15.08.74	01.12.74	109	Terratest a/s Norsk Polar Navig	1113,5	5
7815/10-1 Colesbukta (Nordenskiöld Land)	78 07 00 15 02 00	13.11.74	01.12.75	373	Trust Arktikugol	3180	12
7617/1-1 Tromsøbreen I (Haketangen)	76 52 30 17 05 30	11.09.76 13.06.77	22.09.76 19.09.77	109	Terratest a/s Norsk Polar Navig	990	6,7
7617/1-2 Tromsøbreen II (Haketangen)	76 52 31 17 05 38	20.07.87 13.06.88	30.10.87 24.08.88	175	Deutag Tundra A/S	2337	6,7
7715/1-1 Vassdalen II (Van Mijenfjorden)	77 49 57 15 11 15	22.01.85	1)		Trust Arktikugol	2481	15,13
7715/1-2 Vassdalen II (Van Mijenfjorden)	77 49 57 15 11 15	30.03.88	01.11.89		Trust Arktikugol	2352	15,13
7816/12-1 Reindalspasset-I (Spitsbergen)	78 03 28 16 56 31	17.01.91	18.04.91		Norsk Hydro	2315	182,5

1) Boringen ble avsluttet på grunn av boretekniske problemer

*) Boringen er ikke endelig avsluttet.

7.4 STATISTIKK OVER UTVINNINGSBORING

Det er siden 1973 påbegynt 869 utvinningsbrønner på norsk sokkel. 434 er produksjonsbrønner og 136 er vann- eller gassinjeksjonsbrønner. 280 er ute av drift, suspendert for senere komplettering eller nedstengt av andre grunner. Brønnene er boret på 33 felt med 46 innretninger. 19 utvinningsbrønner var under boring per 31.12.1993.

Figur 7.4.a viser utvinningsbrønner påbegynt per år i tidsrommet 1973–1993.

Det produseres/injiseres per 31.12.1993 fra 27 felt, med 38 innretninger. 5 nye felt er satt i produksjon i 1993. Disse er Brage, Draugen, Hod, Loke og Sleipner Øst.

Utvinningsbrønnene fordelt på de forskjellige felt er vist i figur 7.4.b. Figur 7.4.c viser utvinningsbrønner fordelt på operatørselskaper.

Det første utvinningsbrønnene på Sleipner Øst, Embla, Frøy, Statfjord Øst, Tordis og Draugen feltene ble påbegynt i 1993. Brønnene på de 5 siste feltene ble boret med flyttbare innretninger, henholdsvis Mærsk Guardian, Treasure Saga, Treasure Prospect, Vildkat Explorer og Dyvi Stena.

I 1993 er det påbegynt 105 utvinningsbrønner på 21 felt. 34 av disse brønnene er boret fra 10 forskjellige flyttbare innretninger. Dette er en kraftig økning fra tidligere år. De 3 siste årene har tallene vært 14 brønner fra 5 innretninger.

Utvinningsbrønner fordelt på innretninger er vist i figur 7.4.d. Opplysninger om utvinningsbrønner er satt opp i tabellene 7.4.a, 7.4.b og 7.4.c. Figur 7.4.e viser en oversikt over utvinningsbrønner boret fra flyttbare boreinnretninger.

Fig. 7.4.a
Utvinningsbrønner på norsk kontinentalsokkel
1973–1993

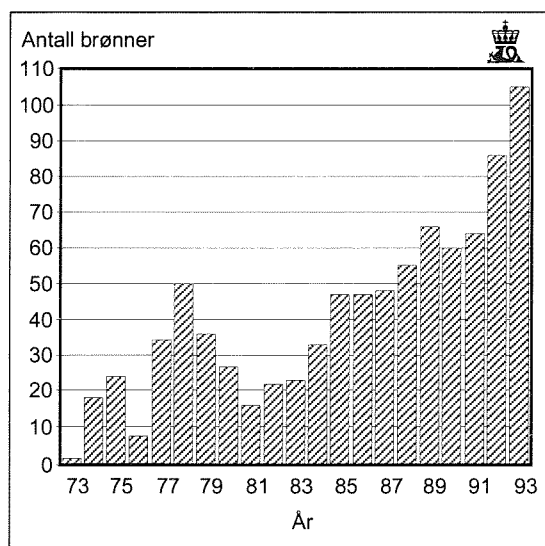


Fig. 7.4.b
Utvinningsbrønner per felt

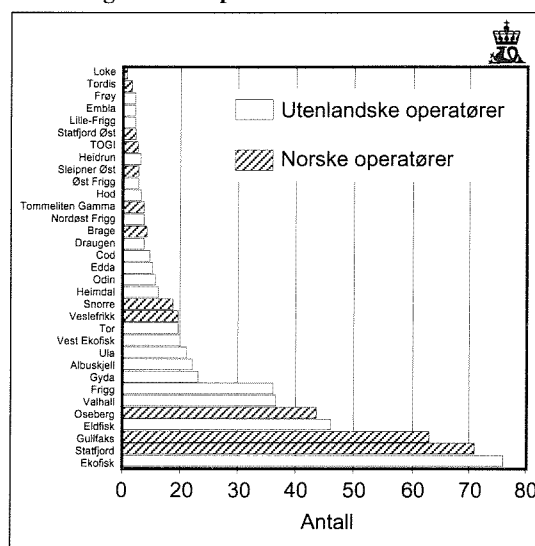


Fig. 7.4.c
Utvinningsbrønner fordelt på operatørselskap

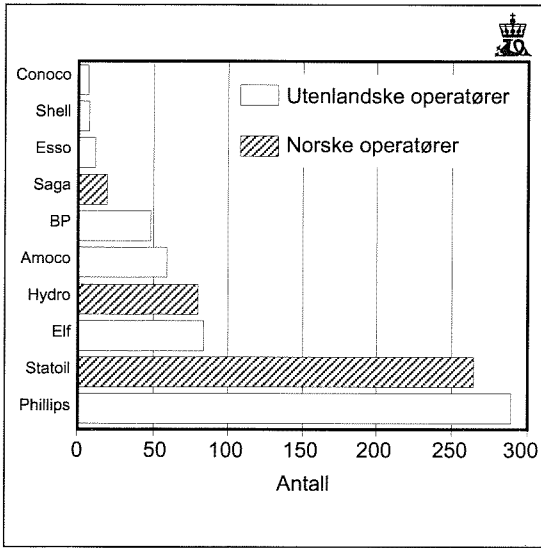


Fig. 7.4.e
Utvinningsbrønner boret fra flyttbare innretninger

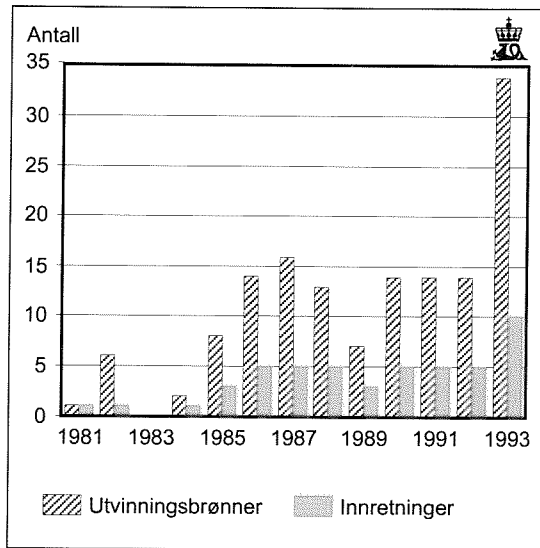
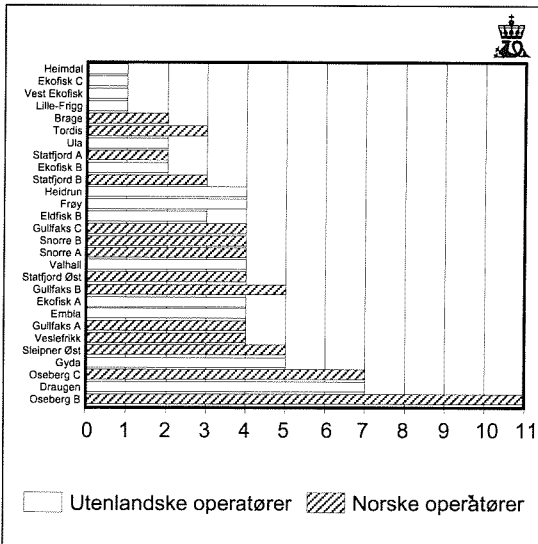


Fig. 7.4.d
Utvinningsbrønner boret i 1993 fordelt på innretninger



Tabell 7.4.a
Utvinningsboring (per 31.12.1993)

Felt/innretning	Totalt boret	Påbeg. 1993	Olje	Produserer Kond.	Gass	Injeksj./ observ.	Borer	Stengt/ suspendert
Albuskjell A	11			7				4
Albuskjell F	13							13
Brage	8	2	5			1	1	1
Cod	9			3				6
Draugen	7	7	2				1	4
Edda	10		5					5
Ekofisk A	31	4	23					8
Ekofisk B	37	2	21				1	15
Ekofisk C	28	1	17			4	1	6
Ekofisk K	28					27		1
Ekofisk W	8					8		
Eldfisk A	38		22					16
Eldfisk B	34	3	20					14
Embla	4	4	4					
Frigg (UK)	24							24
Frigg	28				14			14
Frøy	4	4					1	3
Gullfaks A	51	4	28			9		14
Gullfaks B	35	5	19			9	1	6
Gullfaks C	20	4	12			4	1	3
Gyda	26	5	14			7	1	4
Heidrun	6	4					1	5
Heimdal	12	1		8				4
Hod	6		5					1
Lille-Frigg	4	1					1	3
Loke	1				1			
Nordøst Frigg	7							7
Odin	11				7			4
Oseberg B	44	11	27			7	1	9
Oseberg C	23	7	10			6	1	6
Sleipner Øst	5	5			1		1	3
Snorre A	6	4	4			1	1	
Snorre P	11	4	6			4	1	
Statfjord A	47	2	25			15		7
Statfjord B	40	3	25			12	1	2
Statfjord C	35		23			10		2
Statfjord Øst	4	4						4
TOGI	5				5			
Tommeliten Gamma	7			6				1
Tor	19		12			1		6
Tordis	3	3					1	2
Ula	22	2	8			6		8
Valhall	53	4	23				1	29
V. Ekofisk	20	1		7				13
Veslefrikk	19	4	11			6	1	1
Øst Frigg	5				4			1
	869	105	371	31	32	136	19	280

Tabell 7.4.b
Utvinningsbrønner avsluttet eller påbegynt 1993

Till.nr	Utvinningsbrønn	Påbegynt	Avsluttet	Operatør	Felt/innretning
631	34/07-P-25	91.03.09	93.02.15	SAGA	SCARABEO 5
737	34/07-A-04 H	92.09.01	93.01.07	SAGA	SCARABEO 5
743	15/09-C-02 H	92.10.12	93.06.29	STATOIL	TREASURE PROSPECT
744	34/07-A-05 H	92.10.15	93.03.28	SAGA	SCARABEO 5
748	25/02-C-02 H	92.10.19	00.00.00	ELF	MÆRSK JUTLANDER
742	2/08-A-29	92.10.24	93.01.05	AMOCO	VALHALL
750	33/09-C-02	92.10.29	93.03.22	STATOIL	STATFJORD C
728	2/07-B-02 A	92.11.01	93.01.05	PHILLIPS	ELDFISK B
754	30/06-C-04	92.11.20	93.01.17	HYDRO	OSEBERG C
755	31/04-A-04	92.11.20	93.03.05	HYDRO	VILDKAT EXPLORER
753	34/10-B-25	92.11.21	93.05.20	STATOIL	GULLFAKS B
757	33/12-B-29	92.11.29	93.03.04	STATOIL	STATFJORD B
759	30/03-A-15	92.12.02	93.01.30	STATOIL	VESLEFRIKK A
762	34/10-C-15 A	92.12.03	93.02.19	STATOIL	GULLFAKS C
765	7/12-A-14	92.12.08	93.02.28	BP	ULA
772	34/10-B-26	92.12.14	93.02.28	STATOIL	GULLFAKS B
769	34/10-A-39 A	92.12.15	93.02.23	HYDRO	GULLFAKS A
763	6507/07-A-52 H	92.12.18	93.02.09	CONOCO	TRANSOCEAN 8
758	33/09-A-23 A	92.12.23	93.03.06	STATOIL	STATFJORD A
768	2/01-A-24 A	92.12.25	93.02.06	BP	GYDA
761	2/04-A-13 A	92.12.27	93.02.08	PHILLIPS	EKOFISK A
766	30/09-B-32 A	92.12.29	93.01.22	HYDRO	OSEBERG B
773	30/06-C-20	93.01.20	93.03.30	HYDRO	OSEBERG C
776	30/09-B-09	93.01.23	93.02.11	HYDRO	OSEBERG B
764	2/08-A-30	93.01.28	93.05.03	AMOCO	VALHALL
760	2/07-B-10 C	93.01.29	93.04.07	PHILLIPS	ELDFISK B
777	30/03-A-16	93.01.31	93.04.26	STATOIL	VESLEFRIKK A
783	2/01-A-31	93.02.06	93.03.27	BP	GYDA
781	2/04-A-19	93.02.09	93.04.05	PHILLIPS	EKOFISK A
775	6507/07-A-33 H	93.02.10	93.03.19	CONOCO	TRANSOCEAN 8
785	30/09-B-09 A	93.02.12	93.03.12	HYDRO	OSEBERG B
778	34/07-P-40	93.02.15	93.04.22	SAGA	SNORRE P
771	34/10-C-16	93.02.20	93.09.30	STATOIL	GULLFAKS C
770	34/10-A-40	93.02.24	93.08.01	STATOIL	GULLFAKS A
780	7/12-A-16	93.03.01	93.05.20	BP	ULA
782	2/07-D-27	93.03.02	93.05.07	PHILLIPS	MÆRSK GUARDIAN
779	15/09-D-03 H	93.03.02	93.04.01	STATOIL	DEEPSEA BERGEN
767	31/04-A-04 A	93.03.05	93.04.21	HYDRO	VILDKAT EXPLORER
786	30/09-B-17	93.03.12	93.04.21	HYDRO	OSEBERG B
774	25/02-C-03 H	93.03.13	93.11.09	ELF	MÆRSK JUTLANDER
791	34/10-A-41	93.03.18	93.05.24	STATOIL	GULLFAKS A
792	34/10-C-17	93.03.22	93.06.22	STATOIL	GULLFAKS C
788	6507/07-A-53 H	93.03.22	93.05.16	CONOCO	TRANSOCEAN 8
787	33/09-A-32 A	93.03.29	93.07.14	STATOIL	STATFJORD A
784	30/06-C-20 A	93.03.30	93.05.07	HYDRO	OSEBERG C
796	15/09-D-01 H	93.04.01	93.06.07	STATOIL	DEEPSEA BERGEN
802	6407/09-A-53 H	93.04.05	93.11.08	SHELL	DYVI STENA
797	34/07-A-01 H	93.04.06	93.06.14	SAGA	SCARABEO 5
798	2/01-A-20	93.04.07	93.05.22	BP	GYDA
789	33/12-B-27	93.04.07	93.09.07	STATOIL	STATFJORD B
803	6407/09-A-55 H	93.04.08	93.04.26	SHELL	WEST DELTA
807	34/07-P-08	93.04.22	93.06.18	SAGA	SNORRE P
794	2/04-D-15 A	93.04.26	93.05.30	PHILLIPS	EKOFISK D
790	30/03-A-17	93.04.26	93.07.01	STATOIL	VESLEFRIKK A
806	30/09-B-05 A	93.04.26	93.07.03	HYDRO	OSEBERG B
804	6407/09-A-55 AH	93.04.27	93.06.07	SHELL	WEST DELTA
799	2/07-D-26	93.05.07	93.06.09	PHILLIPS	MÆRSK GUARDIAN
808	30/06-C-20 B	93.05.07	93.07.27	HYDRO	OSEBERG C
805	25/04-A-12	93.05.09	93.11.18	ELF	HEIMDAL
793	2/04-A-11 A	93.05.10	93.06.27	PHILLIPS	EKOFISK A
813	25/05-A-01	93.05.16	93.07.14	ELF	TREASURE SAGA
815	2/01-A-18	93.05.22	93.09.17	BP	GYDA
811	34/10-B-27	93.05.22	93.07.01	STATOIL	GULLFAKS B
810	7/12-A-11	93.06.02	93.11.13	BP	ULA
816	6407/09-A-58 H	93.06.09	93.06.23	SHELL	DYVI STENA
801	2/07-D-21	93.06.10	93.07.17	PHILLIPS	MÆRSK GUARDIAN
809	2/08-A-24 A	93.06.10	93.07.09	AMOCO	VALHALL
812	30/06-C-21	93.06.10	93.09.23	HYDRO	OSEBERG C
814	34/07-A-09 H	93.06.15	93.08.27	SAGA	SCARABEO 5
817	34/07-P-37	93.06.20	93.08.17	SAGA	SNORRE P
795	2/07-B-09 A	93.06.21	93.09.11	PHILLIPS	ELDFISK B

Till.nr	Utvinningsbrønn	Påbegynt	Avsluttet	Operatør	Felt/innretning
819	2/04-A-21	93.06.27	93.09.30	PHILLIPS	EKOFISK A
820	34/10-B-28	93.07.01	93.10.19	STATOIL	GULLFAKS B
821	30/09-B-05 B	93.07.03	93.07.09	HYDRO	OSEBERG B
824	33/09-M-01 H	93.07.07	93.08.13	STATOIL	TREASURE PROSPECT
822	30/09-B-05 C	93.07.10	93.08.11	HYDRO	OSEBERG B
823	25/05-A-02	93.07.14	93.10.01	ELF	TREASURE SAGA
800	2/07-D-20	93.07.18	93.09.05	PHILLIPS	MÆRSK GUARDIAN
827	2/01-A-30	93.07.22	93.11.21	BP	GYDA
829	34/07-I-05 H	93.08.03	93.10.14	SAGA	VILDKAT EXPLORER
830	15/09-A-10	93.08.05	93.09.14	STATOIL	SLEIPNER A
832	6407/09-B-01 H	93.08.09	93.08.26	SHELL	DYVI STENA
826	30/09-B-11	93.08.11	93.09.19	HYDRO	OSEBERG B
831	33/09-M-02 H	93.08.13	93.09.23	STATOIL	TREASURE PROSPECT
835	34/07-A-06 H	93.08.28	93.11.08	SAGA	SCARABEO 5
818	2/04-B-01 A	93.08.30	93.11.04	PHILLIPS	EKOFISK B
834	2/04-A-21 A	93.08.31	93.11.24	PHILLIPS	EKOFISK A
825	34/10-A-32 A	93.09.09	93.10.04	STATOIL	GULLFAKS A
838	15/09-A-06	93.09.14	93.11.05	STATOIL	SLEIPNER A
840	30/09-B-11 A	93.09.20	93.10.10	HYDRO	OSEBERG B
828	2/08-A-10 B	93.09.22		AMOCO	VALHALL
841	30/06-C-18	93.09.22	93.10.28	HYDRO	OSEBERG C
836	2/07-B-12 A	93.09.28	93.11.19	PHILLIPS	ELDFISK B
843	34/07-P-17	93.09.29		SAGA	SNORRE P
833	34/10-C-19	93.09.30	93.12.09	STATOIL	GULLFAKS C
842	25/05-A-03	93.10.01	93.12.23	ELF	TREASURE SAGA
846	30/03-A-18	93.10.03	93.11.06	STATOIL	VESLEFRIKK A
849	34/10-A-32 B	93.10.04	93.10.28	STATOIL	GULLFAKS A
852	2/08-A-01 A	93.10.09	93.11.22	AMOCO	VALHALL
848	33/09-L-03 H	93.10.10	93.11.20	STATOIL	TREASURE PROSPECT
851	30/09-B-35	93.10.11	93.12.18	HYDRO	OSEBERG B
850	33/12-B-16	93.10.13	93.11.20	STATOIL	STATFJORD B
839	34/07-I-01 H	93.10.15	93.12.25	SAGA	VILDKAT EXPLORER
854	34/10-B-29	93.10.20	93.12.09	STATOIL	GULLFAKS B
845	33/09-A-27 A	93.10.21	93.11.09	STATOIL	STATFJORD A
855	6407/09-C-02 H	93.10.24	93.11.02	SHELL	DYVI STENA
858	30/06-C-18 A	93.10.28	93.12.03	STATOIL	OSEBERG C
847	2/04-C-13 A	93.11.03		PHILLIPS	EKOFISK C
856	15/09-A-28	93.11.05		STATOIL	SLEIPNER A
859	30/03-A-19	93.11.09		STATOIL	VESLEFRIKK A
857	34/07-A-10 H	93.11.09		SAGA	SCARABEO 5
861	6407/09-C-01 H	93.11.11	93.12.15	SHELL	DYVI STENA
844	6507/07-A-29	93.11.12	93.12.13	CONOCO	TRANSOCEAN 8
863	33/12-B-16 A	93.11.20		STATOIL	STATFJORD B
865	2/01-A-30 A	93.11.21		BP	GYDA
862	33/09-L-04 H	93.11.22	93.12.15	STATOIL	TREASURE PROSPECT
853	2/04-B-21 A	93.12.02		PPCO	EKOFISK B
868	30/09-B-30	93.12.03	93.12.06	HYDRO	OSEBERG B
867	30/06-C-22	93.12.04		HYDRO	OSEBERG C
860	34/10-B-29 A	93.12.10		STATOIL	GULLFAKS B
869	6507/07-A-35	93.12.13		CONOCO	TRANSOCEAN 8
837	34/10-C-18	93.12.15		STATOIL	GULLFAKS C
875	30/09-B-48	93.12.22		HYDRO	OSEBERG B
864	25/05-A-04	93.12.23		ELF	TREASURE SAGA
877	31/04-A-23	93.12.26		HYDRO	BRAGE
871	34/07-I-03 H	93.12.26		SAGA	VILDKAT EXPLORER

Tabell 7.4.c

Utvinningsbrønner boret fra flyttbare boreinnretninger

Till.nr	Utvinningsbrønn	Påbegynt	Avsluttet	Operatør	Innretning
800	2/07-D-20	93.07.18	93.09.05	PHILLIPS	MÆRSK GUARDIAN
801	2/07-D-21	93.06.10	93.07.17	PHILLIPS	MÆRSK GUARDIAN
799	2/07-D-26	93.05.07	93.06.09	PHILLIPS	MÆRSK GUARDIAN
782	2/07-D-27	93.03.02	93.05.07	PHILLIPS	MÆRSK GUARDIAN
796	15/09-D-01 H	93.04.01	93.06.07	STATOIL	DEEPSEA BERGEN
779	15/09-D-03 H	93.03.02	93.04.01	STATOIL	DEEPSEA BERGEN
774	25/02-C-03 H	93.03.13	93.11.09	ELF	MÆRSK JUTLANDER
813	25/05-A-01	93.05.16	93.07.14	ELF	TREASURE SAGA
823	25/05-A-02	93.07.14	93.10.01	ELF	TREASURE SAGA
842	25/05-A-03	93.10.01		ELF	TREASURE SAGA
755	31/04-A-04	92.11.20	93.03.05	HYDRO	VILDKAT EXPLORER
767	31/04-A-04 A	93.03.05	93.04.21	HYDRO	VILDKAT EXPLORER
848	33/09-L-03 H	93.10.10	93.11.20	STATOIL	TREASURE PROSPECT
862	33/09-L-04 H	93.11.22		STATOIL	TREASURE PROSPECT
824	33/09-M-01 H	93.07.07	93.08.13	STATOIL	TREASURE PROSPECT
831	33/09-M-02 H	93.08.13	93.09.23	STATOIL	TREASURE PROSPECT
797	34/07-A-01 H	93.04.06	93.06.14	SAGA	SCARABEO 5
835	34/07-A-06 H	93.08.28	93.11.08	SAGA	SCARABEO 5
814	34/07-A-09 H	93.06.15	93.08.27	SAGA	SCARABEO 5
857	34/07-A-10 H	93.11.09		SAGA	SCARABEO 5
839	34/07-I-01 H	93.10.15		SAGA	VILDKAT EXPLORER
871	34/07-I-03 H	93.12.26		SAGA	VILDKAT EXPLORER
829	34/07-I-05 H	93.08.03	93.10.14	SAGA	VILDKAT EXPLORER
802	6407/09-A-53 H	93.04.05	93.11.08	SHELL	DYVI STENA
803	6407/09-A-55 H	93.04.08	93.04.26	SHELL	WEST DELTA
804	6407/09-A-55 AH	93.04.27	93.06.07	SHELL	WEST DELTA
816	6407/09-A-58 H	93.06.09	93.06.23	SHELL	DYVI STENA
832	6407/09-B-01 H	93.08.09	93.08.26	SHELL	DYVI STENA
861	6407/09-C-01 H	93.11.11		SHELL	DYVI STENA
855	6407/09-C-02 H	93.10.24	93.11.02	SHELL	DYVI STENA
844	6507/07-A-29	93.11.12		CONOCO	TRANSOCEAN 8
775	6507/07-A-33 H	93.02.10	93.03.19	CONOCO	TRANSOCEAN 8
763	6507/07-A-52 H	92.12.18	93.02.09	CONOCO	TRANSOCEAN 8
788	6507/07-A-53 H	93.03.22	93.05.16	CONOCO	TRANSOCEAN 8

7.5 PRODUKSJON AV OLJE OG GASS

Produksjonen av olje og gass på norsk sokkel var i 1993 138,9 millioner t.o.e. Produksjonen i 1992 var 132,7 millioner t.o.e. I tabellene 7.5.a – 7.5.v og i figurene 7.5.a og 7.5.b er produksjonen nærmere framstilt. For Statfjord, Frigg og Murchison viser tallene i tabell 7.5.a norsk andel av produksjonen. I tallene for

olje er NGL inkludert for Brage, Ekofiskområdet, Embla, Gullfaks, Gyda, Hod, Mime, Murchison, Sleipner, Snorre, Statfjord, Tommeliten, Ula, Valhall, og Veslefrikk. Tallene for gass i tabell 7.5.a angir solgte mengder for alle felt. I tallene for Brage, Friggområdet, Gullfaks, Heimdal, Sleipner, Snorre, Statfjord og Veslefrikk er kondensat inkludert.

Fig. 7.5.a
Olje- og gassproduksjon på norsk sokkel fra 1971–1993

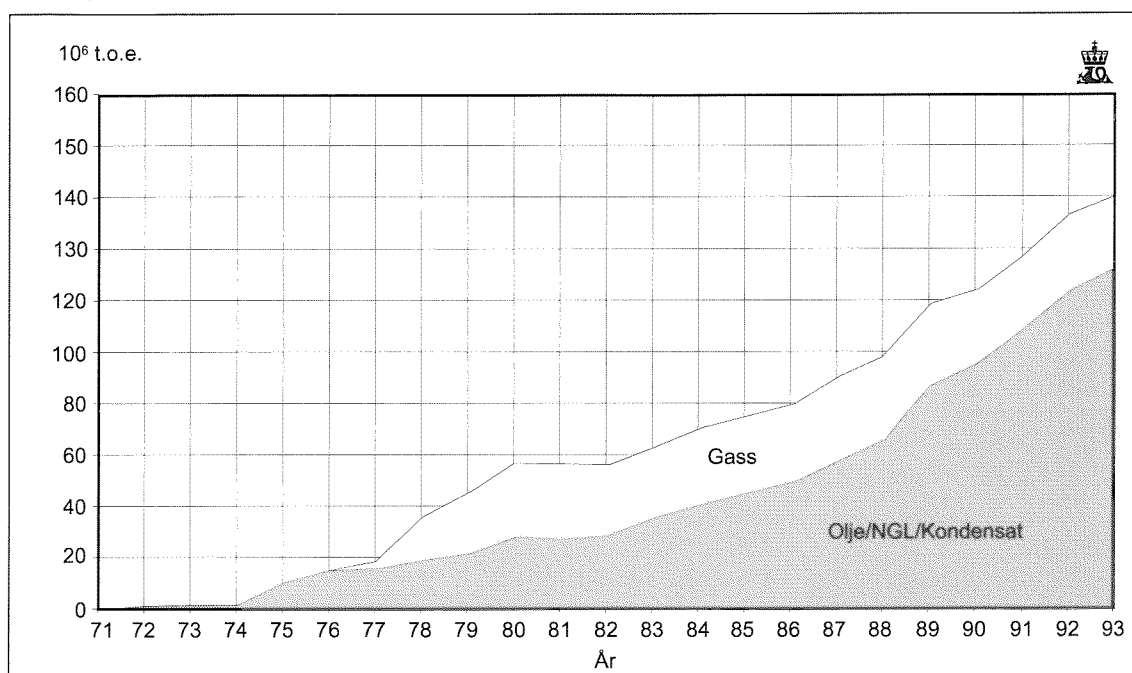
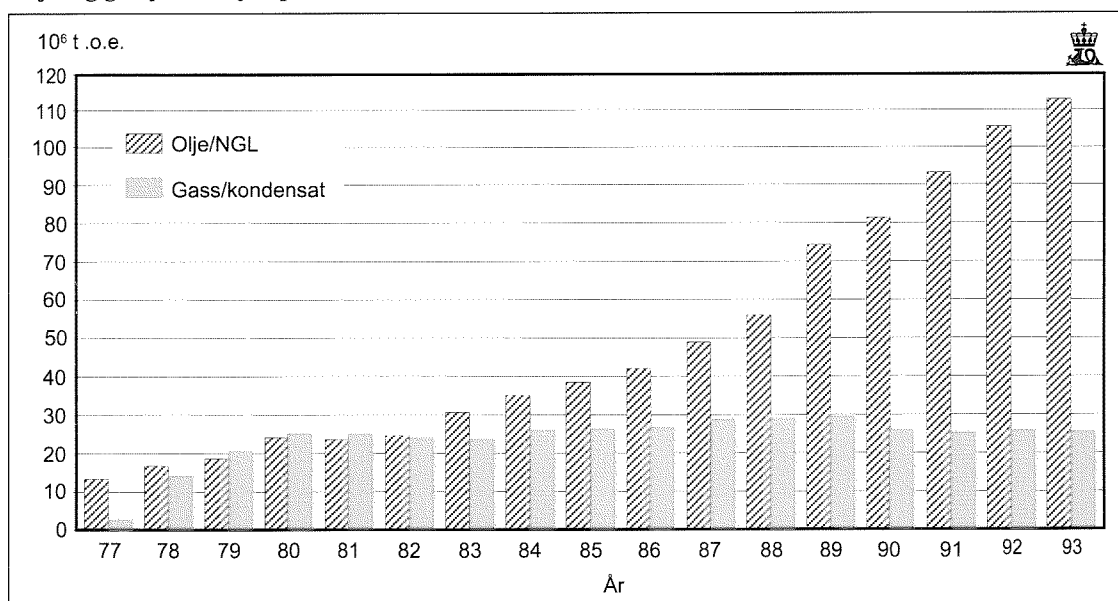


Fig. 7.5.b
Olje- og gassproduksjon på norsk kontinentalsokkel fra 1977–1993



Tabell 7.5.a
Produksjon i millioner tonn oljeekvivalenter

1993	Olje og NGL	Gass og kondensat	Sum
Brage	0,899	0,025	0,924
Draugen	0,102	0,000	0,102
Ekofiskområdet	10,428	7,383	17,811
Embla	0,588	0,210	0,798
Friggområdet	0,000	4,225	4,225
30/6 Gamma Nord	0,165	0,000	0,165
Gullfaks	25,171	2,130	27,300
Gyda	3,245	0,483	3,728
Heimdal	0,000	3,905	3,905
Hod	0,740	0,204	0,944
Mime	0,055	0,014	0,069
Murchison	0,244	0,007	0,251
Oseberg	23,882	0,000	23,882
Sleipner Øst (inkl. Loke)	0,159	1,160	1,319
Snorre	2,974	0,260	6,234
Statfjord	28,365	3,081	31,446
Togi	0,051	0,000	0,051
Tommeliten Gamma	0,392	1,298	1,690
Ula	6,297	0,472	6,769
Valhall	3,007	0,800	3,807
Veslefrikk	3,437	0,126	3,564
Sum 1993	113,151	25,785	138,936
Sum 1992	106,250	26,480	132,730
Sum 1991	93,124	25,639	118,763
Sum 1990	81,446	26,118	107,564
Sum 1989	74,280	29,364	103,644
Sum 1988	56,001	29,023	85,024
Sum 1987	49,016	28,797	77,813
Sum 1986	42,052	26,561	68,613
Sum 1985	38,479	26,276	64,755

Tabell 7.5.b
Månedlig olje- og gassproduksjon allokert til Ekofiskområdet

1993	Olje prod. ustabilisert	Gass produksjon	Gass brent	Gass brensel	Stabil olje Teesside	NGL Teesside	Gass Emden
	10 ³ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ³ Sm ³	10 ³ Sm ³	10 ⁶ Sm ³
JAN	1111	851	0,7	95	1003	107	744
FEB	989	750	0,3	85	899	97	661
MAR	1104	834	0,5	94	977	107	735
APR	1077	815	0,5	92	982	102	662
MAI	1115	835	2,5	94	1014	106	662
JUN	1055	789	0,6	83	962	100	581
JUL	1096	820	0,7	90	992	105	478
AUG	1070	803	0,6	81	965	103	515
SEP	1065	783	1,0	89	968	102	503
OKT	1139	842	2,3	99	1035	105	587
NOV	1107	805	1,1	98	1021	105	603
DES	1217	858	1,3	101	1113	110	650
ÅRSSUM	13145	9785	11,9	1101	11951	1249	7381

Tabell 7.5.c
Månedlig gass- og kondensatproduksjon fra Friggområdet

1993	Gass produksjon 10 ⁶ Sm ³	Kondensat produksjon 10 ³ Sm ³	Gass brent 10 ³ Sm ³	Gass brensel 10 ⁶ Sm ³	Gass St.Fergus 10 ⁶ Sm ³	Kondensat St.Fergus 10 ³ Sm ³
JAN	521	1	54	6	521	3
FEB	470	1	47	6	463	2
MAR	438	1	62	7	431	2
APR	405	1	56	6	398	4
MAI	459	2	82	6	454	2
JUN	108	0,3	156	2	102	1
JUL	289	1	104	6	286	3
AUG	233	1	62	5	229	2
SEP	266	1	80	8	257	2
OKT	345	1	45	8	342	2
NOV	355	1	57	7	359	1
DES	364	1	48	8	363	2
ÅRSSUM	4253	12,3	853	75	4205	26

Tallene er norsk andel av Frigg 60,82%, Nordøst Frigg, Odin og Øst Frigg 100%. Lille-Frigg salg fra okt-93.

Tabell 7.5.d
Månedlig olje- og gassproduksjon fra 30/6 Gamma Nord

1993	Olje prod. ustabilisert 10 ³ Sm ³	Gass produksjon 10 ⁶ Sm ³	Gass brent 10 ⁶ Sm ³	Gass brensel 10 ⁶ Sm ³	Stabil olje Sture 10 ³ Sm ³
JAN	19	44	0,0	0,1	18
FEB	19	47	0,0	0,1	18
MAR	21	53	0,0	0,1	20
APR	20	54	0,0	0,1	19
MAI	21	58	0,2	0,2	20
JUN	17	45	0,0	0,1	16
JUL	19	54	0,2	0,1	18
AUG	14	37	0,1	0,1	13
SEP	19	52	0,0	0,1	17
OKT	14	38	0,0	0,1	13
NOV	16	48	0,0	0,1	15
DES	11	27	0,0	0,1	10
ÅRSSUM	210	557	0,5	1,3	197

Tabell 7.5.e
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Gullfaks

1993	Olje prod. stabilisert 10 ³ Sm ³	Gass produksjon 10 ⁶ Sm ³	Gass brent 10 ⁶ Sm ³	Gass brensel 10 ⁶ Sm ³	NGL/kond. Kårstø 10 ³ Sm ³	Gass Salg 10 ⁶ Sm ³
JAN	2179	232	5	27	19	135
FEB	1941	203	5	23	28	127
MAR	2520	261	3	27	37	166
APR	2464	260	6	27	35	172
MAI	2522	269	6	27	41	192
JUN	1617	175	17	19	16	68
JUL	2590	277	4	27	112	182
AUG	2583	285	4	26	42	199
SEP	2521	273	4	26	46	205
OKT	2610	278	4	26	44	218
NOV	2566	267	4	25	36	205
DES	2563	266	6	25	39	200
ÅRSSUM	28676	3046	68	305	495	2069

Tabell 7.5.f
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Gyda

1993	Olje prod. ustabilisert	Gass produksjon	Gass brent	Gass brensel	Stabil olje Teesside	NGL Teesside	Gass Emden
	10 ³ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ³ Sm ³	10 ³ Sm ³	10 ⁶ Sm ³
JAN	326	48	1,0	4	304	33	40
FEB	293	43	0,2	3	273	30	36
MAR	328	48	0,1	4	305	34	40
APR	319	46	0,2	3	296	32	39
MAI	343	49	0,1	4	320	35	42
JUN	350	49	0,7	3	327	35	41
JUL	360	51	0,4	3	335	36	44
AUG	336	48	0,2	3	312	34	40
SEP	317	46	0,2	3	296	32	39
OKT	358	52	0,1	4	335	36	44
NOV	326	47	0,1	4	305	34	39
DES	323	46	0,1	4	301	33	38
ÅRSSUM	3979	573	3,4	42	3709	404	482

Tabell 7.5.g
Månedlig gass- og kondensatproduksjon fra Heimdal

1993	Gass produksjon	Kondensat produksjon	Gass brent	Gass brensel	Gass Salg	Kondensat Kinneil
	10 ⁶ Sm ³	10 ³ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ³ Sm ³
JAN	307	50	0,0	4	339	47
FEB	257	41	0,2	4	299	37
MAR	199	32	0,0	4	260	15
APR	252	41	0,0	4	249	32
MAI	308	50	0,0	5	270	46
JUN	310	50	0,0	5	297	48
JUL	229	37	0,1	4	222	38
AUG	173	28	0,2	2	164	18
SEP	352	56	0,0	5	336	51
OKT	350	56	0,0	5	355	50
NOV	368	59	0,0	5	369	54
DES	348	56	0,0	4	345	50
ÅRSSUM	3453	556	0,6	51	3505	486

Tabell 7.5.h
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Hød

1993	Olje prod. ustabilisert	Gass produksjon	Gass brent	Gass brensel	Stabil olje Teesside	NGL Teesside	Gass Emden
	10 ³ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ³ Sm ³	10 ³ Sm ³	10 ⁶ Sm ³
JAN	93	25	0,1	2	88	5	23
FEB	79	19	0,2	1	75	5	19
MAR	85	19	0,2	1	81	5	19
APR	75	18	0,1	1	71	5	18
MAI	72	16	0,1	1	68	4	16
JUN	77	16	0,4	1	73	4	16
JUL	78	19	0,0	1	74	4	18
AUG	75	18	0,1	1	72	4	17
SEP	68	15	0,1	1	65	4	14
OKT	72	16	0,1	1	69	4	15
NOV	69	14	0,1	1	66	4	14
DES	68	17	0,0	1	65	4	16
ÅRSSUM	911	212	1,5	13	867	52	205

Tabell 7.5.i
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Mime

1993	Olje prod. ustabilisert	Gass produksjon	Stabil olje Teesside	NGL Teesside	Gass Emden
	10 ³ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ³ Sm ³	10 ³ Sm ³	10 ⁶ Sm ³
JAN	9	2	8	1	2
FEB	8	2	7	0	2
MAR	2	0	2	0	0
APR	6	1	5	0	1
MAI	9	2	8	1	2
JUN	7	1	6	0	1
JUL	8	2	8	0	2
AUG	8	2	7	0	2
SEP	6	1	6	0	1
OKT	5	1	5	0	1
NOV	1	0	1	0	0
DES	0	0	0	0	0
ÅRSSUM	69	14	63	2	14

Tabell 7.5.j
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Murchison

1993	Olje prod. ustabilisert	Gass produksjon	Gass brent	Gass brensel	Stabil olje Sullom Voe	NGL S.Voe/St.Fer	Gass St.Fergus
	10 ³ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ³ Sm ³	10 ³ Sm ³	10 ⁶ Sm ³
JAN	31	4	0,2	1,4	28	1	0
FEB	26	4	0,3	1,2	24	1	0
MAR	24	4	0,3	1,3	22	1	0
APR	23	4	0,4	1,3	21	0	0
MAI	24	4	0,4	1,2	22	0	2
JUN	11	2	0,6	0,2	11	0	0
JUL	30	5	0,8	1,0	28	1	1
AUG	34	4	0,1	1,3	31	1	1
SEP	29	4	0,2	1,3	26	1	1
OKT	29	4	0,3	1,3	27	1	1
NOV	25	4	0,2	1,0	23	1	1
DES	27	4	0,4	1,1	26	1	1
ÅRSSUM	313	47	4,2	13,6	289	9	8

Tallene er norsk andel av Murchison.

Tabell 7.5.k
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Oseberg

1993	Olje prod. ustabilisert	Gass produksjon	Gass Brent	Gass Brensel	Stabil olje Sture
	10 ³ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ³ Sm ³
JAN	2247	301	2	19	2238
FEB	2085	275	1	16	2073
MAR	2397	321	1	19	2387
APR	2359	313	1	19	2351
MAI	2433	324	3	20	2421
JUN	2108	286	4	16	2101
JUL	2474	333	2	20	2461
AUG	2481	334	1	20	2467
SEP	2409	324	1	21	2401
OKT	2489	351	2	22	2478
NOV	2407	325	1	21	2396
DES	2502	354	2	19	2494
ÅRSSUM	28391	3841	21	232	28268

Tabell 7.5.l
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Snorre

1993	Olje prod. Ustabilisert	Gass produksjon	Gass brent	Gass brensel	Gass salg	Olje prod. Stabilisert	NGL/kond. Kårstø
	10 ³ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ³ Sm ³	10 ³ Sm ³
JAN	370	33	4	2	0	366	15
FEB	440	41	1	3	0	433	28
MAR	611	56	1	4	0	600	44
APR	652	63	1	4	0	639	48
MAI	580	54	2	4	0	567	43
JUN	497	47	3	4	0	485	17
JUL	682	68	16	4	0	667	52
AUG	778	78	12	5	46	763	63
SEP	288	30	4	1	17	287	24
OKT	725	70	1	4	50	711	55
NOV	740	78	4	5	53	732	56
DES	665	70	3	4	50	660	50
ÅRSSUM	7028	688	52	44	216	6910	495

Tabell 7.5.m
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Statfjord

1993	Olje prod. stabilisert	Gass produksjon	Gass brent	Gass brensel	NGL/kond. Kårstø	Gass Salg
	10 ³ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ³ Sm ³	10 ⁶ Sm ³
JAN	2343	529	6	31	86	278
FEB	2549	541	6	32	131	250
MAR	3176	656	6	38	155	308
APR	3006	646	6	35	113	217
MAI	2811	595	7	32	106	189
JUN	2694	549	8	31	61	120
JUL	3119	668	9	36	84	207
AUG	2527	534	8	30	71	180
SEP	2400	529	5	30	144	276
OKT	3004	654	7	39	134	313
NOV	2870	640	6	38	135	314
DES	2806	630	6	37	137	309
ÅRSSUM	33305	7171	80	409	1357	2961

Tallene er norsk andel av Statfjord.

Tabell 7.5.n
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Tommeliten Gamma

1993	Olje prod. ustabilisert	Gass produksjon	Stabil olje Teesside	NGL Teesside	Gass Emden
	10 ³ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ³ Sm ³	10 ³ Sm ³	10 ⁶ Sm ³
JAN	48	114	34	11	105
FEB	47	111	33	11	103
MAR	50	117	34	12	108
APR	50	115	35	11	106
MAI	56	133	38	14	123
JUN	52	129	36	13	119
JUL	49	119	33	12	110
AUG	40	95	27	9	89
SEP	45	110	31	11	102
OKT	48	122	32	12	113
NOV	47	119	31	12	109
DES	48	121	32	12	111
ÅRSSUM	580	1405	396	140	1298

Tabell 7.5.o
Månedlig gass- og kondensatproduksjon fra TOGI

1993	Gass produksjon	Kondensat produksjon	Gass brent	Gass brensel	Stabil olje Sture
	10 ⁶ Sm ³	10 ³ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ³ Sm ³
JAN	293	6	0,1	4	5
FEB	277	6	0,0	4	5
MAR	240	5	0,3	4	4
APR	284	6	0,0	4	6
MAI	283	6	0,5	4	5
JUN	206	5	0,0	3	4
JUL	379	7	0,0	4	6
AUG	322	7	0,1	4	6
SEP	344	6	0,0	4	5
OKT	354	7	0,0	4	6
NOV	322	6	0,0	4	5
DES	85	2	0,0	1	1
ÅRSSUM	3389	69	1,0	44	58

Tabell 7.5.p
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Ula

1993	Olje prod. ustabilisert	Gass produksjon	Gass brent	Gass brensel	Stabil olje Teesside	NGL Teesside	Gass Emden
	10 ³ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ³ Sm ³	10 ³ Sm ³	10 ⁶ Sm ³
JAN	623	49	0,3	6	595	43	38
FEB	548	44	0,3	5	527	37	34
MAR	657	51	0,3	7	629	46	39
APR	693	55	0,3	6	661	48	42
MAI	737	59	0,3	6	706	51	46
JUN	682	54	0,5	6	655	46	42
JUL	669	54	0,2	7	640	45	42
AUG	557	45	0,3	5	534	37	35
SEP	579	47	0,3	6	557	39	36
OKT	675	55	0,6	6	651	44	42
NOV	606	49	0,7	6	584	41	37
DES	632	51	0,5	6	605	42	39
ÅRSSUM	7658	613	4,6	72	7344	519	472

Tabell 7.5.q
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Valhall

1993	Olje prod. ustabilisert	Gass produksjon	Gass brent	Gass brensel	Stabil olje Teesside	NGL Teesside	Gass Emden
	10 ³ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ³ Sm ³	10 ³ Sm ³	10 ⁶ Sm ³
JAN	359	82	0,3	5	341	19	79
FEB	317	72	0,6	5	302	17	69
MAR	369	84	0,7	5	352	19	80
APR	321	74	0,4	5	307	16	70
MAI	321	75	0,3	5	307	16	72
JUN	302	70	1,6	5	288	16	65
JUL	305	71	0,2	5	291	17	68
AUG	307	71	0,2	5	294	16	68
SEP	245	54	0,4	5	236	12	50
OKT	288	64	0,3	5	277	14	60
NOV	274	62	0,6	5	263	14	58
DES	290	66	0,2	5	277	15	61
ÅRSSUM	3698	845	5,7	60	3535	191	800

Tabell 7.5.r
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Veslefrikk

1993	Olje prod. ustabilisert	Gass produksjon	Gass Brent	Gass Brensel	NGL/Kond. Kårstø	Gass salg	Stabil olje Sture
	10 ³ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ³ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ³ Sm ³
JAN	344	42	2	3	14	0	346
FEB	317	38	2	3	20	0	318
MAR	372	45	1	4	24	0	375
APR	336	41	0	4	22	0	336
MAI	334	40	1	4	21	0	335
JUN	182	22	2	2	12	0	184
JUL	310	38	0	4	18	0	310
AUG	360	44	1	4	22	33	363
SEP	326	40	1	4	21	26	327
OKT	355	43	1	4	19	16	358
NOV	314	38	2	4	17	15	316
DES	361	43	1	4	20	27	363
ÅRSSUM	3911	474	14	44	230	117	3931

Tabell 7.5.s
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Brage

1993	Olje prod. ustabilisert	Gass produksjon	Gass Brent	Gass Brensel	NGL/Kond. Kårstø	Gass salg	Stabil olje Sture
	10 ³ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ³ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ³ Sm ³
JAN							
FEB							
MAR							
APR							
MAI							
JUN							
JUL							
AUG							
SEP	31	2	1	0	0	0	24
OKT	232	12	1	2	5	3	230
NOV	374	21	1	3	12	7	372
DES	421	26	1	3	14	14	419
ÅRSSUM	1058	61	4	8	30	24	1045

Tabell 7.5.t
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Embla

1993	Olje prod. ustabilisert	Gass produksjon	Gass Brent	Gass Brensel	NGL Teesside	Gass salg	Stabil olje Teesside
	10 ³ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ³ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ³ Sm ³
JAN							
FEB							
MAR							
APR							
MAI	18	7	1	0	1	5	17
JUN	29	9	2	0	2	7	29
JUL	51	16	0	0	3	15	49
AUG	87	28	0	0	5	26	83
SEP	128	41	0	0	8	38	122
OKT	137	43	0	0	8	40	131
NOV	129	41	0	0	8	38	123
DES	141	44	0	0	9	41	134
ÅRSSUM	720	229	3	0	44	210	688

Tabell 7.5.u
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Draugen

1993	Olje prod. Stabilisert	Gass produksjon	Gass Brent	Gass Brensel
	10 ³ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ⁶ Sm ³
JAN				
FEB				
MAR				
APR				
MAI				
JUN				
JUL				
AUG				
SEP				
OKT	19	1	1	0
NOV	77	4	4	0
DES	27	1	1	0
ÅRSSUM	123	6	6	0

Tabell 7.5.v
Månedlig gass- og kondensatproduksjon fra Sleipner Øst (inkl. Løke)

1993	Kondensat produksjon	Gass produksjon	Gass Brent	Gass Brensel	NGL/Kond. Kårstø	Gass Salg
	10 ³ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ⁶ Sm ³	10 ³ Sm ³	10 ⁶ Sm ³
JAN						
FEB						
MAR						
APR						
MAI						
JUN						
JUL						
AUG	4	8	7	1		
SEP	83	108	27	6	34	77
OKT	192	212	9	7	207	202
NOV	250	274	7	8	264	249
DES	298	320	5	10	313	306
ÅRSSUM	827	922	55	32	819	834

7.6 PUBLIKASJONER UTGITT AV OLJEDIREKTORATET I 1993

Lover, forskrifter og veiledninger

- Regelverksamling for petroleumsvirksomheten 1993. En ajourført samling med lover, forskrifter og veiledninger som gjelder på sokkelen. Ajour 1.1.1993.
- Forskrift om brensel- og fakkeltgassmåling ved beregning av CO₂-avgift i petroleumsvirksomheten med veiledning.
- Forskrift for fiskal kvantumsmåling av olje og gass mv med veiledning.
- Grenseflater til sokkelogviningen.

Studier – rapporter

- Nød- og beredskapstrening for dykkepersonell
- Menneske- maskin forhold i kontrollrom for bemannede undervannsoperasjoner i petroleumsvirksomhet
- Menneske- maskin forhold i kontrollrom

Andre publikasjoner

- Well Data Summary Sheets, vol 18.
- NPD – Contribution no. 34.
Et multidisiplinært, stratigrafisk studie av neogene sedimenter i sentrale deler av Nordsjøen (Ekofiskfeltet).

- Oljedirektoratets årsberetning 1992.
- NPD Annual report 1992.
- Licenses, Areas, Area-coordinates, Exploration Wells.
- Borehole list.
- Borehole list – Exploration Drilling.
- Opprydding av havbunnen i Nordsjøen 1992.
- Oljedirektoratets seismiske datapakker Jan Mayen, Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet.
- Petroleumressurser. Norsk kontinentalsokkel.
- Petroleum Resources. Norwegian continental shelf.
- Økt oljeutvinning. Norsk kontinentalsokkel.
- Improved Oil Recovery. Norwegian continental shelf.
- Brukerundersøkelse. Oppgradering av Oljedirektoratets system for rapportering, registrering og oppfølging av ulykkeshendelser og faresituasjoner.
- Arbeidstidsordninger og helse.
- Interim jet fire test determining the effectiveness of passive fire protection materials.
- Aldring av personell på sokkelen. Seminar i Oljedirektoratet 2.2.1993.
- Well Data Published by NPD.

