

Oljedirektoratets årsberetning

Norsk sokkel 2000

Trykk: Aase Grafiske A/S
 Trykket på svanemerket miljøpapir

Oljedirektoratet
 Prof. Olav Hanssens vei 10
 Postboks 600
 4003 Stavanger

Telefon: 51 87 60 00
 Telefaks: 51 55 15 71
 E-post: postboks@npd.no
 Internett: www.npd.no

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).

Omregning fra volumenhet til oljeekvivalenter for olje- og gassmengder brukes når man skal summere eller sammenligne olje- og gassressurser, og når det ikke er nødvendig med eksakte mengdeangivelser.

Konverteringen til *oljeekvivalenter* er basert på den energimengde som blir frigjort ved forbrenning av olje og gass.

Fra og med 1.1.1996 oppgir Oljedirektoratet de samlede petroleumsressursene i Sm³ oljeekvivalenter (Sm³ o.e.). Følgende omregningsfaktorer benyttes ved konvertering til Sm³ o.e.:

1 000	Sm ³ gass tilsvare:	1 Sm ³ o.e.
1	Sm ³ olje tilsvare:	1 Sm ³ o.e.
1	tonn NGL tilsvare:	1,9 Sm ³ o.e.
1	Sm ³ kondensat tilsvare:	1 Sm ³ o.e.

For omregning av NGL fra tonn til Sm³ o.e. har det tidligere blitt benyttet en faktor på 1,3 tonn/ Sm³ o.e. Denne er nå endret til 1,9 tonn/ Sm³ o.e.

Oljedirektoratets funksjon og virksomhet

Oljedirektoratet ble opprettet i 1972 og utførte i 2000 om lag 355 årsverk. Direktoratet er underlagt Olje- og energidepartementet i ressursforvaltnings- og administrative saker og Kommunal- og regionaldepartementet i spørsmål om sikkerhet og arbeidsmiljø. Innenfor saksområdet CO₂-avgift utøver direktoratet myndighet på vegne av Finansdepartementet.

Oljedirektoratet skal bidra til at ressursene på norsk sokkel skaper størst mulig verdier. I tillegg til inntekter for staten omfatter verdibegrepet også alminnelig velferd, et godt, bærekraftig miljø og at virksomheten drives i samsvar med samfunnsetiske rammer. Oljedirektoratet er derfor opptatt av at innsatsen på ressursforvaltningsområdet og på området helse, miljø og sikkerhet på en helhetlig måte bidrar til å skape disse verdiene for samfunnet.

Arbeidet med organisasjonsutviklingsprosjektet "OD 2000 og framover" har pågått gjennom hele året. Målet er å utvikle et mer helhetlig og effektivt direktorat som bedre kan møte utfordringene i petroleumsvirksomheten i framtiden og bidra til verdiskapningen i samfunnet. Etter at forutsetningene og premisene for den nye organisasjonen ble konkretisert i løpet av første halvår, ble en ny organisasjonsmodell utarbeidet i løpet av høsten. Den nye organisasjonen ble satt i verk fra 1.1.2001 og representerer en overgang fra en tradisjonell hierarkisk organisasjon til en organisasjon som er flat og baserer seg på fleksible, tverrfaglige og samhandlende lag organisert rundt prioriterte produkter.

Ressurssituasjonen

Norge produserer fremdeles mer olje enn vi finner per år og vi finner betydelig mer gass enn vi eksporterer. Oljeproduksjonen har siden 1996 holdt et stabilt nivå på mellom 2,9 og 3,2 millioner fat per dag. Det er forventet at oljeproduksjonen vil ligge på dette nivået eller litt høyere de nærmeste tre - fire årene, hvoretter det forventes en gradvis reduksjon. Gasseksporten er derimot inne i en sterk vekstfase og er nær doblet siden 1995. Basert på inngåtte salgavtaler med kunder på kontinentet, vil gasseksporten fortsette å øke i samme tempo de nærmeste fire - fem årene.

Det er totalt gjort ti funn på norsk sokkel i løpet av 2000. I tråd med utviklingen de senere årene gjøres de fleste og største funnene i Norskehavet, og funnene inneholder betydelig mer gass enn olje. Flere av funnene er av betydelig størrelse også i forhold til dagens internasjonale funnportefølje. Interessen for fortsatt leting i Norskehavet er derfor stor. I 2000 ble det for første gang siden 1994 boret undersøkelsesbrønner i Barentshavet. Funn av olje og gass i to av brønnene er med på å skape optimisme med tanke på videre leting og nye funn i disse nordlige havområdene.

I tillegg til gasseksport brukes en økende andel av produsert gass til injeksjon for å øke utvinningsgraden i olje- og kondensatfelt. Myndighetenes mål er å øke utvinningsgraden av olje på norsk sokkel fra dagens 44 prosent til 50 prosent. Oljedirektoratet har derfor en kontinuerlig opp-

merksomhet på tiltak som kan øke oljeutvinningen på sokkelen og ser for seg at volumet til gassinjeksjon vil fortsette å øke i de nærmeste årene.

Til tross for at det i 2000 er funnet mindre petroleum enn det er produsert, er anslaget over de totale utvinnbare ressursene på norsk sokkel økt fra året før. Dette skyldes i hovedsak oppjustering av beregningene for uoppdagede ressurser i Norskehavet samt noe økte ressurser i etablerte felt og funn.

Aktivitetsnivået

Investeringene på norsk sokkel var i 2000 ca. 52 milliarder kroner, en nedgang på 24 prosent i forhold til 1999. Dette er likevel betydelig høyere enn forventet ved årets begynnelse. En stabil høy oljepris gjennom hele året har ført til større investeringsvilje hos selskapene slik at også framtidsbildet ser lysere ut enn for ett år siden. Investeringene i 2001 er anslått til samme nivå som i 2000, med en påfølgende forventet nedgang til 40 til 30 milliarders nivå i en del år framover. Usikkerheten knytter seg blant annet til om gassavsetningsmulighetene åpner seg raskere enn det som nå ligger i prognosene. Det vil medføre behov for investeringer i nye rørledninger og eventuelt terminaler.

Det ytre miljø

Miljø har stor oppmerksomhet og samarbeidet med Statens forurensningstilsyn (SFT) og selskapene gjennom blant annet Miljøsok fortsetter. I 2000 utførte Oljedirektoratet i samarbeid med SFT et tilsyn som spesifikt var rettet mot operatørens ivaretagelse av det ytre miljø. Ellers har også arbeid med tiltak i forhold til leteboring i miljøfølsomme områder stått i fokus.

Oljedirektoratet utarbeider hvert år prognoser for utslipp av CO₂, NO_x, flyktige organiske forbindelser (nmVOC og metan) og produsert vann. Prognosene er et viktig grunnlag for å vurdere virkemidler, slik at nasjonale og internasjonale forpliktelser kan følges opp på en kostnadseffektiv måte.

Helse, miljø og sikkerhet

Dessverre inntraff det i 2000 to dødsulykker i eller i tilknytning til petroleumsvirksomheten. Den ene ulykken førte til at en person mistet livet i forbindelse med et kranløft. Også i dette tilfellet har granskningen vist at det ikke er teknisk svikt som er årsak til ulykken, men uklare ansvarsforhold og brudd på prosedyrer og god praksis for slike operasjoner. Direktoratet ser alvorlig på at det synes å ha blitt etablert en kultur hvor brudd på forskrifter og prosedyrer er blitt innarbeidet i vanlig praksis og akseptert.

Omstendighetene rundt denne ulykken faller sammen med øvrige konklusjoner fra direktoratets tilsyn, og som gir indikasjon på at selskapenes ledelse ikke lykkes i det holdningsskapende arbeid. En årsak til dette kan være holdningssvikt i den ledelsen som skal skape gode holdninger i organisasjonen ellers. Direktoratet vil derfor legge

økt vekt på tilsyn og andre tiltak som kan bidra til å få plass positive holdninger til helse, miljø og sikkerhet.

Den andre dødsulykken inntraff på et ankerhåndteringsfartøy der en dekkarbeider døde av skadene han ble påført da han ble truffet av en kjetting. Denne ulykken følges opp av maritime myndigheter, ettersom den inntraff på et fartøy som ikke omfattes av Oljedirektoratets myndighet. Direktoratet vil likevel gjennomgå granskningsrapporten med tanke på mulige tiltak på tvers av involverte myndigheters ansvarsområder.

Direktoratet har gjennomført et omfattende prosjekt for å oppnå et mest mulig målbart uttrykk for risikonivået i petroleumsvirksomheten på sokkelen. Prosjektet planlegges videreført som en kontinuerlig aktivitet, slik at det blir mulig å ta stilling til hvordan risikoen utvikler seg. Slik kunnskap vil gi myndighetene bedre mulighet til å prioritere innsatsen på best mulig måte. Resultatene fra prosjektet i 2000 underbygger det inntrykk som tidligere har dannet seg om at risikonivået i virksomheten er i ferd med å øke. Det er helt avgjørende å sette i gang tiltak som kan motvirke en slik utvikling, før det økte risikonivået gir seg utslag i uakseptable ulykker.

Regelverksutvikling

Ved utgangen av 2000 har Oljedirektoratet nærmest sluttført arbeidet med ytterligere forenkling og forbedring av regelverket. Det nye regelverket er en del av en helhet som også omfatter forenkling av departementsforskrifter. Når det nye regelverket trår i kraft, vil helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten være regulert på en helhet-

lig måte, noe som representerer en forvaltningsmessig milepæl. Regelverksarbeidet er gjennomført i nært samarbeid med andre berørte etater, og de nye forskriftene vil danne grunnlaget for et effektivt og helhetlig tilsyn på helse-, miljø- og sikkerhetsområdet.

Ordningen med såkalt «samsvarsuttalelse» (SUT) for flyttbare innretninger ble iverksatt i 2000. Direktoratet håper denne ordningen blant annet skal kunne bidra til kostnadseffektiv utbygging og drift ved å forhindre unødvendige kostnader som følge av feiltolkning og feil anvendelse av regelverkskrav. Erfaringene så langt synes også å vise at helse, miljø og sikkerhet blir viet økt oppmerksomhet hos riggeierne som følge av arbeidet med å søke om slik uttalelse.

På ressursforvaltningsområdet er arbeidet med to nye direktoratsforskrifter videreført. Det blir lagt vekt på å videreføre den fasevise oppbygningen fra petroleumslav og -forskrift. Forskriftene har vært på eksternt høring i 2000.

I tillegg til forskriftene er det under utarbeidelse et sett med temaveiledninger som vil gi utfyllende veiledning innenfor særskilte områder.

Veiledning til plan for utbygging og drift og plan for anlegg og drift, som ble utarbeidet under ledelse av Olje- og energidepartementet, ble ferdigstilt i 2000.

Målet med regelverksarbeidet er å utvikle et helhetlig regelverk som bidrar til en kostnadseffektiv forvaltning og god samhandling mellom petroleumindustrien og myndighetene.

Stavanger, 18. april 2001



Gunnar Berge
oljedirektør

1. RESSURSFORVALTNING	7	2. SIKKERHETS- OG ARBEIDSMILJØFORVALTNING	51
1.1 Innledning	7	2.1 Innledning	51
1.1.1 Råoljemarkedet	7	2.2 Delegeringer	51
1.1.2 Gassmarkedet	8	2.3 Risikonivået på norsk sokkel	51
1.2 Regelverk	9	2.4 Tilsynsvirksomheten	52
1.2.1 Delegeringer på ressursforvaltningsområdet	9	2.4.1 Omfang av tilsynet	52
1.3 Ressursregnskapet	9	2.4.2 Prioriteringer i tilsynet	52
1.3.1 Ressursklassifikasjonssystemet	9	2.4.3 Erfaringer fra tilsynet	53
1.3.2 Ressursregnskapet for 2000.	11	2.5 Rammesettende virksomhet	54
1.3.3 Ressursstatus	11	2.5.1 Nytt regelverk for hms-området i petroleumsvirksomheten	54
1.4 Produksjon av olje og gass	18	2.5.2 Ordningen med samsvarsuttalelse - SUT	54
1.5 Petroleumsøkonomi	19	2.6 Arbeidsulykker med personskader	55
1.5.1 Salg av petroleum fra norsk kontinentalsokkel	19	2.7 Arbeidsbetingede sykdommer	57
1.5.2 Produksjonsavgift	19	2.8 Hydrokarbonlekkasjer, branner og branntilløp	59
1.5.3 Arealavgift på utvinningstillatelser	20	2.8.1 Hydrokarbonlekkasjer	59
1.5.4 Co ₂ -avgift	21	2.8.2 Branner og branntilløp	59
1.6 Undersøkelsestillatelser	22	2.9 Skader på bærende konstruksjoner og rørledninger	60
1.6.1 Tillatelse til undersøkelse etter petroleum	22	2.9.1 Undervannsrørledninger og stigerør	60
1.6.2 Tillatelse til vitenskapelige undersøkelser	22	2.9.2 Bærende konstruksjoner	61
1.7 Undersøkelsesaktivitet	24	2.9.3 Sammenstøt mellom fartøy og innretning	61
1.7.1 Geofysiske undersøkelser	24	2.10 Dykking	61
1.8 Utvinningstillatelser	24	2.10.1 Dykkeaktivitet	61
1.9 Leteaktivitet	24	2.10.2 Personskader ved dykking	61
1.9.1 Leteboring	24	2.10.3 Erfaringer fra tilsyn i forbindelse med dykkeaktiviteter	61
1.9.2 Letekostnader	31	2.10.4 Forskning og utvikling innenfor dykking	62
1.10 Utbygging og drift	32	2.10.5 Internasjonalt samarbeid innenfor dykking	62
1.10.1 Sørlige Nordsjø	32	2.11 Løfteinnretninger og løfteoperasjoner	62
1.10.2 Nordlige Nordsjø	35	3. MILJØTILTAK I PETROLEUMSVIRKSOMHETEN	65
1.10.3 Norskehavet	40	3.1 Hensynet til miljøet	65
1.10.4 Barentshavet	42	3.2 Miljøso	65
1.10.5 Utvinningsboring	42	3.3 Myndigheter og rammer	65
1.10.6 Avslutningsplaner	42	3.4 Tilsyn med aktivitetene	65
1.11 Transportsystemer for olje og gass	44	3.5 Det ytre miljøet	66
1.11.1 Eksisterende transportsystemer	44	3.6 Grønn stat - grønt OD	66
1.11.2 Planlagte transportsystemer	47		
1.12 Prosjekter	48		
1.12.1 Samarbeidsprosjekter	48		
1.12.2 Deltakelse i forsknings- og teknologiutviklingsprogram	49		
1.12.3 Andre prosjekter	50		

4.	INTERNASJONALT SAMARBEID	67	5.	ORGANISASJON	73
4.1	Samarbeid med NORAD	67	5.1	Virksomhetsplan	73
4.2	Samarbeid med PETRAD	68	5.2	Organisasjonsendringer	73
4.3	Samarbeid innenfor ressursforvaltning	69	5.3	Personale	74
4.4	Samarbeid innenfor sikkerhets- og arbeidmiljøforvaltning	70	5.4	Budsjett og økonomi	74
4.4.1	Internasjonale samarbeidsorganer	70	5.5	Informasjonsformidling	74
4.4.2	Samarbeid med russisk tilsynsmyndighet - "Borisprosjektet"	71			
4.4.3	Run arc - helhetlig sikkerhets- og miljøregime for olje- og gassvirksomhet på russisk kontinentalsokkel	71			

1. Ressursforvaltning

1.1 INNLEDNING

Oljedirektoratet må til enhver tid ha oversikt over utviklingen innenfor petroleumsvirksomheten, dersom oppgaven å være Olje- og energidepartementets sentrale rådgivnings- og iverksettelsesorgan skal kunne løses på en forsvarlig måte.

Petroleumsvirksomheten i Norge har enorme inntektsmuligheter, men innebærer også store direkte og indirekte utgifter. Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) har stor effekt på statsbudsjettet. I tillegg gjør skattesystemet, 28 prosent selskapsskatt og 50 prosent særskatt på overskudd av petroleumsvirksomheten på sokkelen, at staten også bærer en stor del av risikoen. Derfor er det viktig at myndighetene har faglig kompetanse og kapasitet til å stille de rette spørsmålene og følge opp løpende aktiviteter.

Petroleumsvirksomheten er internasjonal, med personell og kapitalressurser som flyttes over landegrensene og brukes der de gir best uttelling. Derfor må det også stilles krav til kompetanse og langsiktighet, før de gis tilgang til konsesjoner og framtidige inntektsmuligheter. Dette ble enda synligere i 2000. Troen på høyere framtidige priser på olje og gass gir økt aktivitet over hele verden. OPEC har styrket sin posisjon, og oljepriser på 20 til 30 dollar per fat ser ut til å være et troverdig scenario. Det betyr at det meste av de ressursene som er påvist i Norge er økonomisk drivverdige. Det samme er tilfelle over hele verden, og industrien, som i mange år har bygget ned kapasitet, tidligpensjonert og sagt opp ansatte, opplever nå at manglende kompetanse og kapasitet hindrer vekst.

Norges olje- og gassformue er også i framtiden avhengig av at kompetente miljøer ser mulighetene og skaper tillit for å gjennomføre prosjekter i milliardklassen slik at olje- og gassressursene kan konverteres til samfunnsprodukter. Derfor er det en viktig oppgave å fremme rekruttering og styrke forsknings- og utviklingsaktiviteten på bred basis. Oljedirektoratet er engasjert sammen med Olje- og energidepartementet, Forskningsrådet, Landsorganisasjonen, OLF, TBL, Rederiforbundet m.v. for å gi dette arbeidet størst mulig tyngde.

Investeringene i petroleumsvirksomheten er anslått til rundt 52 milliarder kroner i år 2001, med en forventet nedgang til 40 til 30 milliarders nivå i en del år framover. Det kan bli endringer, særlig dersom gassavsetningsmulighetene åpner seg raskere enn det som nå ligger i prognosene. Det vil også medføre behov for investeringer i nye rørledninger og eventuelt terminaler. Europas energibehov er økende, behovet for gass ser ut til å øke raskere enn forventet og forbruket ligger høyere enn tidligere anslag. Det nivå som ligger inne i nasjonalbudsjettprognosene for forventet gassalg er rundt 90 milliarder Sm³. Usikkerhetene rundt EUs gassdirektiv, hva det vil medføre i de forskjellige land som i dag kjøper gass fra Norge, og hva det medfører for vårt eget system, førte til mye arbeid også for Oljedirektoratet.

Norge produserer fremdeles mer olje enn vi finner per år og finner mer gass enn vi eksporterer.

De totale utvinnbare ressursene ble oppjustert til 13,8

milliarder Sm³ oljeekvivalenter, hvorav tre milliarder er produsert. Tilveksten fra i fjor er på rundt 150 millioner Sm³ væske og 250 milliarder Sm³ gass. Oppjustering av estimatet for uoppdagede ressurser i Norskehavet og ressurser i felt og funn bidro begge til veksten.

Det ble godkjent flere nye store utbygginger i år 2000. Prosjektet om økt utvinning fra Valhall ved hjelp av vanninjeksjon ble godkjent. Andre større utbygginger er Grane, Ringhorne og Kvitebjørn. Forventninger til nye utbygginger i 2001 er store.

Datasamarbeid og standardisering er fortsatt fokusområder, og det er lagt til rette for flere forenklinger innenfor hele forvaltningsområdet i det nye ressursregelverket som sannsynligvis trer i kraft i løpet av 2001.

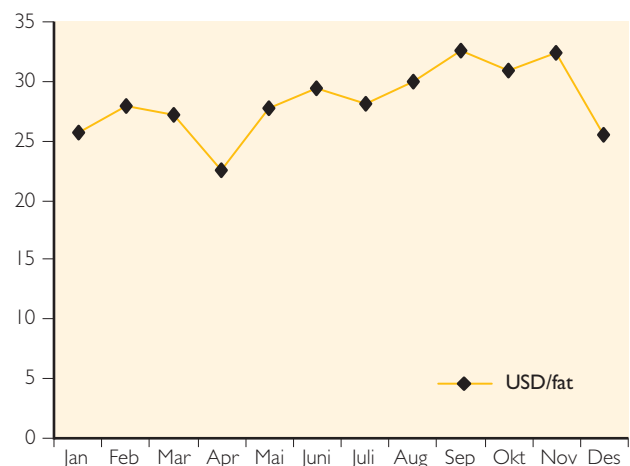
Miljø har høyt fokus, og samarbeidet med Statens forureningsstilsyn og selskapene gjennom blant annet Miljøforskning fortsetter. Det arbeides med mulige ordninger for kvotehandling og kostnadseffektive metoder for å møte de internasjonale kravene Norge har sluttet seg til.

1.1.1. RÅOLJEMARKEDET

Verdens oljeproduksjon (eksklusiv NGL) er for 2000 anslått til 67,1 millioner fat per dag (Kilde: Oil and Gas Journal (OGJ) 18.12.2000). Dette tilsvarer 3,9 milliarder Sm³ per år, og innebærer en økning på fire prosent fra 1999. Produksjonen fra OPEC-landene økte med seks prosent, fra 26,5 millioner fat per dag i 1999 til 28,2 millioner fat per dag i 2000. Produksjonen økte i alle OPEC-land. Produksjonen utenfor OPEC økte også, med to prosent, eller i underkant av 1 million fat per dag. Produksjonen økte for land som Russland, Kasakhstan, Australia og Norge.

Norges oljeproduksjon var i 2000 3,2 millioner fat per dag. Dette tilsvarer 4,8 prosent av verdensproduksjonen. OPECs markedsandel var nesten 42 prosent, opp ett prosentpoeng fra 1999.

Figur 1.1.1
Utviklingen i råoljeprisen i 2000,
Brent blend, USD/fat, kilde IEA



Verdens påviste oljereserver var ved utgangen av 2000 i følge OGJ 163,5 milliarder Sm³, noe som medfører en økning på to milliarder Sm³ i løpet av året (+1,2 %). Den største økningen gjelder Qatar, som har oppjustert reserveanslaget fra 0,6 til 2,1 milliarder Sm³. Vurdert ut fra reserveanslagene vil framtidens største oljeproduerende område være Midtøsten, som har 66 prosent av verdens oljereserver. OPECs andel er 79 prosent. Figur 1.1.1 viser utviklingen i råoljepris i 2000. Prisen har ligget relativt høyt i hele perioden.

1.1.2 GASSMARKEDET

Norge eksporterte i 2000 gass til Storbritannia, Tyskland, Nederland, Belgia, Frankrike, Spania, Østerrike og Tsjekkia. Eksporten var på 48,6 milliarder Sm³. Dette er en økning på ca. 3,1 milliarder Sm³ (6,8 %) gass fra året før. Gjennomsnittlig energiinnhold i den eksporterte gassen var 40,4 Mega Joule per kubikkmeter.

Organisering av norsk gassforvaltning

Siden 1986 har salg av norsk gass vært koordinert av et felles gassforhandlingsutvalg (GFU) ledet av Statoil, og med deltagelse fra Norsk Hydro og daværende Saga. Også andre selskap trekkes inn ved forhandlingene av gasssalgskontrakter. I 1993 opprettet myndighetene Forsyningsutvalget (FU). Utvalget som består av de største gaseierne på norsk sokkel, har en rådgivende funksjon overfor Olje- og energidepartementet i spørsmål knyttet til utbygging og forvaltning av gassfelt og transportsystemer for gass.

De første gassalgene var i hovedsak 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 opprettet Troll kommersiell modell, som gir avsetningsmuligheter for assosiert gass og eventuelt mindre gassfelt.

Eksisterende forpliktelser

Feltkontrakter

De feltene som i dag leverer under feltkontrakter er Statfjord, Gullfaks, samt felt i Frigg- og Ekofiskområdet. Produksjonen fra disse feltene er nå i avtrappingsfasen. Gassleveransene fra Ekofisk- og Friggområdene 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 (TGSA)

TGSA ble inngått i 1986 mellom rettighetshaverne på Troll og kjøpere på kontinentet. Kjøperlandene er Tyskland, Nederland, Østerrike, Frankrike, Belgia og Spania. Senere er også andre avtaler inkludert i TGSA.

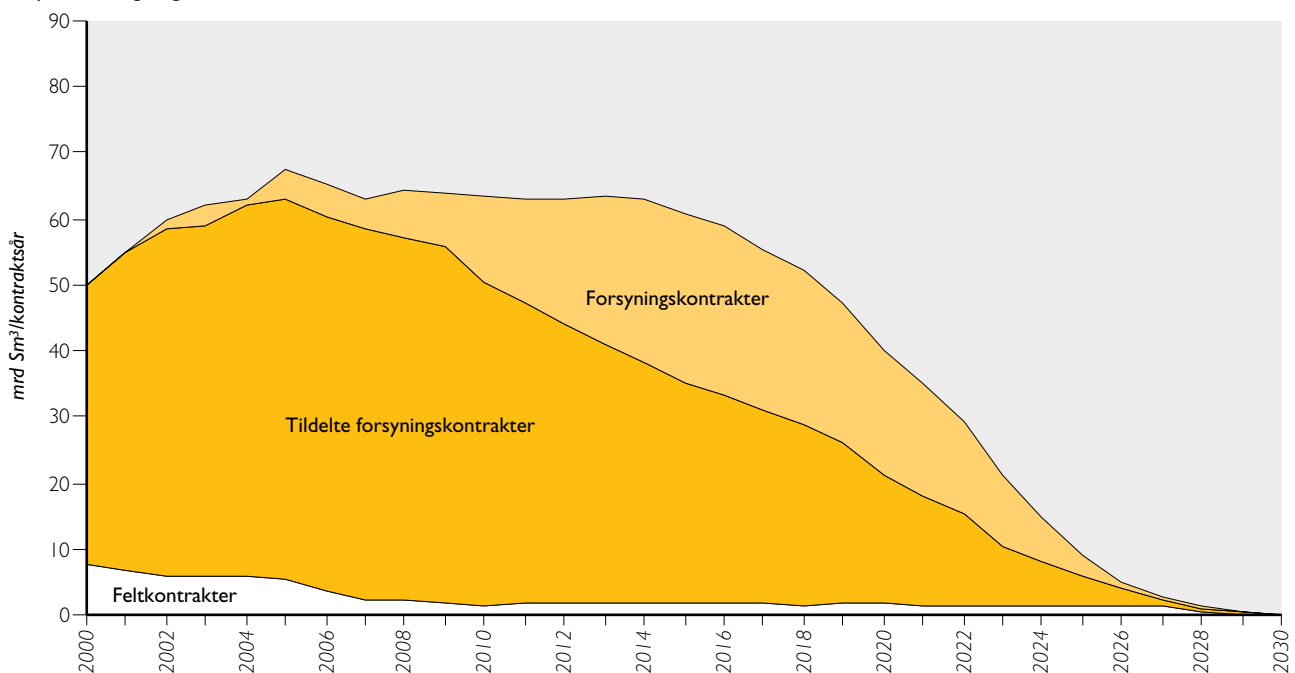
Nyere forpliktelser

I 2000 ble det inngått en avtale om salg av injeksjonsgass til Granefeltet. I tillegg er det inngått en rekke korttidssalg med varighet fra en dag til flere måneder.

Mulige nye salg

Det er forventet at Norges totale gassalg på sikt kan nå ca. 90 milliarder Sm³ per år.

Figur 1.1.2
Forpliktete salg av gass



Figur 1.1.2 viser forpliktete salg av gass. Forpliktete volumer er fordelt mellom feltkontrakter, tildelte forsyningskontrakter og ikke-tildelte forsyningskontrakter. Det er Olje- og energidepartementet som tildeler volumer etter råd fra Oljedirektoratet og Forsyningsutvalget.

Bruk av gass i Norge

Det viktigste norske gassmarkedet er markedet for injeksjonsgass på kontinentalsokkelen. Gassen injiseres for å oppnå økt utvinning av olje. De største brukerne er Oseberg, Åsgard, Statfjord, Gullfaks, Njord, Snorre, Visund og Grane. Det er primært gass produsert fra eget felt som benyttes. De viktigste unntakene er Oseberg og Grane som importerer betydelige mengder injeksjonsgass fra andre norske felt. I tillegg er gass den viktigste energikilden for drift av felt og transportsystemer. Samlet ble det i 2000 brukt 35,4 milliarder Sm³ gass til injeksjon og 3,0 milliarder Sm³ gass til brensel på sokkelen.

Gass har vært ilandført i Norge siden Statpipe ble tatt i bruk i 1985. Gassen ilandføres til Kårstø i Nord-Rogaland, til Kollsnes i Hordaland og Tjeldbergodden i Møre og Romsdal.

I 1994 etablerte Statkraft, Statoil og Norsk Hydro et felles selskap, Naturkraft. Naturkraft har fått konsesjon for utbygging og drift av to gasskraftverk. Kraftverkene er planlagt etablert på Kårstø og på Kollsnes. Samlet forbruk av gass i de planlagte gasskraftverkene er 0,9 milliarder Sm³ gass per år.

I tillegg ble det i 1999 lagt frem planer for bygging av et kraftverk i Skogn i Nord-Trøndelag. Planlagt forbruk av gass er 1,1 milliarder Sm³/år.

I 1997 startet produksjon av metanol på Tjeldbergodden. Samlet forbruk av gass er på 0,7 mrd Sm³/år. I Nord-Rogaland er det inngått avtale om mindre leveranser til distribusjonsselskapet Gasnor. Leveransene startet i 1994. Selskapet Naturgass Vest har startet utbygging av distribusjonsnett for naturgass fra Kollsnes i Øygarden. Det er i løpet av 2000 etablert produksjon av komprimert naturgass til bruk for kjøretøy og industrielle kunder.

1.2 REGELVERK

På ressursforvaltningsområdet er arbeidet med to nye forskrifter videreført. De to nye forskriftene vil erstatte tidligere forskriftsbestemmelser på direktoratsnivå. Forskriftene består av en hovedforskrift som vil omfatte alle faser av petroleumsvirksomheten og en ny forskrift om måling som vil sammenfatte nåværende forskrift om fiskal kvantumsmåling og forskrift om brensel- og fakkeltgassmåling ved beregning av CO₂-avgift. Det blir lagt vekt på å videreføre den fasevise oppbygningen fra petroleumslav og -forskrift. Forskriftene har vært på ekstern høring i 2000.

I tillegg til forskriftene er det under utarbeidelse et sett med temaveiledninger som vil gi utfyllende veiledning innenfor særskilte områder. Eksempler på dette er veiledning til ressursklassifisering, veiledning til digital rapportering av data og veiledning til årlig statusrapport for felt i produksjon.

Veiledning til plan for utbygging og drift og plan for anlegg og drift, som ble utarbeidet under ledelse av Olje- og energidepartementet, ble ferdigstilt i 2000.

Målet med regelverksarbeidet er å utvikle et helhetlig regelverk som bidrar til en kostnadseffektiv forvaltning og god samhandling mellom petroleumsindustrien og myndighetene. Regelverksinformasjon finnes på www.npd.no.

1.2.1 DELEGERINGER PÅ RESSURSFORVALTNINGSOMRÅDET

Oljedirektoratets oppgaver er fastsatt i en egen instruks av 1.10.1992. I tillegg er direktoratet gitt oppgaver ved delegeringer. Delegeringene følger enten direkte av lover og forskrifter eller gjennom egne delegeringsvedtak fra overordnet myndighet. På ressursforvaltningsområdet gjelder delegeringene:

- Petroleumslaven, lov 29. november 1996 nr. 72
Herunder:
Petroleumsforskriften, kgl. res. 27. juni 1997
Petroleumregisterforskriften, kgl. res. 19. juni 1997
- CO₂-avgiftsloven, lov 21. desember 1990 nr. 72
- Forskrift om vitenskapelig undersøkelse etter naturforekomster på den norske kontinentalsokkel m v, kgl. res. 31. januar 1969

1.3 RESSURSREGNSKAPET

Oljedirektoratets ressursregnskap omfatter en oversikt over opprinnelig salgbare og gjenværende petroleumsmengder på norsk kontinentalsokkel. Endringer i ressursregnskapet skyldes blant annet nye funn, eller at ressursanslaget for eksisterende felt og funn justeres på grunn av for eksempel ny kartlegging eller ny utvinningsteknologi. De gjenværende ressursene reduseres dessuten som følge av produksjon.

Ressursregnskapet rapporteres med fire produkter: olje, gass, kondensat og NGL. Dette ble første gang gjort i 1998. En sammenligning av rapportering med tidligere år enn 1998 vil derfor ikke være hensiktsmessig for enkeltprodukter.

1.3.1 RESSURSKLASSIFIKASJONSSYSTEMET

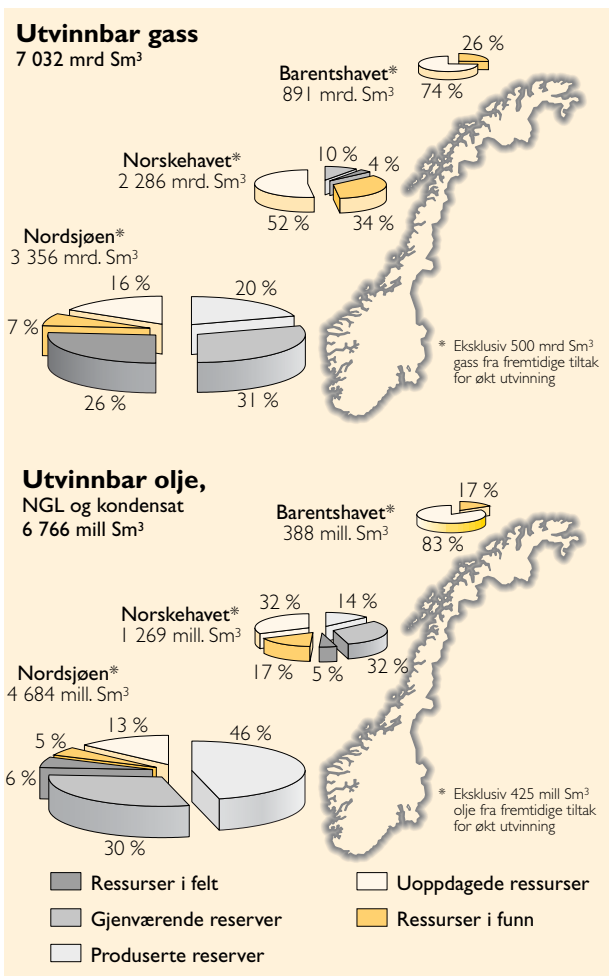
I Oljedirektoratets ressursklassifikasjonssystem deles ressursene inn i 12 ulike ressursklasser: Ressursklassene 0 til 7 er for de oppdagede, utvinnbare ressursene, ressursklasse 8 er for ressursene fra mulige, framtidige tiltak for økt utvinningsgrad og ressursklassene 9 til 11 for uoppdagede ressurser. Ressursklassene er:

- ressursklasse 0: Reserver der produksjonen er avsluttet
- ressursklasse 1: Reserver i produksjon
- ressursklasse 2: Reserver med godkjent utbyggingsplan
- ressursklasse 3: Resurser i sen planleggingsfase (godkjent utbyggingsplan innen to år)
- ressursklasse 4: Resurser i tidlig planleggingsfase (godkjent utbyggingsplan innen ti år)

- ressursklasse 5: Ressurser som kan bli bygd ut på lang sikt
- ressursklasse 6: Ressurser der utbygging er lite sannsynlig
- ressursklasse 7: Ressurser i nye funn som ikke er ferdig evaluert
- ressursklasse 8: Ressurser fra mulige framtidige tiltak for økt utvinningsgrad (tiltak som ikke er planlagt, eventuelt ut over dagens teknologi)
- ressursklasse 9: Ressurser i prospekter
- ressursklasse 10: Ressurser i prospektmuligheter
- ressursklasse 11: Ikke-kartlagte ressurser

Hovedprinsippet i klassifikasjonssystemet er at de opprinnelig utvinnbare ressursene i et felt eller et funn skal klassifiseres etter hvor de er plassert i utviklingskjeden fra et funn blir gjort, eller et nytt tiltak for å øke de utvinnbare ressursene i et felt blir identifisert, og fram til ressursene er ferdig produsert. Systemet tar hensyn til at et felt eller funn kan ha ressurser i flere ressursklasser, altså ha ressurser av ulik modenhet i utviklingskjeden.

Figur 1.3.1 Geografisk fordeling av petroleumsressursene på norsk kontinental-sokkel



Ressurser brukes om alle anslåtte petroleumsmengder. *Reserver* omfatter utvinnbare ressurser i henhold til godkjente planer for felt i drift og for felt under utbygging. Reserver fordeler seg altså på de tre første ressursklassene. Det kan skilles mellom opprinnelig utvinnbare og gjenværende reserver.

Forekomst er en ansamling av petroleum i en geologisk enhet, avgrenset av bergartstyper ved strukturelle eller stratigrafiske grenser, kontaktflate mellom petroleum og vann i formasjonen eller en kombinasjon av disse, slik at den petroleum som omfattes overalt er i trykkommunikasjon gjennom væske eller gass.

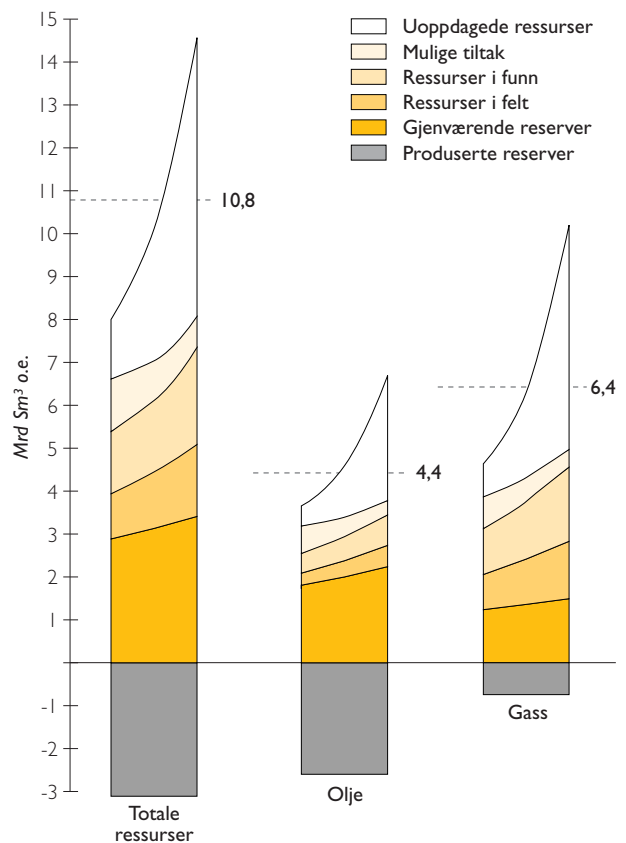
Funn er en forekomst eller flere forekomster samlet som er oppdaget i samme undersøkelsesbrønn, og som gjennom testing, prøvetaking eller logging er sannsynliggjort å ha bevegelig petroleum.

Felt er ett eller flere funn samlet som omfattes av godkjent plan for utbygging og drift (PUD) eller som det er innvilget fritak fra PUD for.

Ethvert funn har kun én funnbrønn. Dette innebærer at nye letebrønner som påviser ressurser som inngår, eller vil inngå, i ressursanslaget for et eksisterende funn, ikke regnes som nye funnbrønner. Funnåret er det året funnbrønnen ble midlertidig forlatt eller avsluttet.

Ressursklasse 8 omfatter det volumet av olje og gass som ville bli utvunnet i tillegg til de ressursene som er in-

Figur 1.3.2 Usikkerhet i anslagene for petroleumsressursene



Tabell 1.3.1 Samlede petroleumsressurser på norsk kontinentalsokkel.

Ressurs- klasse	Olje	Gass	NGL	Kondensat	o.e. ²⁾	
	Mill Sm ³	Mrd Sm ³	Mill tonn	Mill Sm ³	Mill Sm ³	
FELT						
Reserver						
0	Avsluttet produksjon	32	114	4	1	154
1,2	I produksjon eller med godkjent PUD	3719	1822	124	141	5917
Sum reserver		3751	1937	127	142	6072
Solgt per 31.12.2000		2187	677	52	41	3004
Gjenværende reserver		1564	1259	75	101	3067
Ressurser relatert til felt						
3	Sen planleggingsfase	102	111	6	0	224
4	Tidlig planleggingsfase	129	751	24	10	937
5	Kan bli utbygd på lang sikt	19	62	4	0	89
6	Utbygging lite sannsynlig	12	13	2	0	29
Sum		262	937	36	10	1279
Sum felt		4013	2874	164	152	7351
FUNN¹⁾						
Ressurser relatert til funn						
3	Sen planleggingsfase	92	348	29	98	593
4	Tidlig planleggingsfase	21	487	10	38	565
5	Kan bli utbygd på lang sikt	94	267	1	29	392
6	Utbygging lite sannsynlig	40	61	2	4	108
7	Nye funn/ikke komplett evaluering	20	95	0	0	115
Sum		266	1258	41	169	1772
8	Mulige tiltak for å øke oljeutvinningen	425	500			925
9-11	Uoppdagede ressurser	1350	2400			3750
Totalt utvinnbart		6054	7032	205	322	13798
Solgt per 31.12.2000		2187	677	52	41	3004
Gjenværende		3867	6355	153	280	10793

¹⁾ Funn i ressursklasse 3 og 4 inneholder også ressurser i høyere ressursklasser, volumene er derfor ikke direkte sammenlignbare med volumene i tabell 1.3.5 og 1.3.6.

²⁾ 1.9. er omregningsfaktor for NGL i tonn til Sm³

kludert i dagens felt og funn dersom den framtidige utvinningsgraden i gjennomsnitt blir 50 prosent for olje og 75 prosent for gass.

Uoppdagede ressurser omfatter både kartlagte prospekter (ressursklasse 9 og 10) og ikke-kartlagte ressurser i områder hvor det er definert letemodeller (ressursklasse 11). Det er alltid stor usikkerhet knyttet til analyser av uoppdagede ressurser. Størrelsen som er oppgitt for uoppdagede ressurser er den statistiske forventningsverdien.

1.3.2 RESSURSREGNSKAPET FOR 2000

Det totale anslaget for opprinnelig utvinnbare ressurser på norsk sokkel er 13 798 millioner Sm³ oljeekvivalenter (o.e.). 6071 millioner Sm³ o.e. (44 %) er allerede bygd ut eller godkjent bygd ut, og av dette er 3005 millioner Sm³ o.e. produsert. Dette gir 3067 millioner Sm³ o.e. gjenværende reserver i felt. I funn som ennå ikke er godkjent for

utbygging, er de totale utvinnbare ressursene 1772 millioner Sm³ o.e. (ca. 13 %). De uoppdagede ressursene er anslått til 3750 millioner Sm³ o.e. (27 %) og ressurser fra mulige fremtidige tiltak for økt utvinning er beregnet til 925 millioner Sm³ o.e. (7 %).

Det samlede ressursregnskapet for norsk kontinentalsokkel er vist i tabell 1.3.1 og den geografiske fordelingen av ressursene er vist i figur 1.3.1. Usikkerheten i anslagene for petroleumsressursene er vist i figur 1.3.2.

1.3.3 RESSURSSTATUS

Felt med avsluttet produksjon

I løpet av 2000 var det ingen nye felt som avsluttet produksjonen. Det er i alt ti felt hvor produksjonen er avsluttet på norsk kontinentalsokkel. Opprinnelig utvinnbare ressurser i disse feltene (ressursklasse 0) er vist i tabell 1.3.2.

Tabell 1.3.2 Opprinnelig utvinnbare reserver i felt der produksjonen er avsluttet (ressursklasse 0)¹⁾

Felt	Olje	Gass	NGL	Kondensat	Oljeekvivalenter ²⁾	Funnår ³⁾
	Mill Sm ³	Mrd Sm ³	Mill tonn	Mill Sm ³	Mill Sm ³	
Albuskjell	7,4	15,9	1,0	0,0	25,2	1972
Cod	2,9	7,5	0,5	0,0	11,4	1968
Edda	4,8	2,1	0,2	0,0	7,3	1972
Lille-Frigg	0,0	2,3	0,0	1,3	3,6	1975
Mime	0,4	0,1	0,0	0,0	0,5	1982
Nordøst Frigg	0,0	11,6	0,0	0,0	11,7	1974
Odin	0,0	29,3	0,0	0,0	29,3	1974
Tommeliten Gamma	3,9	9,2	0,6	0,0	14,2	1978
Vest Ekofisk	12,2	26,9	1,4	0,0	41,8	1970
Øst Frigg	0,0	9,4	0,0	0,1	9,4	1973
Sum	31,6	114,3	3,8	1,4	154,3	

¹⁾ Opprinnelig utvinnbare reserver i felt hvor produksjonen er avsluttet, er lik den leverte mengden.

Eventuelle gjenværende ressurser føres i aktuelle ressursklasser

²⁾ 1,9 er omregningsfaktor for NGL i tonn til Sm³

³⁾ Funnår er funnår for den eldste funnbrønnen som inngår i feltet

Reserver i felt som er i produksjon eller i felt som har godkjent plan for utbygging og drift

Per 31.12.2000 er det 62 felt på norsk kontinentalsokkel med godkjent plan for utbygging og drift, medregnet de ti feltene med avsluttet produksjon. Troll betraktes som ett felt selv om det består av adskilte utbygginger med ulike operatører. I 2000 ble planer for utbygging og drift for feltene Grane, Kvitebjørn, Ringhorne, Glitne og Tambar godkjent.

I 2000 ble to felt satt i produksjon: Oseberg Sør og Sygna, begge i Nordsjøen. Av 52 felt i ressursklasse 1 og 2 var 45 i produksjon ved årsskiftet, mens sju felt var godkjent utbygd, men ennå ikke satt i produksjon (tabell 1.3.3).

De totale utvinnbare reservene i felt som er godkjent utbygd er 6071 millioner Sm³ oljeekvivalenter, fordelt på 3751 millioner Sm³ olje, 1937 milliarder Sm³ gass, 142 millioner Sm³ kondensat og 127 millioner tonn NGL (tabell 1.3.1). Det er bokført ressurser på til sammen 1279 millioner Sm³ oljeekvivalenter som tilleggsressurser i felt. Dette fordeler seg med 262 millioner Sm³ olje, 937 milliarder Sm³ gass, 10 millioner Sm³ kondensat og 36 millioner tonn NGL.

Det er solgt i alt 3005 millioner Sm³ oljeekvivalenter fordelt på 2187 millioner Sm³ olje, 52 millioner tonn NGL, 41 millioner Sm³ kondensat og 677 millioner Sm³ gass.

Forholdet mellom opprinnelig salgbart volum og gjenværende petroleum i felt i produksjon eller i felt med godkjent plan for utbygging og drift, er vist i tabell 1.3.4. For enkelte felt er det endringer i reserveanslagene siden fjorårets rapportering. Forklaring er gitt nedenfor for de felt som har ti prosent endring i forhold til i fjor eller en endring på mer enn ti mill Sm³ oljeekvivalenter fra forrige årsberetning.

På Ekofisk er olje- og gassreservene oppjustert med 13 prosent. Det skyldes i hovedsak forlengelse av levetid og ny reservoarmodell.

På Njord er de totale oljeresservene nedjustert med om lag 30 prosent eller seks mill Sm³ oljeekvivalenter. Ned-

justeringen er på basis av nedgang i de opprinnelig tilstedeværende ressursene (STOIP) og analyse av produksjonsoppførsel.

På Sleipner Vest er de utvinnbare gassreservene endret på grunn av en nedjustering av de opprinnelig tilstedeværende ressursene og ny historisk tilpasset reservoar-simuleringsmodell.

På Sleipner Øst er de salgbare gassreservene oppjustert med 15 mrd Sm³ på grunn av en ny reservoarmodell.

På Troll er oljeresservene oppjustert etter at en plan for utbygging og drift som omfatter fire ekstra brønner ble godkjent, samt at utvinningstillatelsen har gjort vedtak om å bore en rekke nye brønner.

På Tordis er oljeresservene økt på grunn av at 34/7-25 S STUJ -funnet er inkludert i reservene.

På Valhall er plan for utbygging og drift for Valhall vanninjeksjonsprosjektet godkjent og dette har økt oljeresservene med om lag 20 prosent.

På Visund er reservene redusert på grunn av ny reservoarinformasjon samt at en del av oljeressursene er reklassifisert og flyttet til ressursklasse 3, sen planleggingsfase.

Ressurser i funn i sen planleggingsfase, ressursklasse 3

Ved årsskiftet 2000/2001 var 14 funn i sen planleggingsfase (tabell 1.3.5). Dette er funn som har plan for utbygging og drift til behandling hos myndighetene, eller funn hvor operatøren har indikert at plan for utbygging og drift vil bli lagt fram og der det antas at en plan vil bli godkjent av myndighetene innen to år. Petroleumsressursene i disse funnene utgjør 593 millioner Sm³ oljeekvivalenter.

Flere prosjekter i ressursklasse 3 har fått endret status siden forrige årsberetning. Funnene 25/11-15 Grane, 25/8-10 Ringhorne, 34/11-1 Kvitebjørn, 15/5-5 Glitne og 1/3-3 Tambar har alle fått godkjent plan for utbygging og drift i løpet av 2000 og dermed fått status som felt. De

Tabell I.3.3 Reserver i felt i produksjon eller i felt med godkjent plan for utbygging og drift (ressursklasse 1 og 2)

Felt	Reserver mill Sm ³ o.e.	Funnår ¹⁾	Operatør	Utvinningstillatelse/ Avtalebasert område
Balder	29,5	1967	Esso Exploration and Production Norway A/S	001
Borg	14,5	1992	Norsk Hydro Produksjon AS	089
Brage	52,5	1980	Norsk Hydro Produksjon AS	Brage
Draugen	119,2	1984	A/S Norske Shell	093
Ekofisk	662,5	1969	Phillips Petroleum Company Norway	018
Eldfisk	167,7	1970	Phillips Petroleum Company Norway	018
Embla	21,2	1988	Phillips Petroleum Company Norway	018
Frigg	120,5	1971	TotalFinaElf Exploration Norge AS	Frigg
Frøy	7,4	1987	TotalFinaElf Exploration Norge AS	Frøy
Glitne	4,0	1995	Den norske stats oljeselskap a.s	048 B
Grane	120,0	1991	Norsk Hydro Produksjon AS	Grane
Gullfaks	345,8	1978	Den norske stats oljeselskap a.s	050
Gullfaks Sør	101,2	1978	Den norske stats oljeselskap a.s	050
Gungne	13,1	1982	Den norske stats oljeselskap a.s	046
Gyda	38,1	1980	BP Amoco Norge AS	019 B
Gyda Sør	9,1	1991	BP Amoco Norge AS	019 B
Heidrun	204,2	1985	Den norske stats oljeselskap a.s	Heidrun
Heimdal	48,7	1972	Norsk Hydro Produksjon AS	Heimdal
Hod	9,7	1974	BP Amoco Norge AS	033
Huldra	27,1	1982	Den norske stats oljeselskap a.s	Huldra
Jotun	32,3	1994	Esso Exploration and Production Norway A/S	Jotun
Kvitebjørn	76,7	1994	Den norske stats oljeselskap a.s	193
Loke	2,1	1983	Den norske stats oljeselskap a.s	Sleipner Øst
Murchison	14,7	1975	Kerr McGee North Sea (UK) Ltd	Murchison
Njord	22,0	1986	Norsk Hydro Produksjon AS	Njord
Norne	102,5	1992	Den norske stats oljeselskap a.s	Norne
Oseberg	379,8	1979	Norsk Hydro Produksjon AS	Oseberg
Oseberg Sør	61,7	1984	Norsk Hydro Produksjon AS	Oseberg Sør
Oseberg Vest	8,0	1984	Norsk Hydro Produksjon AS	Oseberg
Oseberg Øst	25,2	1981	Norsk Hydro Produksjon AS	053
Ringhorne	41,4	1997	Esso Exploration and Production Norway A/S	027
Sleipner Vest	150,3	1974	Den norske stats oljeselskap a.s	Sleipner Vest
Sleipner Øst	97,9	1981	Den norske stats oljeselskap a.s	Sleipner Øst
Snorre	247,1	1979	Norsk Hydro Produksjon AS	Snorre
Statfjord	650,3	1974	Den norske stats oljeselskap a.s	Statfjord
Statfjord Nord	49,4	1977	Den norske stats oljeselskap a.s	037
Statfjord Øst	42,7	1976	Den norske stats oljeselskap a.s	Statfjord Øst
Sygnå	11,0	1996	Den norske stats oljeselskap a.s	Sygnå
Tambar	8,9	1983	BP Amoco Norge AS	065
Tor	40,3	1970	Phillips Petroleum Company Norway	Tor
Tordis	38,3	1987	Norsk Hydro Produksjon AS	089
Tordis Øst	5,8	1993	Norsk Hydro Produksjon AS	089
Troll ²⁾	897,7	1979	Norsk Hydro Produksjon AS	Troll
Troll ³⁾		1979	Den norske stats oljeselskap a.s	Troll
Tune	30,2	1996	Norsk Hydro Produksjon AS	190
Ula	84,9	1976	BP Amoco Norge AS	019
Valhall	181,3	1975	BP Amoco Norge AS	Valhall
Varg	4,9	1984	Norsk Hydro Produksjon AS	038
Veslefrikk	60,8	1981	Den norske stats oljeselskap a.s	052
Vigdis	31,9	1986	Norsk Hydro Produksjon AS	089
Visund	37,1	1986	Norsk Hydro Produksjon AS	Visund
Yme	8,1	1987	Den norske stats oljeselskap a.s	114
Åsgard	356,1	1981	Den norske stats oljeselskap a.s	Åsgard

1) Funnår er funnår for den eldste funnbrønnen som inngår i feltet

2) Ressursene omfatter de totale ressursene på Troll, også den del som opereres av Den norske stats oljeselskap a.s.

3) Ressursene er inkludert i ovenstående rad.

totale utvinnbare reservene har i alle disse feltene økt på grunn av bedre reservoarkunnskap.

Funnene 25/11-16, 35/8-1, 35/9-1 Gjøa og 6406/2-1 Lavrans vurderer operatørene som mindre sannsynlige utbyggingsprosjekter og er nå flyttet til ressursklasse 4.

6507/5-1 Skarv er flyttet fra ressursklasse 4 til ressurs-

klasse 3. BPs gassfunn 6507/5-3 Snadd, som ble gjort i 2000, er rapportert under 6507/5-1 Skarv. Ressursanslaget er økt med om lag 50 mill Sm³ oljeekvivalenter.

I 2000 ble funnet 6608/10-6 Svale gjort. Ressursanslaget er foreløpig og derved usikkert. Årsaken til at

Tabell 1.3.4 Opprinnelige og gjenværende reserver i felt i produksjon eller i felt med godkjent plan for utbygging og drift

	Opprinnelig salgbar					Gjenværende						
	Olje		Gass	NGL	Kond	Total o.e.	Olje		Gass	NGL	Kond	Total o.e.
	Mill Sm ³	Mrd Sm ³	tonn	Mill Sm ³	Mill Sm ³	Mill Sm ³	Mill Sm ³	Mrd Sm ³	tonn	Mill Sm ³	Mill Sm ³	
Balder	29,5				29,5	24,5					24,5	
Borg ⁵⁾	12,6	1,1	0,4		14,5							
Brage ⁶⁾	48,1	2,9	0,8		52,5	11,2	1,3			-0,1	12,9	
Draugen	114,2	1,7	1,7		119,2	49,2	1,7	1,7			54,2	
Ekofisk	456,3	180,3	13,7		662,5	177,9	65,0	3,6			249,8	
Eldfisk	111,5	48,1	4,3		167,7	44,4	16,4	1,1			63,0	
Embla	13,3	6,8	0,6		21,2	6,3	4,4	0,4			11,5	
Frigg		120,1		0,5	120,5	0,0	6,9				6,9	
Frøy	5,6	1,7		0,1	7,4	0,1	0,1				0,2	
Glitne ¹⁾	4,0				4,0	4,0					4,0	
Grane ¹⁾	120,0				120,0	120,0					120,0	
Gullfaks ⁶⁾	320,6	21,3	2,1		345,8	45,2	2,7	0,7		-0,7	48,5	
Gullfaks Sør	44,2	47,5	5,0		101,2	38,9	47,0	5,0			95,3	
Gungne ²⁾		8,3	1,0	3,0	13,1							
Gyda	31,1	4,2	1,5		38,1	6,5	2,6	0,5			10,0	
Gyda Sør ³⁾	4,6	3,4	0,6		9,1							
Heidrun	183,8	20,2	0,1		204,2	122,3	18,0	0,1			140,5	
Heimdal ⁶⁾	6,9	41,8			48,7	0,8	-0,7				0,1	
Hod	7,9	1,4	0,2		9,7	1,4	0,2				1,6	
Huldra ¹⁾		19,1	0,3	7,4	27,1	0,0	19,1	0,3	7,4		27,1	
Jotun	31,1	1,2			32,3	23,1	0,9				23,9	
Kvitebjørn ¹⁾		56,5	0,5	19,3	76,7	0,0	56,5	0,5	19,3		76,7	
Loke ²⁾		1,1	0,2	0,6	2,1							
Murchison	13,6	0,4	0,4		14,7	0,7	0,1				0,8	
Njord	22,0				22,0	12,5					12,5	
Norne	84,8	15,0	1,4		102,5	59,4	15,0	1,4			77,0	
Oseberg ⁶⁾	337,0	35,4		7,4	379,8	58,1	40,0	-0,2	7,3		105,0	
Oseberg Sør	54,4	7,3			61,7	53,0	7,3				60,2	
Oseberg Vest ⁴⁾	2,0	6,0			8,0							
Oseberg Øst	23,8	1,4			25,2	20,3	1,4				21,7	
Ringhorne ¹⁾	39,2	2,2			41,4	39,2	2,2				41,4	
Sleipner Vest ²⁾		108,4	7,3	28,1	150,3							
Sleipner Øst ²⁾		53,0	10,9	24,2	97,9		113,5	8,7	20,3		150,4	
Snorre ⁶⁾	225,3	8,9	6,8		247,1	145,3	5,4	4,5	-0,5		158,7	
Statfjord ⁶⁾	566,9	56,1	14,4		650,3	59,0	12,7	4,5	-3,1		77,1	
Statfjord Nord ⁶⁾	45,7	2,3	0,8		49,4	25,5	1,2	0,5	-0,1		27,6	
Statfjord Øst ⁶⁾	34,5	6,1	1,1		42,7	12,3	4,5	0,6	-0,1		18,0	
Sygnå	10,3	0,7			11,0	9,7	0,7				10,4	
Tambar ¹⁾	6,5	1,8	0,3		8,9	6,5	1,8	0,3			8,9	
Tor	26,4	11,5	1,2		40,3	5,3	1,0	0,1			6,4	
Tordis ⁶⁾	34,2	2,5	0,9		38,3	25,3	1,9	0,8	-0,1		28,6	
Tordis Øst ⁵⁾	5,2	0,4	0,1		5,8							
Troll	213,4	665,1	10,1		897,7	136,8	575,2	10,1			731,1	
Tune ¹⁾		24,0	0,1	6,1	30,2	0,0	24,0	0,1	6,1		30,2	
Ula	76,3	3,7	2,6		84,9	15,3	0,0	0,2	0,0		15,8	
Valhall	149,3	24,8	3,8		181,3	83,0	11,5	1,6			97,6	
Varg	4,9				4,9	1,4					1,4	
Veslefrikk ⁶⁾	54,5	4,2	1,2		60,8	16,2	2,2	0,1	-0,1		18,6	
Vigdis	29,8	2,1			31,9	14,2	2,1				16,3	
Visund	37,1				37,1	34,2					34,2	
Yme	8,1				8,1	0,4					0,4	
Åsgard	68,5	190,7	27,6	44,5	356,1	56,8	190,2	27,6	44,5		343,9	
Sum	3719,0	1822,2	123,6	141,0	5917,3	1565,9	1255,9	75,1	100,0		3064,6	

- 1) Felt med godkjent utbyggingsplan hvor produksjonen ikke var kommet i gang 31.12.2000
- 2) Gassproduksjonen fra Sleipnerområdet måles samlet. All produksjon i dette området er fratrukket reservene på Sleipner Øst.
- 3) Produksjon fra Gyda og Gyda Sør måles samlet. All produksjon er fratrukket reservene på Gyda.
- 4) Produksjonen fra Oseberg Vest og Oseberg måles samlet. All produksjon er fratrukket reservene på Oseberg
- 5) Produksjonen fra Borg, Tordis Øst og Tordis måles samlet. All produksjon er fratrukket reservene på Tordis
- 6) Små negative tall for gjenværende ressurser er av regnskapsteknisk årsak og skyldes manglende samsvar mellom omtrentlige utvinnbare ressurser og eksakte produksjonstall

Tabell 1.3.5 Ressurser i funn i sen planleggingsfase (ressursklasse 3)

	Olje	Gass	NGL	Kondensat	Olje- ekvivalenter ¹⁾	Funnår ²⁾
	Mill Sm ³	Mrd Sm ³	Mill tonn	Mill Sm ³	Mill Sm ³	
16/7-4 Sigyn	0,0	5,6	2,6	5,6	16,1	1982
2/12-1 Freja	2,0	0,3	0,1	0,0	2,5	1987
25/4-6 S Vale	0,0	2,4	0,0	3,1	5,4	1991
30/6-17	0,3	1,7	0,0	0,0	2,0	1986
30/6-18 Kappa	1,0	2,7	0,0	0,0	3,7	1986
30/9-19	2,3	6,8	0,0	0,0	9,1	1998
34/7-23 S	4,3	0,5	0,0	0,0	4,8	1994
35/11-4 Fram	30,8	11,3	0,6	0,0	43,2	1991
6406/2-3 Kristin	0,0	35,4	8,5	40,4	92,0	1997
6407/1-2 Tyrihans Sør	0,0	24,5	4,6	15,5	48,7	1983
6407/6-3 Mikkell ³⁾	1,0	20,4	6,3	4,1	37,4	1986
7121/4-1 Snøhvit	11,4	167,2	5,8	19,7	209,3	1984
6608/10-6 Svale ³⁾	18,5	0,0	0,0	0,0	18,5	2000
6507/5-1 Skarv	20,9	69,1	0,0	10,1	100,1	1998
Sum	92,4	347,8	28,5	98,4	592,7	

1) Omregningsfaktor for NGL i tonn til Sm³ er 1,9

2) Funnår er funnår for den eldste funnbrønnen som inngår i feltet

3) Funnet har også forekomst med ressurser i høyere ressursklasse

Tabell 1.3.6 Ressurser i funn i tidlig planleggingsfase (ressursklasse 4)

	Olje	Gass	NGL	Kondensat	Olje- ekvivalenter ¹⁾	Funnår ²⁾
	Mill Sm ³	Mrd Sm ³	Mill tonn	Mill Sm ³	Mill Sm ³	
15/5-1 Dagny		5,8	1,0	1,0	8,7	1978
2/4-17 Tjalve	1,0	1,6	0,1		2,8	1992
25/5-3 Skirne		4,3		0,9	5,2	1990
25/5-4 Byggve		2,4		0,7	3,0	1991
25/5-5	4,3				4,3	1995
3/7-4 Trym		3,3		0,8	4,1	1990
6305/5-1 Ormen Lange		400,0		23,7	423,7	1997
15/9-19 S Volve	4,6	0,5	0,2		5,4	1993
25/11-16	3,6				3,6	1992
35/8-1		20,8	3,1	3,7	30,3	1981
35/9-1 Gjøa	7,6	19,9	1,0	0,0	29,5	1989
6406/2-1 Lavrans ³⁾		28,3	4,4	7,6	44,2	1995
Sum	21,1	486,8	9,7	38,4	564,7	

1) Omregningsfaktor for NGL i tonn til Sm³ er 1,9

2) Funnår er funnår for den eldste funnbrønnen som inngår i feltet

3) Funnet har også forekomst med ressurser i høyere ressursklasse

Tabell 1.3.8 Ressurser i funn som ikke er ferdig evaluert (ressursklasse 7)

	Olje	Gass	NGL	Kondensat	Olje- ekvivalenter	Funnår ¹⁾
	Mill Sm ³	Mrd Sm ³	Mill tonn	Mill Sm ³	Mill Sm ³	
6407/7-6	2	0	0	0	2	2000
6506/6-1	0	93	0	0	93	2000
6608/11-2	3	0	0	0	3	2000
7019/1-1	0	2	0	0	2	2000
7122/7-1	15	0	0	0	15	2000
Sum	20	95	0	0	115	

1) Funnår er funnår for den eldste funnbrønnen som inngår i feltet

Tabell I.3.7 Ressurser i funn som kan bli bygd ut på lang sikt (ressursklasse 5)

	Olje Mill Sm ³	Gass Mrd Sm ³	NGL Mill tonn	Kondensat Mill Sm ³	Olje- ekvivalenter ²⁾ Mill Sm ³	Funnår ¹⁾
1/2-1 Blane	2,1				2,1	1989
1/5-2 Flyndre	5,1	1,6			6,6	1974
15/3-1 S		3,6		15,5	19,1	1975
15/3-4	11,5	5,8			17,3	1982
15/5-2		3,4	0,2	0,2	4,0	1978
15/8-1 Alpha		4,1	0,5	1,0	6,1	1982
16/7-2		1,8	0,3	0,5	2,9	1982
18/10-1	1,2				1,2	1980
2/2-1	0,4	1,1			1,5	1982
2/2-5	2,4				2,4	1992
2/4-10	2,4	0,0			2,4	1973
2/5-3 Sørøst Tor	0,9	0,3			1,2	1972
2/6-5	0,9				0,9	1996
2/7-19	3,6	3,5			7,1	1990
2/7-22		0,6			0,6	1990
2/7-29	1,5	0,6			2,1	1994
24/12-3 S	0,2				0,2	1996
24/6-1 Peik		5,3		1,2	6,5	1985
24/6-2	7,3	3,2			10,5	1998
24/9-3	3,3	0,1			3,4	1981
24/9-5	2,7				2,7	1994
25/7-5	6,0	0,6			6,6	1997
25/8-4	1,0				1,0	1992
30/10-6		5,7			5,7	1992
30/7-6 Hild	13,1	33,4			46,5	1978
34/10-23 Gamma		12,8		1,3	14,1	1985
34/7-18	1,7	0,0			1,7	1991
35/10-2		1,6			1,6	1996
35/3-2 Agat		43,0			43,0	1980
35/9-3	0,3	0,4			0,7	1997
36/7-2	1,1				1,1	1997
6406/2-6 Ragnfrid		6,4		4,3	10,7	1998
6406/2-7 Erlend		6,2		4,2	10,4	1999
6406/3-2 Trestakk	5,3	1,8			7,0	1986
6407/8-2	0,4	1,4			1,8	1994
6506/11-2 Lange	3,5	1,8			5,3	1991
6506/12-3 Lysing	1,2	0,2			1,5	1985
6507/2-2		19,8			19,8	1992
6507/3-1 Alve	6,1	12,4			18,5	1990
6507/3-3	0,6	17,4			18,0	1999
6707/10-1		38,3			38,3	1997
7/7-2	2,4	0,1			2,5	1992
7120/12-2		10,7			10,7	1981
7120/12-3		4,1			4,1	1983
7121/4-2 Snøhvit Nord		3,5		0,2	3,7	1985
7121/5-2 Beta	3,1	3,3			6,4	1986
7122/6-1	2,6	5,4		0,6	8,6	1987
7124/3-1		2,1			2,1	1987
Sum	93,8	267,2	1,0	28,9	391,8	

1) Funnår er funnår for den eldste funnbrønnen som inngår i feltet

2) Omregningsfaktor for NGL i tonn til Sm³ er 1.9

Tabell 1.3.9

Funn som i 2000 rapporteres som deler av andre felt eller funn

Funn	Rapportert inn i felt	Funnår
15/12-10 S	Varg	1996
15/9-20 S	Sleipner Øst	1994
2/11-10 S	Hod	1994
2/7-8	Eldfisk	1973
25/7-3 Jotun	Jotun	1995
25/8-1 Ringhorne	Ringhorne	1970
25/8-11 Ringhorne	Ringhorne	1997
25/8-8 S Jotun	Jotun	1995
30/3-6 S	Veslefrikk	1994
30/3-7 A	30/3-2 Veslefrikk	1998
30/3-7 B	30/3-2 Veslefrikk	1998
30/3-7 S	30/3-2 Veslefrikk	1995
30/3-9	30/3-2 Veslefrikk	2000
30/6-19 Beta Sadel	Oseberg Sør	1986
30/9-10 Oseberg Sør	Oseberg Sør	1990
30/9-13 S Oseberg Sør	Oseberg Sør	1991
30/9-15 Oseberg Sør	Oseberg Sør	1994
30/9-16 K Oseberg Sør	Oseberg Sør	1994
30/9-4 S Oseberg Sør	Oseberg Sør	1985
30/9-5 S Oseberg Sør	Oseberg Sør	1985
30/9-6 Oseberg Sør	Oseberg Sør	1987
30/9-7 Oseberg Sør	Oseberg Sør	1988
30/9-9 Oseberg Sør	Oseberg Sør	1989
33/9-0 Murchison NØ Horst	Murchison	1989
33/9-6	33/9-8 Statfjord Nord	1976
34/10-17 Rimfaks	Gullfaks Sør	1983
34/10-21	Gullfaks Sør	1984
34/10-34 Gullfaks Vest	Gullfaks	1991
34/10-37 Gullveig	Gullfaks Sør	1995
34/7-13 Vigdis Vest	Vigdis	1988
34/7-16	Vigdis	1990
34/7-25 S	Vigdis	1996
34/8-4 S	Visund	1991
6506/12-1 Smørbukk	Åsgard	1985
6506/12-3 Smørbukk Sør	Åsgard	1985
6507/8-4 Heidrun Nord	Heidrun	1990
6608/10-4	Norne	1994
9/2-3	Yme	1990
9/2-6 S	Yme	1996
9/2-7 S	Yme	1997
9/2-9 S	Yme	1999
Funn	Rapportert inn i funn	Funnår
16/7-7 S	16/7-4 Sigyn	1997
2/7-31	2/7-19	1999
24/9-6	24/9-5	1994
30/7-2	30/7-6 Hild	1975
34/7-29 SR	34/7-23S	1998
35/11-2	35/11-4 Fram	1987
35/11-7	35/11-4 Fram	1992
35/11-8 S	35/11-4 Fram	1996
35/8-2	35/8-1	1982
36/7-1	35/9-1 Gjøa	1996
6407/1-3 Tyrhans Nord	6407/1-2 Tyrhans Sør	1984
6507/5-3	6507/5-1 Skarv	2000

7120/7-1 Askeladd Vest	7121-4 Snøhvit	1982
7120/7-2 Askeladd Sentral	7121-4 Snøhvit	1983
7120/8-1 Askeladd	7121-4 Snøhvit	1981
7120/9-1 Albatross	7121-4 Snøhvit	1982
7121/7-1	7121-4 Snøhvit	1984
7121/7-2 Albatross Sør	7121-4 Snøhvit	1986

funnet allerede er klassifisert i ressursklasse 3 er at man ser muligheten for å bygge dette ut i tilknytning til Norne.

Ressursanslaget for 16/7-4 Sigyn er oppjustert som følge av bedre reservoarforståelse.

Ressursanslaget for 35/11-4 Fram er redusert som følge av ny og endret utbyggingsløsning. Dette vil bli vurdert i forbindelse med plan for utbygging og drift for 35/11-4 Fram Vest.

Ressurser i funn i tidlig planleggingsfase, ressursklasse 4

Ved årsskiftet er 12 funn i tidlig planleggingsfase (tabell 1.3.6), det vil si funn der en antar at plan for utbygging og drift vil bli godkjent i løpet av 2 – 10 år. Ressursmengden utgjør 565 millioner Sm³ oljeekvivalenter.

Ressursene i funnet 6305/7-1 Ormen Lange er oppjustert med 25 prosent. Funnene 25/11-16, 35/8-1, 35/9-1 Gjøa og 6406/2-1 Lavrans vurderer operatørene nå som mindre sannsynlige utbyggingsprosjekter og er flyttet fra ressursklasse 3 til 4 siden 1999.

Funnet 15/9-9 S Volve er modnet og flyttet fra ressursklasse 5.

Ressurser i funn som kan bli bygd ut på lang sikt, ressursklasse 5

Ved årsskiftet er det bokført 48 funn (tabell 1.3.7) som Oljedirektoratet mener kan bli bygd ut på lang sikt, selv om mange av funnene i dag ikke vurderes som lønnsomme av rettighetshaverne. I denne ressursklassen er det også inkludert funn som ligger i tilbakeleverte områder, der Oljedirektoratet antar at området vil bli tildelt på nytt og funnene kan bli bygd ut på lang sikt. De bokførte ressursene utgjør 392 millioner Sm³ oljeekvivalenter.

Ressursene i 6507/2-2 er oppjustert etter re-kartlegging og feltstudie av ny operatør (Norsk Agip). Ressursene i 6507/3-1 Alve er oppjustert etter ny feltmodell.

Ressurser i funn der utbygging er lite sannsynlig, ressursklasse 6

Ved årsskiftet er det bokført 34 funn der lønnsom utbygging er lite sannsynlig dersom det ikke skjer betydelige endringer i teknologi eller pris. De fleste av funnene er svært små. Enkelte av funnene har så dårlige reservoaregenskaper at de ikke vil produsere lønnsomt med dagens teknologi og oljepris. Ressursanslagene er beheftet med stor usikkerhet, men Oljedirektoratet anslår at ressursene er om lag 108 millioner Sm³ oljeekvivalenter.

Ressurser i funn som ikke er ferdig evaluert, ressursklasse 7

Ved årsskiftet er det bokført fem funn i denne ressurs-

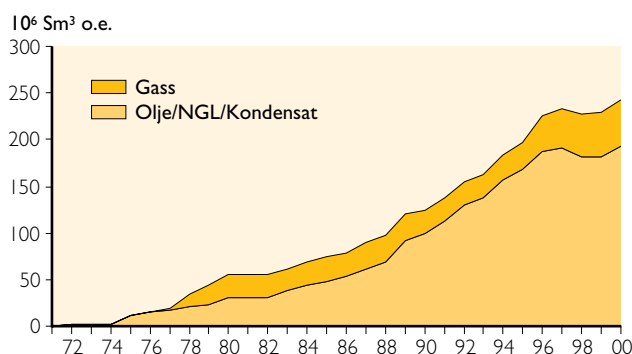
klassen. De foreløpige anslagene for funn i ressursklasse 7 utgjør ca. 115 millioner Sm³ oljeekvivalenter (tabell 1.3.8). Anslagene er beheftet med stor usikkerhet.

1.4 PRODUKSJON AV OLJE OG GASS

Produksjonen av olje og gass på norsk sokkel var i 2000 243,6 millioner Sm³ oljeekvivalenter. Produksjonen i 1999 var 226,8 millioner Sm³ oljeekvivalenter.

Produksjonen er nærmere framstilt i tabell 1.4.1 og i figur 1.4.1. For Statfjord, Frigg og Murchison viser tallene i tabell 1.4.1 norsk andel av produksjonen.

Figur 1.4.1. Olje- og gassproduksjon på norsk kontinentalsokkel fra 1971-2000



Tabell 1.4.1
Produksjon i millioner Sm³ oljeekvivalenter

	PRODUKSJON ----->			FORBRUK ----->		SALGBARE PRODUKTER ----->			
	Olje	Gass	Kondensat	Fakkel	Brensel	Olje	Gass	NGL/ Kondensat	Sum
2000									
Balder	4,018	0,211		0,129	0,001	4,018			4,018
Borg	0,927	0,114							0,000
Brage	2,647	0,281		0,006	0,061	2,633	0,150	0,113	2,896
Draugen	11,744	0,672		0,008	0,053	11,744	0,021	0,036	11,801
Ekofisk	16,702	3,326		0,023	0,316	16,669	3,014	0,548	20,231
Eldfisk	1,223	0,847		0,002	0,057	1,272	0,664	0,117	2,053
Embla	0,630	0,324				0,638	0,225	0,061	0,924
Frigg		0,609	0,001	0,003	0,016		0,602		0,602
Frøy	0,301	0,371				0,263	0,358	0,015	0,636
Gullfaks inkl. Gullfaks Vest	13,272	3,129		0,072	0,344	13,272	0,935	0,156	14,363
Gullfaks Sør inkl. Rimfaks og Gullveig	2,994	1,377				2,994	0,530	0,101	3,625
Gungne		0,493						0,325	0,325
Gyda inkl. Gyda Sør	1,110	0,318		0,001	0,031	1,115	0,281	0,124	1,520
Heidrun	10,590	2,053		0,009	0,112	10,620	0,608		11,228
Hod	0,072	0,010				0,094	0,011	0,003	0,108
Jotun	7,165	0,363		0,019	0,030	7,166	0,317		7,483
Lille-Frigg						0,001			0,001
Murchison	0,170	0,019		0,001	0,005	0,168	0,005		0,173
Njord	3,923	2,785		0,009	0,070	3,921			3,921
Norne	10,420	2,284		0,008	0,141	10,420			10,420
Oseberg	16,173	10,847		0,025	0,365	15,411	1,362	0,630	17,403
Oseberg Sør	1,437	0,303		0,011	0,015	1,432			1,432
Oseberg Øst	2,555	0,244		0,007	0,028	2,554			2,554
Oseberg Vest									0,000
Sleipner Vest		7,654	3,472	0,007	0,079			3,749	3,749
Sleipner Øst inkl. Løke og saigpør gass fra Sleip. Vest		7,111	4,310	0,004	0,192		11,896	4,364	16,260
Snorre	8,602	1,445		0,029	0,103	8,587	0,285	0,540	9,412
Statfjord	10,892	5,908		0,116	0,394	10,886	1,559	0,703	13,148
Statfjord Nord	3,991	0,317				3,998	0,122	0,079	4,199
Statfjord Øst	2,818	0,399				2,822	0,345	0,225	3,392
Sygna	0,642	0,040				0,642			0,642
Tor	0,256	0,049		0,001	0,007	0,255	0,040	0,011	0,306
Tordis inkl. Tordis Øst	3,223	0,331				3,994	0,233	0,163	4,390
Trollområdet	18,419	26,699	0,650	0,020	0,195	18,361	24,666		43,027
Ula	1,163	0,134		0,002	0,047	1,178		0,043	1,221
Valhall	4,030	0,991		0,009	0,083	4,578	0,890	0,221	5,689
Varg	1,737	0,350		0,014	0,012	1,737			1,737
Veslefrikk	2,402	0,757		0,018	0,048	2,404	0,200	0,140	2,744
Vigdis	4,198	0,293				4,198			4,198
Visund	2,253	1,009		0,014	0,072	2,253			2,253
Yme	1,139	0,051		0,012	0,017	1,071			1,071
Åsgard	7,837	5,728		0,102	0,127	7,837	0,533	0,179	8,549
Sum 2000	181,675	90,246	8,433	0,681	3,021	181,206	49,852	12,646	243,704
Sum 1999	170,693	80,255	9,812	0,660	2,647	168,598	48,257	13,300	230,155
Sum 1998	170,039	72,594	9,433	0,441	2,890	168,950	44,190	13,400	226,540
Sum 1997	178,388	70,365	10,133	0,411	3,034	175,868	42,949	14,500	233,317
Sum 1996	177,282	59,456	8,400	0,448	2,833	175,496	37,407	12,700	225,603
Sum 1995	157,926	47,190	6,971	0,409	2,640	156,622	27,814	11,600	196,036
Sum 1994	147,674	45,393	5,300	0,364	2,630	146,282	26,842	9,900	183,024
Sum 1993	133,770	41,576	1,464	0,340	2,544	131,843	24,804	6,000	162,647
Sum 1992	125,936	42,444	0,615	0,309	2,449	123,999	25,834	5,000	154,833
Sum 1991	110,513	39,717	0,603	0,356	2,257	108,510	25,027	4,900	138,437
Sum 1990	96,844	37,065	0,560	0,556	2,132	94,542	25,479	5,000	125,021
Sum 1989	88,266	39,320	0,587	0,474	2,013	85,983	28,738	4,900	119,621
Sum 1988	66,882	36,302	0,631	0,336	1,818	64,723	28,330	4,900	97,953
Sum 1987	58,538	34,499	0,614	0,434	1,443	56,959	28,151	4,200	89,310
Sum 1986	50,579	33,924	0,376	0,258	1,311	48,771	26,090	3,900	78,761

1.5 PETROLEUMSØKONOMI

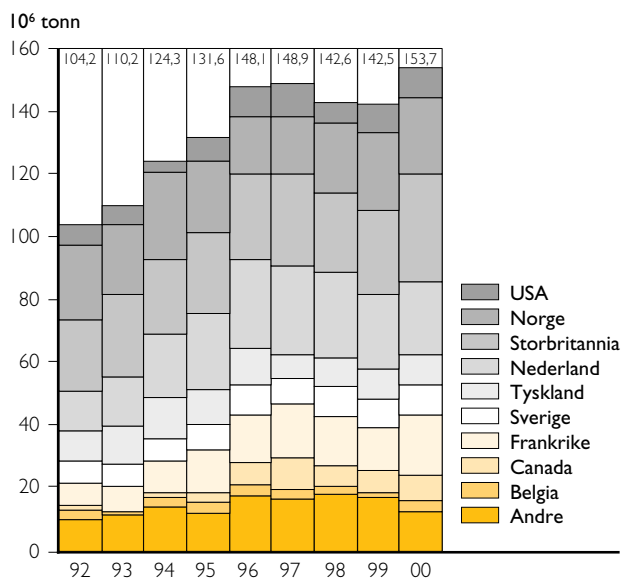
1.5.1 SALG AV PETROLEUM FRA NORSK KONTINENTALSOKKEL

Det ble i 2000 solgt 153,7 millioner tonn råolje fra norsk kontinentalsokkel. Dette representerer en oppgang på 7,8 prosent i forhold til 1999. Storbritannia var den største mottaker med 22,3 prosent av skipningene. Norge mottok 15,7 prosent, Nederland 15,2 prosent, Frankrike 12,7 prosent og Sverige 6,2 prosent. I 1999 mottok Norge 17,1 prosent. Figur 1.5.1 viser råoljesalget fordelt på land i perioden 1992-2000.

Salg av NGL (inkludert kondensat) fra norsk sokkel nådde i 2000 opp i 7,2 millioner tonn. Dette er 0,5 millioner tonn mindre enn i 1999.

Norge eksporterte 48,6 milliarder Sm³ gass i 2000. Dette er en oppgang på 6,8 prosent i forhold til 1999. Det ble solgt 18,7 milliarder Sm³ til Tyskland, 2,2 milliarder Sm³ til Storbritannia, 12,0 milliarder Sm³ til Frankrike, 5,1 milliarder Sm³ til Nederland, 5,5 milliarder Sm³ til Belgia, 2,5 milliarder Sm³ til Spania, 1,9 milliarder Sm³ til Tsjekkia og 0,7 milliarder Sm³ til Østerrike, se figur 1.5.2.

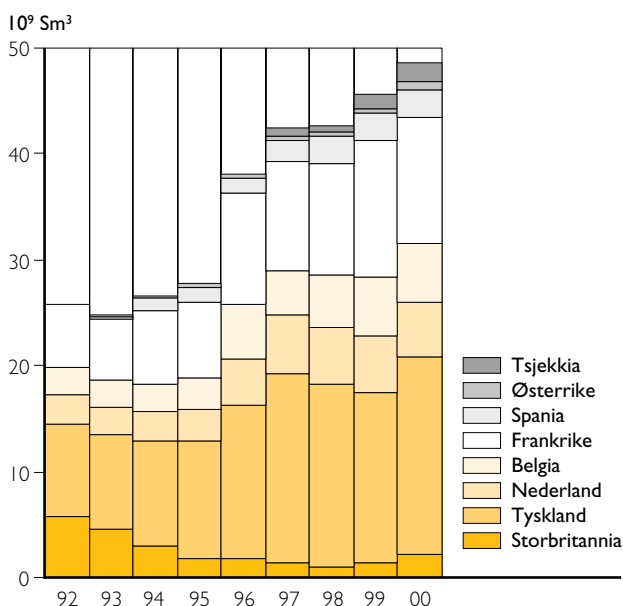
Figur 1.5.1
Råoljesalget fordelt på land i perioden 1992-2000



1.5.2 PRODUKSJONSAVGIFT

Oljedirektoratet er tillagt myndighet til å innkreve produksjonsavgift. Produksjonsavgift beregnes etter bestemmelsene i petroleumsloven og petroleumsforskriften. Beregningsgrunnlaget for avgiften er verdien av produsert petroleum ved utvinningsområdets avskippingspunkt. Etersom prisen på petroleumproduktene normalt ikke fastsettes på avskippingspunktet, vil i praksis beregningsgrunnlaget for avgift være differansen mellom brutto salgsverdi og kostnader som påløper mellom avgiftspunktet og salgspunktet.

Figur 1.5.2
Salg av gass fordelt på land i perioden 1992-2000



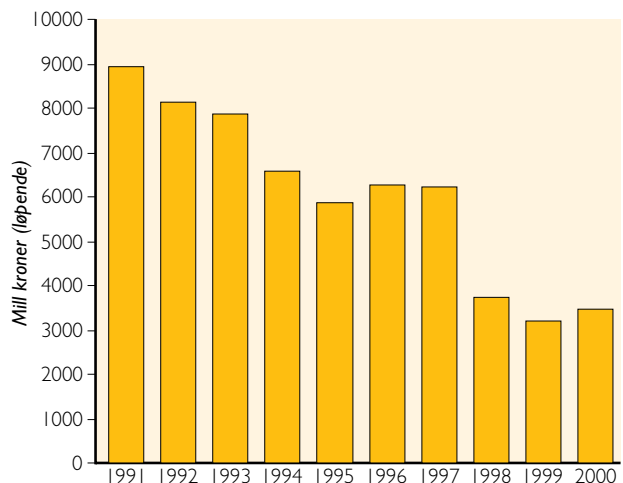
Det skal ikke betales produksjonsavgift av produksjon fra forekomster hvor plan for utbygging og drift godkjen-nes eller krav til plan for utbygging og drift frafaller etter 1.1.1986, jf. petroleumsloven § 4-9.

Fra 1.1.1992 er avgiftssatsen for gass satt til null, jf. petroleumsforskriften § 31. Dette innebærer at det fra den dato kun vil bli innkrevd produksjonsavgift av olje.

I forbindelse med oppstart av det nye prosessanlegget på Ekofisk (Ekofisk II) 7.8.1998, ga departementet fritak for produksjonsavgift på olje og NGL produsert fra utvinningstillatelse 018.

Regjeringen gikk i St.prp. nr. 1 (1999-2000) inn for en gradvis nedtrapping av produksjonsavgiften fra og med 1.1.2000. Feltene Heimdal, Tor og Murchison fikk fjer-net produksjonsavgiften allerede fra 1.1.2000.

Figur 1.5.3
Innbetalt produksjonsavgift 1991-2000



Produksjonsavgiften trappes ned over tre år for feltene Statfjord, Ula og Valhall, mens den for feltene Oseberg og Gullfaks vil bli trappet ned over seks år.

Ettersom olje og NGL på enkelte felt er ett produkt på avskipningspunktet, og NGL først blir utskilt på et senere stadium, vil det for de felt dette gjelder bli betalt produksjonsavgift av NGL. På den andre siden vil NGL ikke være avgiftsbelagt på de felt hvor NGL på avskipningspunktet er en del av gassen.

Total produksjonsavgift

Fra rettighetshaverne på norsk sokkel er det i 2000 innbetalt kroner 3 463 467 687 i produksjonsavgift til Oljedirektoratet. Tabell 1.5.1 viser fordelingen på de ulike petroleumsprodukter for 1999 og 2000. Figur 1.5.3 viser innbetalt produksjonsavgift i perioden 1991-2000. I figur 1.5.4 er fordelingen av innbetalt produksjonsavgift i 1999 og 2000 vist per felt.

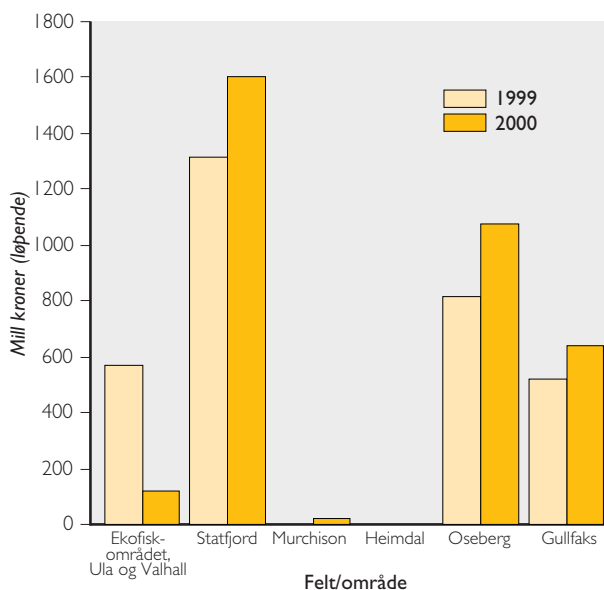
Tabell 1.5.1
Totalt innbetalt produksjonsavgift i 1999 og 2000 (millioner NOK)

Produkt	Felt/område	1999	2000
Olje	Ekofiskområdet, Ula og Valhall	563,9	122,6
"	Statfjord	1312,1	1604,8
"	Murchison	0,8	19,6
"	Heimdal	0,7	0,0
"	Oseberg	817,7	1077,9
"	Gullfaks	518,9	639,9
Sum olje		3 214,1	3 464,8
NGL	Ekofiskområdet	3,7	-5,7
"	Valhall	3,6	1,5
"	Ula	0,1	2,0
"	Murchison	0,4	0,9
Sum NGL		7,8	-1,3
Totalt		3 221,9	3 463,5

Produksjonsavgift for olje

Det er i 2000 innbetalt kroner 3 464 771 310 i produksjonsavgift for olje fra Ekofiskområdet (Torfeltet) og feltene Ula, Valhall, Statfjord, Murchison, Oseberg og Gullfaks. Produksjonsavgift for olje blir normalt tatt ut i olje. Salg av statens avgiftsolje foretas av Statoil. Innbetaling fra Statoil til Oljedirektoratet foretas månedvis. Avregningen foregår etter normpris fastsatt av Petroleumsprisrådet. Mottatt kvantum avgiftsolje er redusert med hele 44 prosent i 2000. Reduksjonen skyldes tre forhold. For det første var det i 2000 en generell nedgang i produksjonen på de felt hvor det fortsatt er produksjonsavgift. For det andre har reduksjonen sammenheng med avgiftslettelsene som ble gjennomført for alle felt fra og med 1.1.2000. Lavere produksjon har også medført at avgiftsatsen har blitt redusert på enkelte felt. Men den betydelige nedgangen i mottatt mengde avgiftsolje er mer enn oppveid av høyere oljepriser i 2000 i forhold til 1999. I

Figur 1.5.4
Innbetalt produksjonsavgift 1999-2000



2000 ble avgiftsoljen avregnet til en gjennomsnittspris på ca. kr 239,- per fat mot ca. kr 130,- per fat i 1999. Innbetalt produksjonsavgift for olje er således økt med nær åtte prosent i forhold til året før.

Produksjonsavgift for NGL

Det er i 2000 foretatt en netto utbetaling på kroner 1 303 623 vedrørende produksjonsavgift for NGL. Dette har sammenheng med en refusjon på kr 5 714 384 til Phillipsgruppen på grunn av at det var innbetalt for mye avgift i tidligere år for Ekofiskområdet.

Avregning av produksjonsavgift som gjøres opp i konstanter, skjer halvårsvis med tre måneders betalingsfrist. Avregningen for NGL har foregått etter kontraktspriser som varierer for de enkelte felt/grupper.

I 1999 utgjorde innbetalt produksjonsavgift for NGL kroner 7 751 440. Etter at det ble gitt fritak for produksjonsavgift for feltene Heimdal, Tor, Valhall og Murchison fra og med 1.1.2000, blir det nå kun innkrevd avgift av NGL på ett felt, nemlig Ula.

1.5.3 AREALAVGIFT PÅ UTVINNINGSTILLATELSER

Oljedirektoratet har i 2000 innkrevd kroner 168 261 193 i brutto arealavgift før refusjoner. Beløpet, fordelt på de ulike tildelingsår, er vist i tabell 1.5.2.

Oljedirektoratet har refundert kroner 45 842 674 i arealavgift i 2000. Dette representerer den fradragsberettigede delen av arealavgiften i produksjonsavgiftsoppgjøret for utvinningstillatelsene 006, 019A, 019B, 033, 037, 050, 053 og 079.

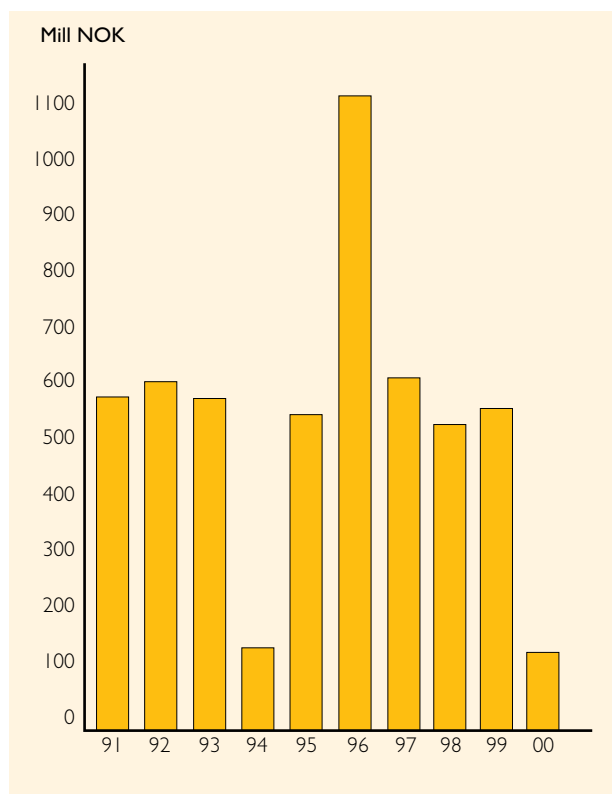
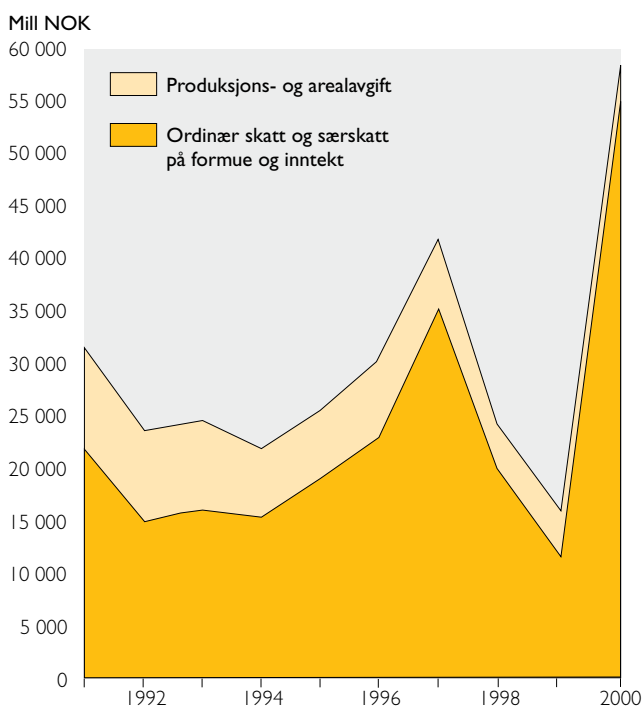
Tabell 1.5.2 Arealavgift fordelt på tildelingsår

Arealavgift	
Tildelingsår	NOK
1965	65 156 538
1969	34 960 200
1971	3 912 301
1977	2 831 400
1981	2 772 000
1984	7 854 000
1985	5 906 294
1987	- 3 374 729
1988	5 742 643
1989	4 302 986
1991	15 862 481
1993	15 939 679
1998	6 395 400
Totalt	168 261 193

Figur 1.5.5 viser netto innbetalt arealavgift 1991 - 2000. For 2000 er det en reduksjon fra 1999 på over 400 millioner kroner. Årsaken til dette er at utvinningstillatelse i henhold til 1972-resolusjonen og petroleumsløven på grunn av helgedag fikk forskjøvet innbetalingsdato til 2.1.2001. Produksjons- og arealavgiften for 2000 utgjorde seks prosent av totalt innbetalte skatter og avgifter fra petroleumsvirksomheten. Avgiftens andel har variert over tid. Høyest andel var i 1989 med 53 prosent. Figur 1.5.6 viser totalt innbetalte skatter og avgifter 1991-2000.

1.5.4 CO₂-AVGIFT

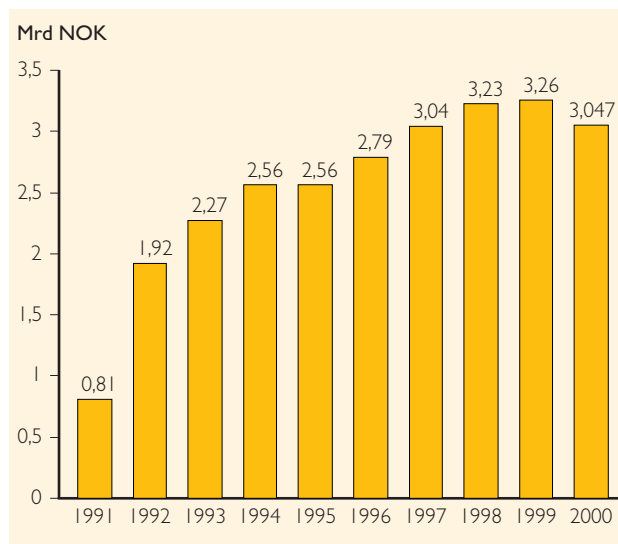
Lov 21. desember 1990 nr. 72 om avgift på utslipp av CO₂ i petroleumsvirksomhet på kontinentalsokkelen trådte i kraft 1.1.1991. Oljedirektoratet er tillagt myndighet til å innkreve CO₂-avgiften og til å fatte de vedtak som er nødvendig for gjennomføringen av loven. Avgiften beregnes av petroleum som brennes og naturgass eller ren CO₂ som slippes ut til luft på innretning som nyttes i forbindelse med utvinning eller transport av petroleum. CO₂-loven pålegger også selskapene å beregne avgift for aktivitet på norske innretninger 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.

Figur 1.5.5
Netto innbetalt arealavgift 1991-2000Figur 1.5.6
Totalt innbetalte skatter og avgifter 1991 - 2000

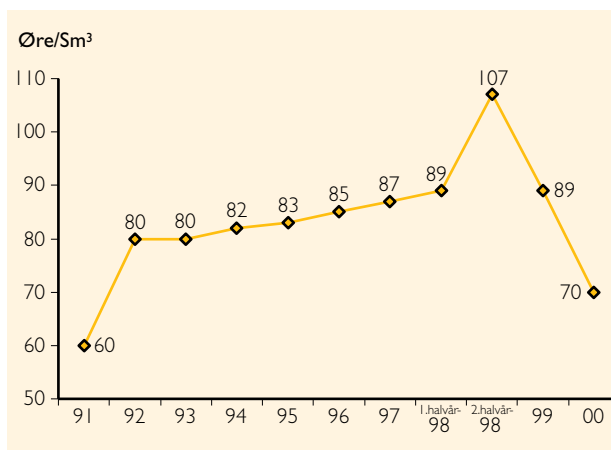
Tabell 1.5.3 Innbetalt CO₂-avgift i 2000 (NOK)

Felt	1.halvår	2.halvår	Totalt 2000
Balder	19 443 231	45 783 097	65 226 328
Brage	32 400 450	23 177 000	55 577 450
Draugen	29 857 569	20 528 893	50 386 462
Ekofiskområdet	155 967 092	138 290 373	294 257 465
Friggområdet	11 235 024	8 092 738	19 327 762
Gullfaks A/B/C	174 484 765	153 995 855	328 480 620
Gyda	16 067 902	11 386 311	27 454 213
Heidrun	59 724 905	42 762 949	102 487 854
Heimdal	10 607 020	1 099 700	11 706 720
Hod	306 854	76 370	383 224
Jotun	32 309 343	25 544 394	57 853 737
Murchison	5 936 938	8 013 749	13 950 687
Njord A	33 580 590	28 980 000	62 560 590
Norne	61 198 800	52 480 305	113 679 105
Oseberg A/B/C/D	154 726 500	136 322 200	291 048 700
Oseberg Øst	15 987 960	11 270 000	27 257 960
Sleipner	129 263 882	101 966 270	231 230 152
Snorre	74 299 878	72 290 400	146 590 278
Statfjord A/B/C	231 592 677	189 330 851	420 923 528
Troll A	334 227	194 341	528 568
Troll B	60 262 790	45 550 400	105 813 190
Troll C	19 056 680	31 168 900	50 225 580
Ula	22 663 704	15 524 796	38 188 500
Valhall	46 077 723	35 954 493	82 032 216
Varg	18 194 594	11 330 008	29 524 602
Veslefrikk	49 637 446	26 027 395	75 664 841
Visund	33 409 710	36 800 123	70 209 833
Yme	23 623 282	13 595 087	37 218 369
Åsgard	115 751 573	81 176 421	196 927 994
Transportsystemer			
Norpipe	29 116 641	5 815 577	34 932 218
Statpipe	2 776 964	2 132 960	4 909 924
Sum	1 650 453 483	1 330 878 859	3 046 558 670

Figur 1.5.7 Innbetalt CO₂-avgift 1991-99 i mrd kroner



Figur 1.5.8 Avgiftssats for CO₂-avgiften øre/Sm³



CO₂-avgiften var i 2. halvår 1999 og i 1. halvår 2000 satt til henholdsvis kroner 0,89 og 0,70 per Sm³ gass og kroner 0,89 og 0,70 per liter diesel. Den innbetales halvårsvis med tre måneders betalingsfrist (per 1.oktober og 1.april i det påfølgende år) av operatøren for de enkelte felt og innretninger. Tabell 1.5.3 viser totalt innbetalt avgift i 2000. Avgiften er fordelt på de enkelte felt og transportsystemer. Nye avgiftspliktige felt er Balder, Jotun, Oseberg D og Troll C. Korrigeringer som gjelder tidligere halvår er medregnet. Det ble totalt innbetalt kroner 3 046 558 670 i 2000. Figur 1.5.7 viser de årlige innbetalinger av CO₂-avgift for 1991-2000 og figur 1.5.8 viser endringene i avgiftssatsen.

1.6 UNDERSØKELSESTILLATELSER

1.6.1 TILLATELSE TIL UNDERSØKELSE ETTER PETROLEUM

Det er per 31.12.2000 tildelt 267 undersøkelsestillatelser totalt. Slike tillatelser tildeles i henhold til petroleumsløven og har en varighet på tre år. Følgende tillatelser er gitt i 2000:

Selskap	Antall
TGS-Nopec Geophysical Company ASA	261
Fugro-Geoteam AS	262
Amerada Hess Norge A/S	263
Norsk Hydro Produksjon AS	264
Western Geophysical	265
A/S Norske Shell U&P	266
Norsk Chevron AS	267

1.6.2 TILLATELSE TIL VITENSKAPELIGE UNDERSØKELSER

Per 31.12.2000 er det gitt 349 tillatelser til vitenskapelige undersøkelser på den norske del av kontinentalsokkelen. I 2000 ble det gitt 20 slike tillatelser, se tabell 1.6.1.

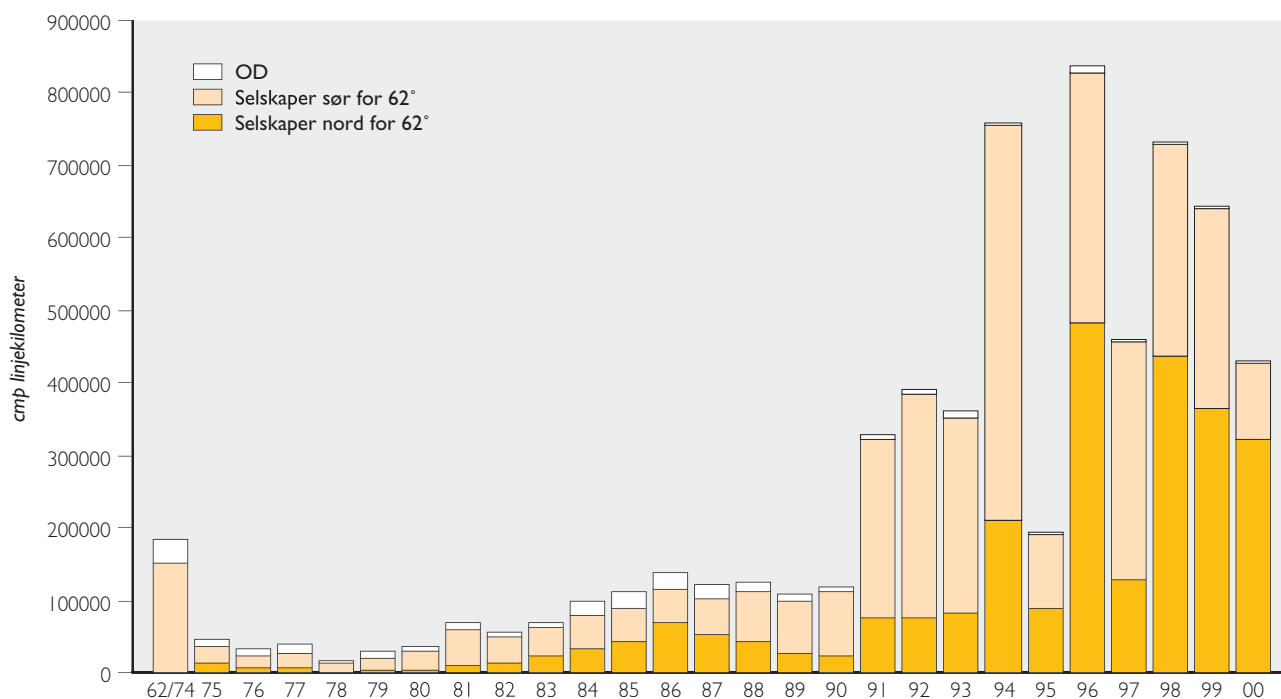
Tabell 1.6.1

Tillatelse til vitenskapelige undersøkelser etter naturforekomster

Tillatelse	Navn	Arbeidsfelt			Område
		Geo-fysikk	Geo-logi	Andre	
330/2000	Gøteborgs Universitet		X	Oseanografi	Skagerrak
331/2000	Institut für Meereskunde University of Hamburg			Oseanografi	Grønlandshavet
332/2000	Finnish Institute of Marine Research			Geokjemi	Skagerrak
333/2000	Bundesanstalt für Landwirtschaft			Biokjemi	Barentshavet
334/2000	Institut für Meereskunde an der Universität Kiel			Geokjemi	Skagerrak
335/2000	Alfred Wegener Institut für Polar- und Meeresforschung		X	Biologi	Grønlandshavet
336/2000	Odense Universitet Biologisk Institut			Biologi	Skagerrak
337/2000	Universitetet i Tromsø		X		Andfjorden, Vestfjorden, Sularyggen
338/2000	Gøteborgs Universitet		X	Oseanografi	Skagerrak
339/2000	Gøteborgs Universitet		X	Oseanografi	Iddefjorden
340/2000	Southampton Oceanography Centre	X			Norskehavet
341/2000	Bundesanstalt für Landwirtschaft Ernährung			Biologi	Nordsjøen
342/2000	State Enterprise Polar Marine Geosurvey Expedition	X	X		Vøringplatået, Storegga
343/2000	Danmarks Fiskeriundersøkelser			Biologi	Skagerrak
344/2000	Natural Environment Research Council	X	X		Norskehavet
345/2000	Institute of Baltic Sea Research Warnemünde			Biologi Geokjemi	Skagerrak
346/2000	Alfred Wegener Institut für Polar- und Meeresforschung		X	Oseanografi Geokjemi	Skagerrak
347/2000	Gøteborgs Universitet			Oseanografi	Skagerrak
348/2000	Danmarks Miljøundersøgelser			Oseanografi	Skagerrak
349/2000	Universitetet i Tromsø	X	X		Fugløysundet, Stjernesund, Ytre Ullsfjorden, Andfjorden, Skrova, Trænadjupet, Indre Vestfjorden

Figur 1.7.1

Seismikk innsamlet på norsk kontinentalsokkel 1962 - 2000



1.7 UNDERSØKELSESAKTIVITET

1.7.1 GEOFYSISKE UNDERSØKELSER

Det ble samlet inn 429 711 km seismikk på norsk sokkel i 2000. Antall km refererer til linjekilometer.

Til sammen ble det samlet inn 102 923 km seismikk i Nordsjøen, 278 824 km i Norskehavet og 47 964 km i Barentshavet.

Oljedirektoratet samlet inn 4084 km seismikk i egen regi, mens oljeselskap, seismiske kontraktører og universiteter samlet inn 423 327 km. Av dette samlet norske oljeselskap inn 52 027 km og utenlandske selskaper 140 351 km. Kontraktørselskapene Aker Geo, Fugro Geoteam, Geco, TGS-Nopec, PGS og Veritas DGC samlet inn 230 949 km for egen regning. Universitetet i Bergen samlet i samarbeid med Oljedirektoratet inn 2300 km seismikk i Norskehavet.

Av totalt innsamlet seismikk utgjør 3D-seismikk 405 224 km; 100 814 km i Nordsjøen, 256 698 km i Norskehavet og 47 712 km i Barentshavet. Figur 1.7.1 viser utviklingen med hensyn til innsamlet antall linjekilometer seismikk.

1.8 UTVINNINGSTILLATELSER

Den 1. 5.2000 ble 14 utvinningstillatelser tildelt i Norskehavet i 16. tildelingsrunde. Tildelingen omfatter 38 blokker eller deler av blokker.

I tillegg har det vært åtte fradelinger i eksisterende utvinningstillatelser. Disse er utvinningstillatelse 006 B (Valhallfeltet), 006 C (gjenstående areal i den tidligere utvinningstillatelse 006 etter at Valhallfeltet og Torfeltet ble fradelt), 027 C (tilleggsareal til Ringehornfeltet), 028 C (fradeling fra Balderfeltet), 037 C (tilleggsareal til Murchisonfeltet), 134 B (tilleggsareal til 6406/2-3 Kristin), 169 B (tilleggsareal til Granefeltet) og 171 B (tilleggsareal til Oseberg Sørfeltet).

1.9 LETEAKTIVITET

1.9.1 LETEBORING

Ved årsskiftet 1999/2000 var ingen letebrønner under boring.

I 2000 ble det påbegynt 24 letebrønner, fordelt på 18 undersøkelsesbrønner og seks avgrensningsbrønner. Disse var fordelt med syv undersøkelses- og fire avgrensningsbrønner i Nordsjøen, syv undersøkelses- og to avgrensningsbrønner i Norskehavet og fire undersøkelsesbrønner i Barentshavet. I tillegg ble tre midlertidig forlatte letebrønner gjenåpnet for videre operasjoner, en i Nordsjøen og to i Norskehavet.

Fig. 1.9.2
Letebrønner avsluttet per år etter reklassifisering

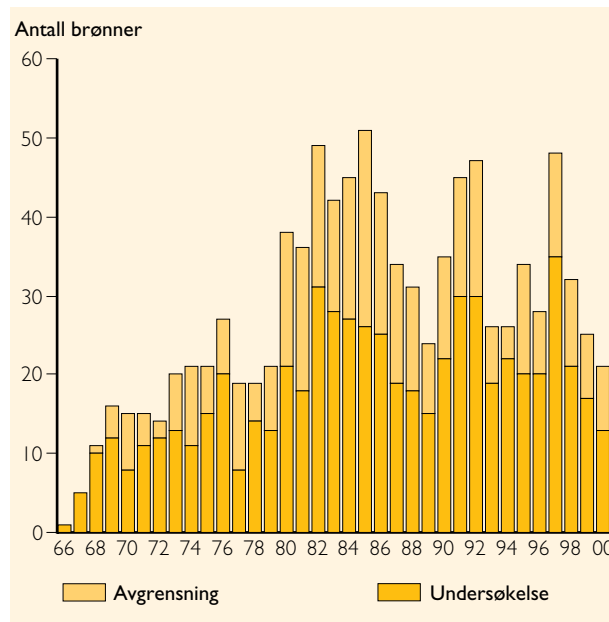
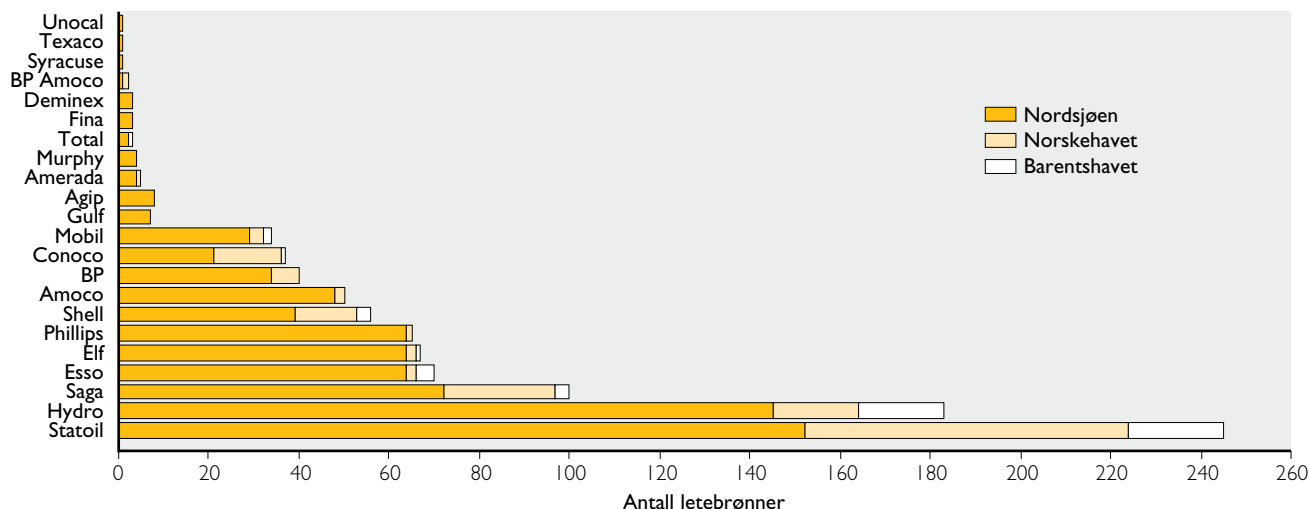


Fig. 1.9.1
Regional fordeling av letebrønner per operatørselskap 1965-2000



Tabell 1.9.1 Avsluttede letebrønner i 2000

Letebrønn	Type brønn	Utvinnings- tillatelse	Operatør	Totalt vertikalt dyp m (MSL)	Totalt dyp (alder)	Status (31.12.2000)
16/4-3	Undersøkelsesbrønn	243	BPAmoco	2425	Kritt	Tørr
25/7-6	Avgrensningsbrønn	203	Norsk Hydro	2224	Paleocen	Tørr
3/6-1	Undersøkelsesbrønn	238	Norsk Agip	2133	Kritt	Tørr
30/3-8 A	Avgrensningsbrønn	052	Statoil	3274	Mellomjura	Tørr
30/3-8 S	Avgrensningsbrønn	052	Statoil	3328	Mellomjura	Tørr
30/3-9	Undersøkelsesbrønn	052	Statoil	4022	Mellomjura	Gass/kondensat
31/4-11	Undersøkelsesbrønn	055	Norsk Hydro	3245	Jura	Olje/gass
31/5-6	Undersøkelsesbrønn	191	Norsk Hydro	2344	Jura	Tørr
34/4-10 R	Undersøkelsesbrønn	057	Norsk Hydro	4244	Mellomjura	Olje
35/11-12	Undersøkelsesbrønn	248	Norsk Hydro	3354	Jura	Tørr
6305/8-1	Avgrensningsbrønn	209	Norsk Hydro	3150	Senkritt	Olje/gass
6406/2-6 R	Avgrensningsbrønn	199	Statoil	4818	Tidligjura	Gass/kondensat
6407/7-6	Undersøkelsesbrønn	107	Norsk Hydro	3970	Tidligjura	Olje
6506/6-1	Undersøkelsesbrønn	211	Mobil	5491	Tidlig-/Mellomjura	Tørr
6507/5-3	Undersøkelsesbrønn	212	BPAmoco	2964	Senkritt	Gass
6608/10-6	Undersøkelsesbrønn	128	Statoil	2115	Tidligjura	Olje
6608/11-2	Undersøkelsesbrønn	128	Statoil	2215	Sentrias	Olje
6710/10-1	Undersøkelsesbrønn	220	Statoil	2231	Senkritt	Tørr
7019/1-1	Undersøkelsesbrønn	201	Norsk Agip	2979	Tidligjura	Gass
7122/7-1	Undersøkelsesbrønn	229	Norsk Agip	1500	Tidligtrias	Olje
7216/11-1 S	Undersøkelsesbrønn	221	Norsk Hydro	3702	Senpaleocen	Tørr

Ved årsskiftet 2000/2001 var tre letebrønner under boring og 24 letebrønner ble avsluttet eller midlertidig forlatt.

Geografisk fordeler brønnene seg som følger: syv undersøkelses- og fire avgrensningsbrønner i Nordsjøen, åtte undersøkelses- og to avgrensningsbrønner i Norskehavet og tre undersøkelsesbrønner i Barentshavet.

Fordelingen av operatøransvaret for brønnene som ble avsluttet eller midlertidig forlatt i 2000, har vært som følger: Statoil ni, Norsk Hydro syv, Norsk Agip tre, BP Amoco og Saga (Norsk Hydro) to hver og Phillips en. Regional fordeling er vist i figur 1.9.1. Avsluttede letebrønner er vist i tabell 1.9.1.

Ved utgangen av året var det totalt påbegynt 988 letebrønner på norsk sokkel. Disse fordeler seg med 706 undersøkelses- og 282 avgrensningsbrønner. 985 letebrønner var avsluttet eller midlertidig forlatt. Det er i alt reklassifisert 77 letebrønner: 72 fra undersøkelses- til avgrensningsbrønner og fem fra avgrensnings- til undersøkelsesbrønner. Etter reklassifisering fordeler de

seg med 636 undersøkelses- og 349 avgrensningsbrønner, se figur 1.9.2.

Det er totalt 51 letebrønner midlertidig forlatt med utstyr plassert på havbunnen ved årets slutt. De midlertidig forlatte letebrønnene er vist i tabell 1.9.2.

Nye funn 2000

Det er gjort ti nye funn på norsk sokkel i løpet av 2000, se tabell 1.9.3. To funn er gjort i Barentshavet, fem i Norskehavet og tre i Nordsjøen. Dette gir en funnrate på 50 prosent.

Nærmere beskrivelse av boringene i 2000.

Nordsjøen

Ni letebrønner ble boret i Nordsjøen i 2000, se figur 1.9.3 og 1.9.4.

Letebrønn 16/4-3 øst for Glitnefeltet, med bore mål i tertiær, var tørr.

Brønn 3/6-1 ble boret innenfor utvinningstillatelse 238. Den ble avsluttet i bergarter av kritt alder og var tørr. Det ble gjort et mindre gassfunn i 30/3-9 sør for Huldra. Det er svært usikkert om funnet er drivverdige. Det ble også påvist olje og gass i et hittil utforsket lag på flanken av Bragefeltet med brønn 31/4-11. 25/7-6 ble boret som en avgrensningsbrønn på 25/7-5-funnet i utvinningstillatelse 203, men brønnen var tørr og viste dermed at denne strukturen ikke er lønnsom å bygge ut. Brønn 31/5-6 ble boret på en struktur like vest av Troll, men denne var tørr.

Mindre mengder hydrokarboner ble påvist i deler av L-prospektet på vestflanken av Veslefrikkfeltet med brønn 30/3-8 A. Muligheten for lønnsom produksjon av disse reservene er ikke avklart.

Brønn 35/11-12 ble boret innenfor utvinningstillatelse 248. Det ble påvist spor av hydrokarboner i sandstein av senjura alder.

Letebrønn 34/4-10 R ble boret på Deltaprospektet nordvest for Snorre i utvinningstillatelse 057 i Tampenområdet. Brønnen ble boret på en strukturell felle på kanten av Marulkbassenget, og skulle teste prospektivitet både

Tabell 1.9.2

Midlertidig forlatte letebrønner

1/03-09 S	25/08-11	34/08-04 A
2/01-09 A	25/11-16	34/10-34
2/01-11	25/11-21 S	34/10-37 A
2/04-15 S	30/02-01	34/11-02 S
2/04-17	30/03-04	35/09-04 S
2/07-23 S	30/08-01 SR	6305/05-01
2/07-25 S	30/09-07	6406/02-02
2/07-31	30/09-08 R	6406/02-07
2/10-02	30/09-09	6407/07-02 R
2/12-02 S	30/09-10	6407/07-04
7/12-08	30/09-12 A	6506/06-01
7/12-09	30/09-13 S	6506/12-08
15/12-10	31/02-16 SR	6507/12-11 SR
25/02-13	31/02-18 A	6507/05-01
25/04-06 S	31/05-04 AR	6507/08-04
25/05-04	31/05-05	6608/10-06 R
25/08-06	34/04-07	6608/11-02

Tabell 1.9.3
Nye funn i 2000

Letebrønn	Operatør	Hydrokarbon- type	Reservoarnivå	Formasjons- testet	Strømningsrate (per dag)	Funnstørrelse (utvinnbare ressurser) Olje/kondensat (mill Sm ³)	Funnstørrelse (utvinnbare ressurser) Gass (mrd Sm ³)
30/3-9	Statoil	Gass/kond	Mellomjura	Nei		<1	<1
31/4-11	Norsk Hydro	Gass/olje	Mellomjura	Nei		1 - 2	
34/4-10	Norsk Hydro	Olje	Mellomjura /Brent	Nei		1 - 2	
6407/7-6	Norsk Hydro	Gass/kond	Tidligjura	Ja	218 Sm ³ kond	1 - 3	
6506/6-1	Esso	Gass	Tidlig-/ Mellomjura	Nei			60 - 125
6507/5-3	BP	Gass	Senkritt	Nei			20 - 40
6608/10-6	Statoil	Olje	Jura	Nei		13,5	
6608/11-2	Statoil	Olje	Tidligjura	Nei		3	
7122/7-1	Norsk Agip	Olje	Mellomjura	Nei		12-17	
7019/1-1	Norsk Agip	Gass	Mellomjura	Ja	600000 m ³ , 5/8" strupeventil		1 - 2

i sandsteiner i Heatherformasjonen av senjura alder og i Brentreservoaret. Brønnen ble boret til 4244 m under havnivå. Det ble påvist olje i Brent sandsteiner av moderat til dårlig kvalitet, mens det ikke ble funnet sand i Heatherformasjonen. Brønnen ble ikke testet, og funnet er ikke vurdert som drivverdig. Området er nå tilbakelevert.

En avgrensingsbrønn på Rimfaks bekreftet den sydlige utbredelsen av forekomsten og bidro til en økning av reservene.

Norskehavet

Åtte letebrønner ble avsluttet i dette området i 2000, se figur 1.9.5, mens en boring pågikk ved årsskiftet. Av disse var åtte undersøkelsesbrønner og en avgrensingsbrønn. Det ble gjort fem nye funn i løpet av året.

Undersøkelsesbrønn 6710/10-1 ble boret sørvest av Lofoten i utvinningstillatelse 220 i Nordland VI-området. 6710/10-1 ble boret på en domstruktur for å lete etter hydrokarboner i sandsteiner av tidlig tertiær alder. Brønnen som ble avsluttet i bergarter av senkritt alder, var tørr.

Undersøkelsesbrønn 6608/10-6 i utvinningstillatelse 128 ble boret på en hellende forkastningsblokk, kalt Svale, ca. 10 km nordvest for Nornefeltet. Brønnen påviste olje i sandsteiner av tidlig-, mellom- og senjura alder, men ble ikke produksjonstestet. De oljeførende sandsteiner av senjura og tidligjura alder har et oppsidepotensial nedflanks. Oljen som ble påvist i sandsteiner av tidligjura alder, er biodegradert og har et lavt gass til olje forhold.

Undersøkelsesbrønn 6608/11-2 i utvinningstillatelse 128 ble boret på en rotet forkastningsblokk, kalt Falk, ca. 20 km nordvest for Nornefeltet. Brønnen påviste olje i sandsteiner av tidligjura alder. Brønnen ble ikke produksjonstestet. Funnet indikerer innfylling av olje fra sørvest via Svalestrukturen, og åpner derfor mulighetene

for å gjøre oljefunn i prospekter nordøst for Falkstrukturen. Strukturen har et oppsidepotensial nedflanks i sandsteiner av tidligjura alder.

Undersøkelsesbrønn 6507/5-3 i utvinningstillatelse 212 ble boret for å undersøke et prospekt med sandstein av kritt alder. Brønnen ligger ca. 200 km utenfor Helgelandskysten og 17 km sør for 6507/5-1 Skarvfunnet. Det ble gjort funn av gass i sandstein av senkritt alder. Funnet, som er kalt 6507/5-3 Snadd, vil være tilleggsressurser til Skarv. Brønnen ble ikke testet.

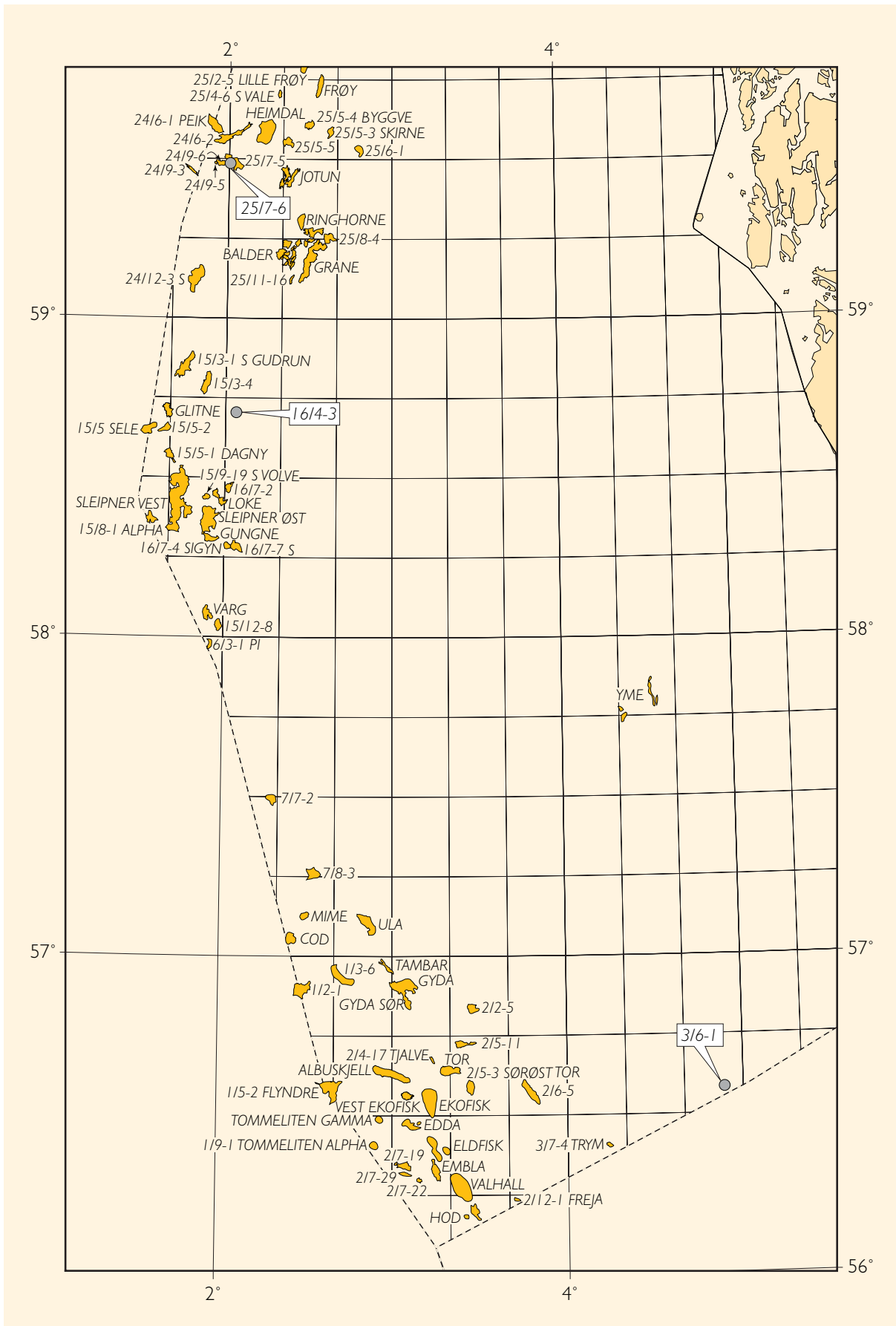
Vest for Skarvfunnet, i undersøkelsesbrønn 6506/6-1 (utvinningstillatelse 211), er det påvist gass i bergarter av jura alder. Videre analysearbeid og eventuelle avgrensingsbrønner vil være nødvendig for å anslå volum på et mulig betydelig funn. På grunn av tekniske problemer med brønnen var det ikke mulig å gjennomføre den planlagte testen.

Undersøkelsesbrønn 6507/7-13 i utvinningstillatelse 095 ble påbegynt i desember 2000 for å teste et prospekt 10 km nordvest for Heidrunfeltet.

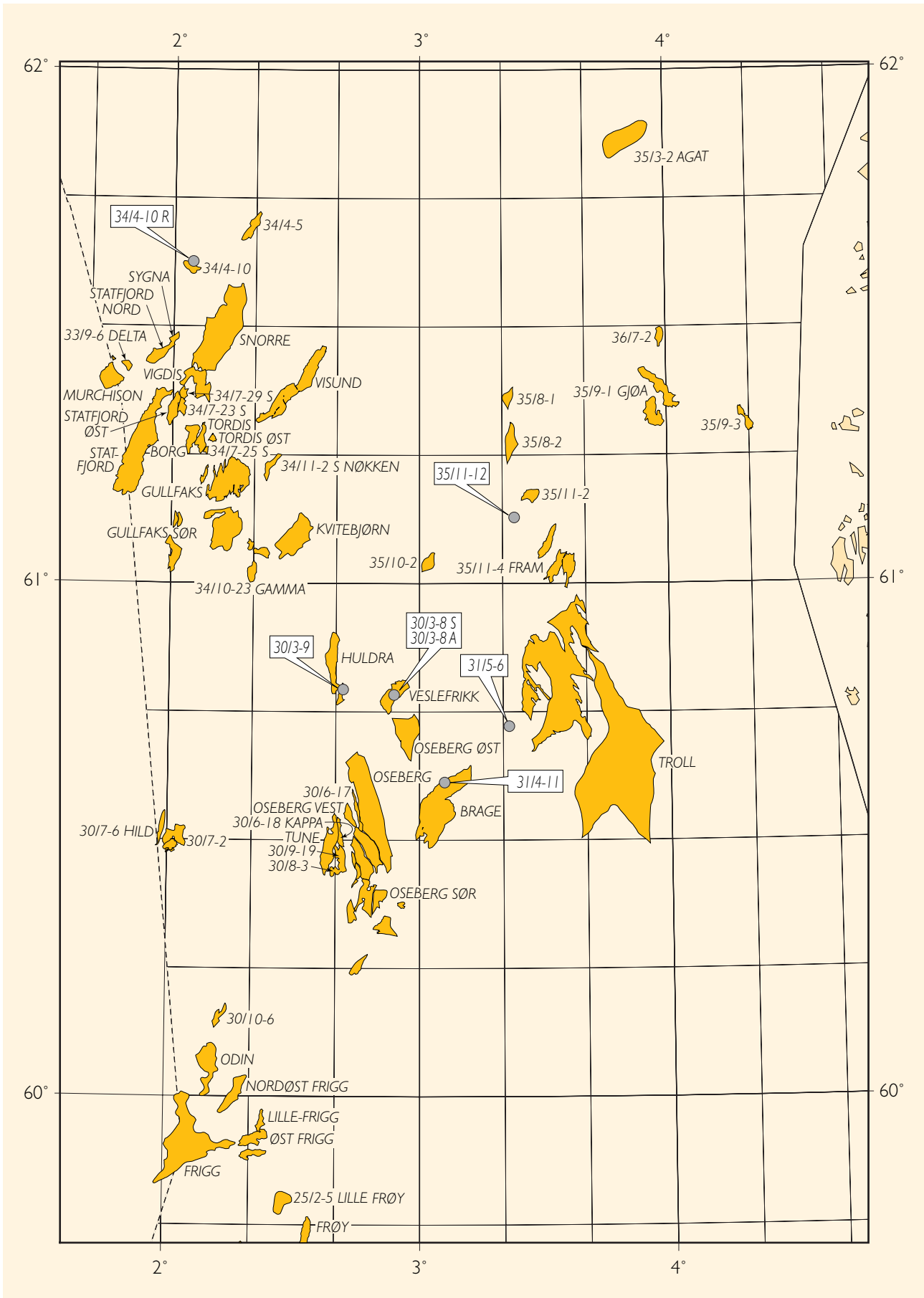
Undersøkelsesbrønn 6406/2-6 A i utvinningstillatelse 199 ble boret for å avgrense 6406/2-6 Ragnfridfunnet som ble gjort i 1998. Funnet ligger like sør for Kristin- og Lavransfunnene. Boringen var en sidestegsbrønn fra brønn 6406/2-6 og ble boret ned til bergarter av tidligjura alder. Det ble påvist gass/kondensat i sandsteinslag av tidligjura alder, men brønnen ble ikke produksjonstestet. Resultatet av boringen vil føre til en nedjustering av de opprinnelig forventede petroleumsmengdene i funnet.

I samordnede Njord, bestående av utvinningstillatelse 107 og 132, ble undersøkelsesbrønn 6407/7-6 boret høsten 2000. Brønnen ble boret i B-segmentet på nordvestflanken av feltet. Det ble påvist hydrokarboner i sandsteiner av tidligjura alder og produksjonstest ble utført.

Figur 1.9.3
Letebrønner boret i sørlige Nordsjø



Figur 1.9.4
Letebrønner boret i nordlige Nordsjø



Figur I.9.5
Letebrønner boret i Norskehavet

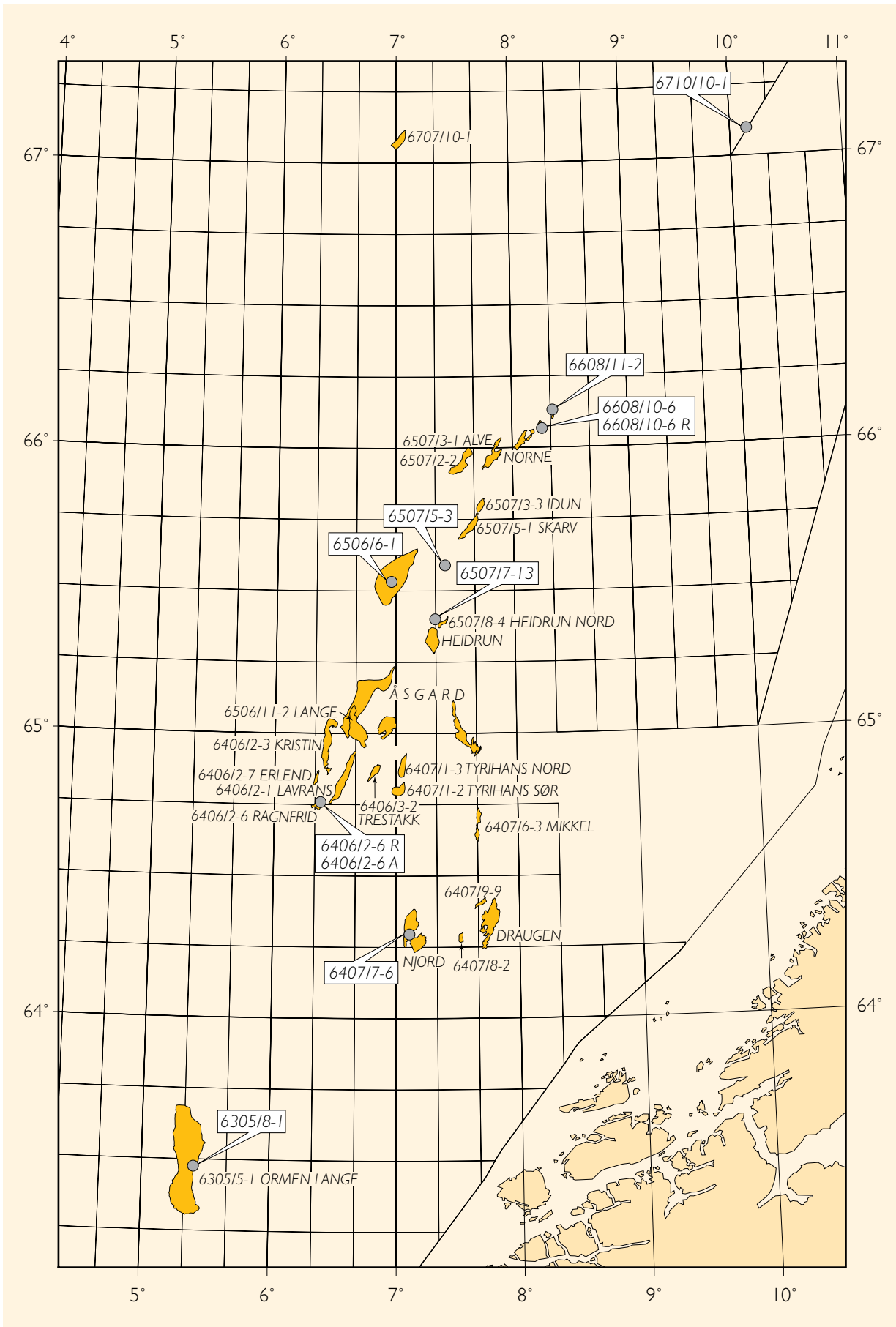
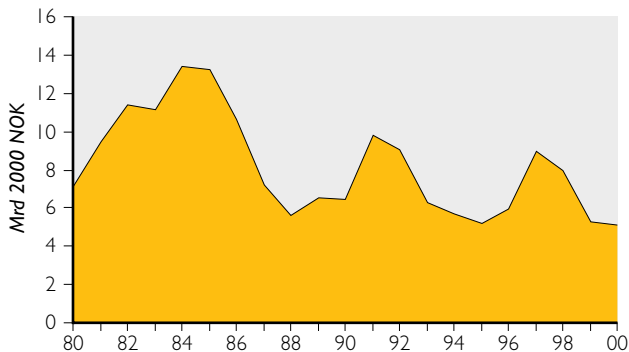
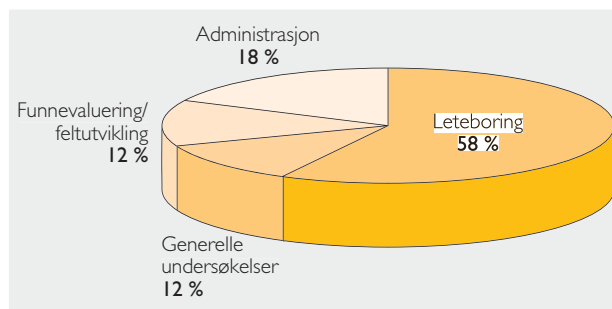


Fig. 1.9.7
Kostnader til lete- og planleggingsvirksomhet fra og med 1980



Norsk Hydro boret avgrensingsbrønnen 6305/8-1 på Ormen Langefunnet. Brønnen bekreftet et anslag på 400 milliarder Sm³ gass. Det ble også påvist en tynn oljesone i brønnen. Tilstedeværende ressurser i oljesonen er i størrelsesorden 1-7 millioner Sm³. En tynn oljekolonne på to - tre meters tykkelse over feltet vil trolig ikke være kommersielt utnyttbar, men oljefunnet er oppmuntrende med tanke på muligheten til å påvise olje på dypt vann i Norskehavet i framtiden.

Fig. 1.9.8
Letekostnader i 2000 fordelt på kostnadstyper



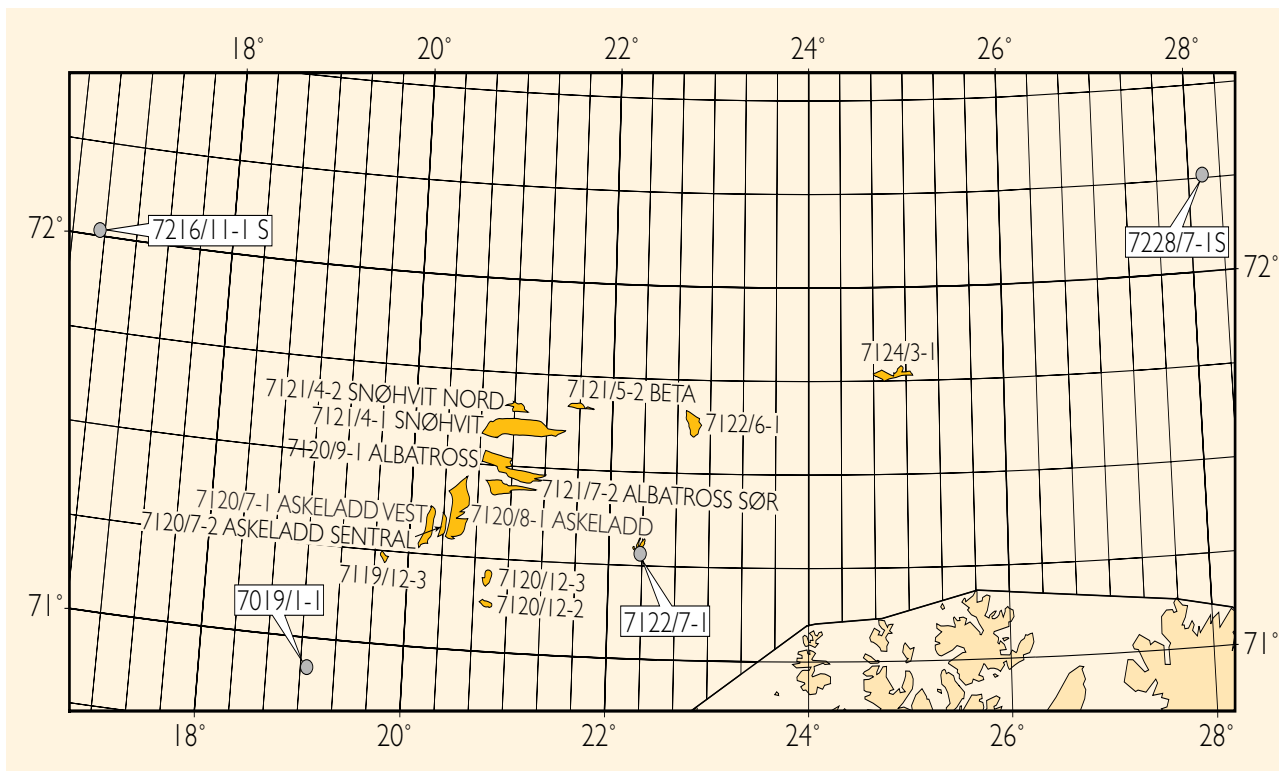
Barentshavet

Tre letebrønner, alle undersøkelsesbrønner, ble avsluttet i Barentshavet i 2000, se figur 1.9.6.

Letebrønn 7216/11-1 S ble boret innenfor utvinningstillatelse 221 i Sørvestsnagbassenget, for å lete etter hydrokarboner i sandsteiner av tertiær alder. Brønnen, som ble avsluttet i bergarter av paleocen (tidligtertiær) alder, var tørr.

Letebrønn 7019/1-1 ble boret innenfor utvinningstillatelsen 201 i Troms III -området, for å lete etter hydrokarboner i sandsteiner av mellomjura alder. Brønnen som ble

Fig. 1.9.6
Letebrønner boret i Barentshavet



avsluttet i bergarter av tidligjura alder, påviste gass i sandsteiner av mellomjura og tidligkritt alder. Produksjonstest som ble gjennomført viste at gassen inneholdt store mengder CO₂.

Letebrønn 7122/7-1 ble boret innenfor utvinningstillatelsen 229 i Hammerfestbassenget, for å lete etter hydrokarboner i sandsteiner av mellomjura alder. Brønnen, som ble avsluttet i bergarter av sentrias alder, påviste olje. Brønnen ble ikke produksjonstestet. Funnet åpner muligheter for å gjøre oljefunn i andre prospekter i området.

Letebrønn 7228/7-1 ble påbegynt i desember 2000 på Nordkappbassenget.

1.9.2 LETEKOSTNADER

I 2000 ble det påbegynt 24 letebrønner, mens antallet letebrønner i 1999 var 22. Av de 24 var 18 undersøkelses- og seks avgrensingsbrønner. Tilsvarende tall for 1999 var henholdsvis 15 og syv. I perioden 1966 - 2000 har antallet påbegynte undersøkelses- og avgrensingsbrønner vært henholdsvis 20 og åtte i gjennomsnitt.

Figur 1.9.7 viser utgiftene til lete- og planleggingsvirksomhet fra og med 1980. Utgiftene omfatter leteboring, generelle undersøkelser, funnevalueringer og administrasjon. Generelle undersøkelser omfatter blant annet innsamling av seismikk. Ifølge Oljedirektoratets innrapporterte tall beløper samlede letetekostnader i årene 1980 - 2000 seg til ca. 171 milliarder 2000-kroner.

Tabell 1.9.4 viser lete- og planleggingskostnadene for 2000 fordelt på ulike kostnadstyper. Beløpene er basert på data innrapportert fra operatørselskapene. De samme tallene ligger til grunn for figur 1.9.8 som viser den prosentvise fordelingen mellom utgiftene.

I 2000 utgjorde leteboring 58 prosent av de totale letetekostnadene, mens tilsvarende tall for 1999 er 57 prosent. Utgifter til generelle undersøkelser utgjorde 12 prosent i 2000 og 11 prosent i 1999.

Figur 1.9.9 viser gjennomsnittlige borekostnader per letebrønn, det vil si undersøkelses- og avgrensingsbrønner. For 2000 ble det boret for ca. 2,95 milliarder kroner, og kostnaden per brønn er beregnet til ca. 123 millioner kroner. Dette er en liten nedgang i forhold til 1999 da borekostnadene per brønn var ca. 135 millioner kroner. De totale borekostnadene har imidlertid vært tilnærmet konstante for årene 1999 og 2000.

Figur 1.9.10 viser gjennomsnittlig borekostnad per dag og per meter boret i årene 1980 - 2000.

Tabell 1.9.4
Lete- og planleggingskostnader

	Millioner kroner
Leteboring	2946
Generelle undersøkelser	607
Funnevalueringer	632
Administrasjon ¹⁾	911
Totalt	5096

¹⁾ Administrasjonskostnadene inkluderer arealavgift

Den geologiske tidssøylen

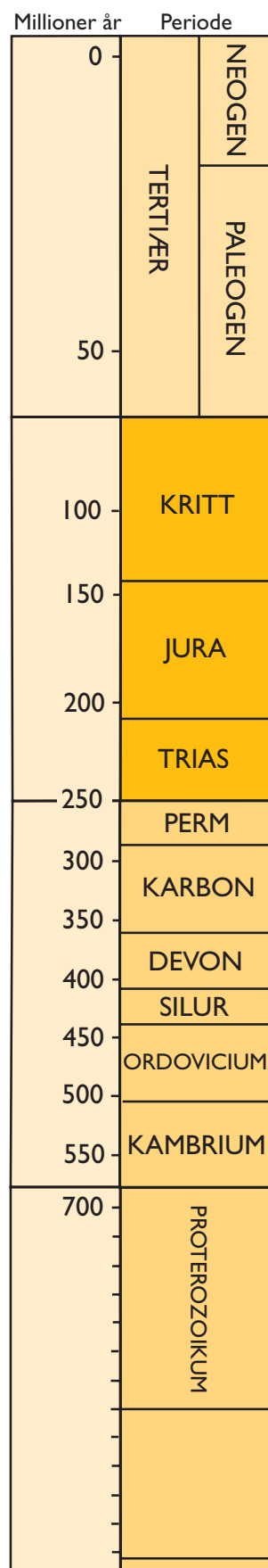


Fig. 1.9.9
Gjennomsnittlige borekostnader per letebrønn

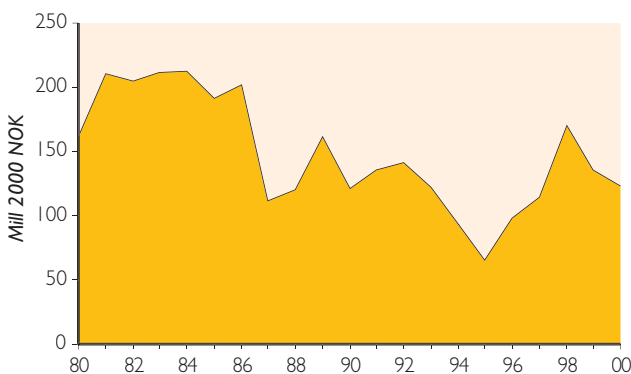
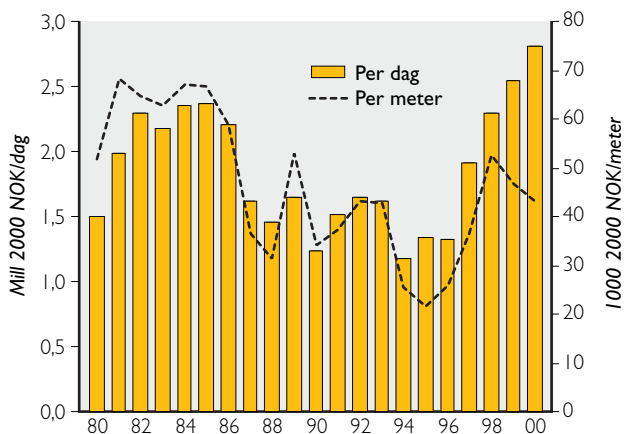


Fig. 1.9.10
Gjennomsnittlig borekostnad per dag og per meter boret i årene 1980-2000



1.10 UTBYGGING OG DRIFT

Årsberetningen har tidligere inneholdt detaljerte opplysninger om hvert enkelt felt. Årets utgave inneholder områdebeskrivelser. Faktaopplysninger finnes på vår hjemmeside: www.npd.no. Omtale av felt m.v. finnes også i Fakta 2001: www.oed.dep.no, utgitt av Olje- og energidepartementet

1.10.1 SØRLIGE NORDSJØ

Den sørlige Nordsjø, se figur 1.10.1, omfatter felt i Valhallområdet, Ekofiskområdet, Ula- Gydaområdet, Sleipnerområdet og Balderområdet. I tillegg kommer Ymefeltet som ligger på Egersundbanken.

Ula – Gydaområdet omfatter feltene Ula, Gyda, Gyda Sør og Tambar.

Ula er bygd ut med tre stålinnretninger for henholdsvis produksjon, boring og boligkvarter. Hovedreservoaret er i sandstein av jura alder og inneholder olje og gass. Oljen blir transportert i rørledning via Ekofisk til Teesside, mens gass og produsert vann blir reinjisert. Vanninjeksjon er hoveddrivmekanisme.

Utbyggingsløsningen på **Gydafeltet** består av en kombinert bore-, produksjons- og boliginnretning. Reservoaret består av øvre jura sandstein og vanninjeksjon er drivmekanisme. Oljen og gassen transporteres i rørledning til Ekofisk.

Gyda Sør er et oljefelt og blir produsert fra Gydafeltet via to langtrekkende brønner.

Plan for utbygging og drift av **Tambarfeltet** ble godkjent i 2000. Feltet har en enkel utbyggingsløsning som består av en ubemannet innretning med fjernstyring fra og prosessering på Ula.

Gassen fra Tambar vil benyttes til alternerende vann og gassinjeksjon i Ula, og vil dermed øke produksjonen og levetiden for Ula. Det er også vedtatt å bygge en gassrørledning mellom Ula og Gyda. Dette vil øke fleksibiliteten og gi ytterligere muligheter for gassinjeksjon i Ula-reservoaret samt gi eksportmulighet for den tilbakeproduserte gassen.

Olje- og energidepartementet har vedtatt en kraftig reduksjon av tariffen i oljerøret mellom Ula og Ekofisk for at verdiskapningen i størst mulig grad skal skje gjennom drift av felt.

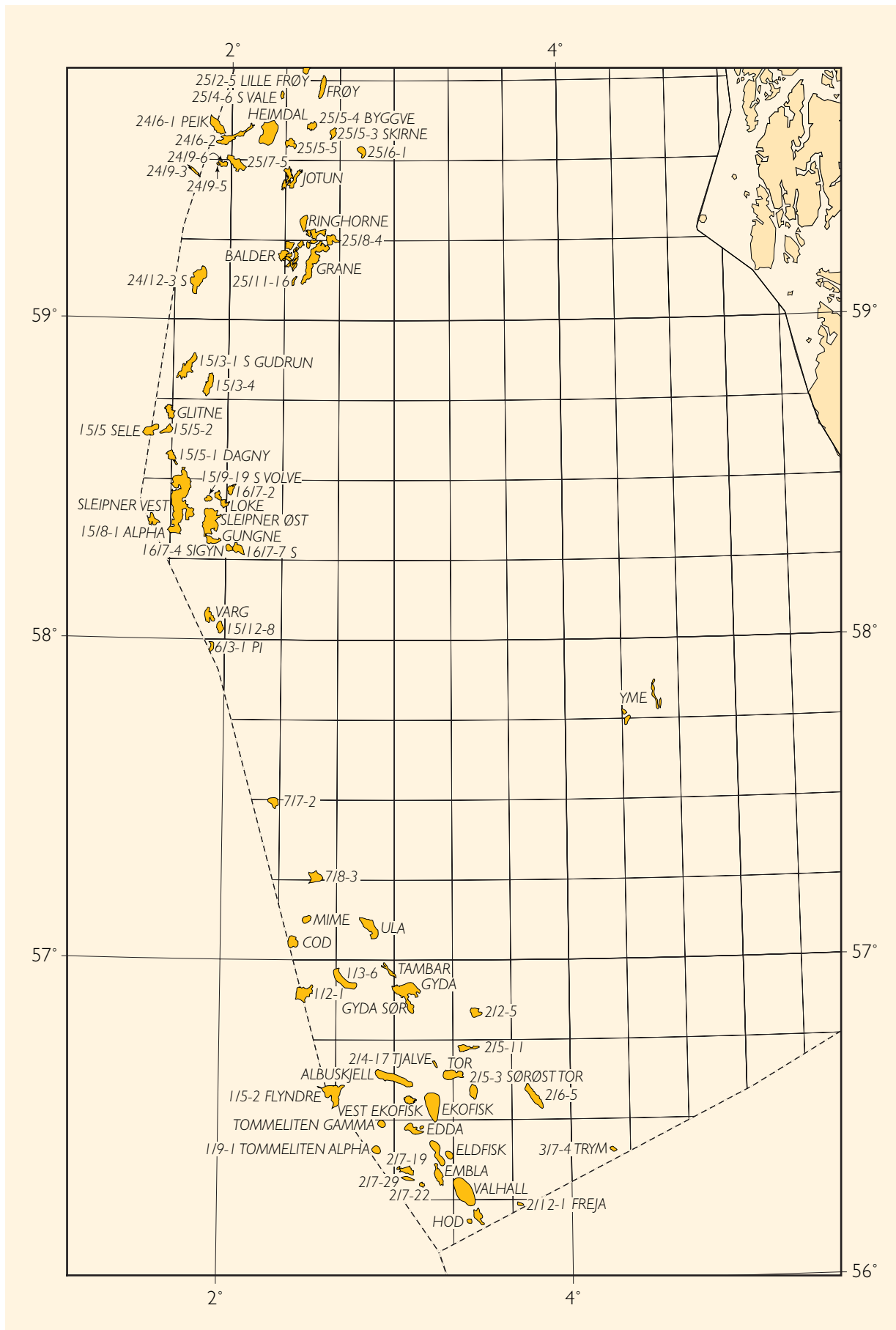
Ekofiskområdet omfatter feltene Ekofisk, Vest Ekofisk, Albuskjell, Tor, Eldfisk, Embla, Edda, og Cod som er operert av Phillips Petroleum Company Norway og Tommeliten Gamma som er operert av Statoil. Produksjonen fra området skjer i overveiende grad fra krittbergarter, men Embla produserer fra sandstein av devon og jura alder.

Produksjonen fra **Ekofisk** startet i 1971 og feltene **Cod**, **Tor** og **Vest Ekofisk** ble bygd ut og tilknyttet Ekofisksenteret i årene 1976 – 1978. Samtidig ble det lagt en oljerørledning til Teesside og en gassrørledning til Emden. I 1979 ble feltene **Albuskjell**, **Edda** og **Eldfisk** knyttet til Ekofisksenteret. Disse feltene har reservoar av tidligpaleocen og senkritt alder. Produksjonen fra **Embla** startet i 1993 fra bergarter av devon, perm og jura alder. Bortsett fra betongtanken er innretningene bygd med stålunderstell.

Ekofiskfeltet har vært i drift i snart 30 år og har en kombinasjon av gammel og ny infrastruktur. På grunn av innsynkning av havbunnen og aldrende innretninger ble utbygging av Ekofisk II besluttet i 1994. Utbyggingen omfattet en bore- og brønnhodeinnretning og en integrert prosess – og eksportinnretning. De nye innretningene ble satt i drift i august 1998 og Eldfisk, Tor og Embla ble knyttet til det nye senteret. Samtidig ble innretningene på Albuskjell, Cod, Edda og Vest Ekofisk stengt ned. Det samme ble Tommeliten Gamma.

I Ekofiskområdet er det satt i gang en studie for å øke produksjonen fra området. Innsynkningsraten på Ekofiskfeltet har avtatt slik at flere av de innretningene som er omhandlet i avslutningsplanen for Ekofisk I kan få forlenget levetid. Resultatet av studien kan bli at man øker boreaktiviteten samt foretar større modifikasjoner på innretningene i området for å øke prosesskapasiteten. I 2000 ble først vanninjeksjonen på Eldfisk, med eksport til Ekofisk, satt i gang, dernest ble gassinjeksjonen på Eldfisk startet opp. Innretningen som ble installert på Eldfisk i forbindelse med vanninjeksjonsprosjektet, var den første på norsk sokkel med generering av elektrisitet ved hjelp av overskuddsvarme. Phillips Petroleum Company Norway mottok Oljedirektoratets IOR-pris for år 2000 for arbeid utført på Ekofiskfeltet.

Figur 1.10.1
Felt og funn i sørlige Nordsjø



Valhallområdet omfatter feltene Valhall og Hod. Reservoarene består av krittbergarter av tidligpaleocen til senkritt alder. **Valhall** er bygd ut med bolig-, bore-, produksjons- og stigerørsinnretninger. Olje og NGL transporteres i rørledning til Ekofisksenteret for videre transport til Teesside. Gass transporteres i rørledning til Norpipe for videre transport til Emden.

Hodfeltet blir produsert ved trykkavlasting og er bygd ut med en enkel produksjonsinnretning som fjernstyres fra Valhallfeltet. Olje og gass blir transportert til Valhall.

I 2000 ble plan for utbygging og drift for vanninjeksjon i Valhall godkjent. Det ble også besluttet å legge en rørledning for gassløft mellom Valhall og Hod. Dette vil medføre økt produksjon og økt levetid for Hodfeltet. I forbindelse med vanninjeksjonsprosjektet ble det gitt forlengelse av utvinningstillatelsen til 2028 og produksjonsavgiften ble avvirket. Videre planer for Valhall inkluderer eventuelle brønnhodeinnretninger på flankene samt utskifting av prosessinnretning og boligkvarter på grunn av innsynkningen på feltet.

For **Yme** ble det i 2000 levert avslutningsplan, og kontraktene for de innleide innretningene ble sagt opp. For å holde produksjonen oppe, har det vært boret flere side-steg som opprinnelig ikke var planlagt for år 2000. Dette var et direkte resultat av høye oljepriser og har gitt noe ekstra utvinning og levetid. Produksjonen skjer fra sandstein av mellom- og senjura alder.

I tillegg til de produserende feltene er det en viss aktivitet på noen funn. Amerada Hess er operatør for 2/12-1 Freja, hvor det er igangsatt en studie som kan lede opp til plan for utbygging og drift i 2001. Den mest sannsynlige utbyggingsløsningen er en undervannsutbygging med prosessering på Valhall eller et dansk felt. 1/2-1-funnet vurderes bygd ut fra britisk side, og det pågår studier for å evaluere ressursfordeling og utbyggingsløsning. Innenfor Ekofiskområdet er det muligheter for at funn eller gjenstående ressurser i nedstengte felt kan bygges ut etterhvert som det blir ledig prosesseringskapasitet på Ekofisk.

Sleipnerområdet

Sleipnerfeltene omfatter Sleipner Øst, Sleipner Vest, Gungne og Loke, som alle er i drift.

Det er inngått avtaler om samordnet drift, injeksjon og salg for disse feltene. Gassen blir transportert i rørledning både til Zeebrugge i Belgia, gjennom Statpipe/Norpipe og gjennom Europipesystemet til Emden i Tyskland. En mindre mengde gass er solgt til Ekofisk. Kondensatet blir ilandført til Kårstø gjennom en 250 km lang rørledning fra Sleipner R til Kårstø.

Sleipner Øst inneholder gass og kondensat i Ty- og Huginformasjonene av henholdsvis tertiær og jura alder. Hovedreservoaret er i Tyformasjonen. Det er også påvist noe gass i de underliggende formasjonene av kritt og trias

alder. I 2000 er det boret en ny produksjons/injeksjonsbrønn i Tyreservoaret. Ny reservoarmodell viste at Huginreservoaret på Sleipner Øst var i kommunikasjon med reservoaret i Loke Trias. Det ble derfor søkt om å få innlemme Loke i Sleipner Øst.

Feltet er bygd ut med en integrert prosess-, bore- og boliginnretning med understell i betong (Sleipner A). I tillegg er det bygd en egen stigerørsinnretning (Sleipner R) med broforbindelse til Sleipner A. Det er installert en bunnramme for produksjon av den nordlige del av Sleipner Øst. Også **Loke** produseres via en egen bunnramme.

Det ble i 2000 innvilget fritak for plan for utbygging og drift for 15/9-20 S-funnet under Sleipner Øst. Funnet er planlagt utvunnet ved bruk av en eksisterende brønn.

Produksjonen fra **Gungne** foregår med en brønn fra Sleipner A. Boring av en ny produksjonsbrønn startet i 2000.

Sleipner Vest inneholder gass/kondensat, med underliggende oljesone i noen områder. Reservoaret er i Huginformasjonen av jura alder. Gass/kondensat utvinnes ved trykkavlastning og med trykkstøtte fra underliggende vannsone. Det har så langt ikke lyktes å finne en lønnsom måte å utvinne oljen på. Tørrgass som ikke trengs for å oppfylle salgsforpliktelser, injiseres i Sleipner Øst. Gassen i Sleipner Vest inneholder opp til ni volumprosent CO₂ som skilles ut fra øvrig gass og blir injisert i Utsiraformasjonen.

Første fase av utbyggingen av Sleipner Vest omfattet en brønnhodeinnretning, Sleipner B, og en innretning for prosessering og fjerning av CO₂, Sleipner T. Sleipner B er plassert på den sørlige delen av Sleipner Vest. Fra Sleipner B går brønnstrømmen til Sleipner T, som er i broforbindelse med Sleipner A. Det ble i 2000 besluttet å fjerne boreinnretningen West Epsilon fra Sleipner Vest og Sleipner B vil etter dette drives uten permanent bemanning.

I 2000 har det vært stor aktivitet med å planlegge neste fase av Sleipner Vest for å utvide kompresjonskapasiteten. Flere ulike løsninger ble vurdert og en endelig beslutning ventes tatt i 2001.

Varg inneholder olje i et sterkt forkastet sandsteinsreservoar av senjura alder. Utvinningsstrategien er basert på alternerende vann- og gassinjeksjon. Plan for utbygging og drift ble godkjent i mai 1996. Produksjonen startet i slutten av 1998 og injeksjon av vann og gass startet tidlig i 1999. Varg produseres med et innleid produksjonsskip tilknyttet en brønnhodeinnretning. Det ble sendt inn avslutningsplan for feltet i 2000. Letebrønn 15/12-12 ble påbegynt på et prospekt sør for Varg.

Glitne er et lite oljefelt som ligger nord for Sleipner. Plan for utbygging og drift ble godkjent i 2000 og forboringen av produksjonsbrønner startet mot slutten av året. Utbyggingsløsningen består av et produksjonsskip (Petrojarl 1). På grunn av feltets korte levetid, ble avslutningsplan levert sammen med plan for utbygging og drift.

15/5-1 Dagny er et gass- og kondensatfunn i bergarter av jura alder nord for Sleipner Vest. Mest aktuell utbyggingsløsning er havbunnsbrønner eller ubemannet brønnhodeinnretning koblet opp mot Sleipner A. En eventuell utbygging kan også inkludere 15/5-2 –funnet lenger nord.

15/9-19 S Volve er et oljefunn nord for Sleipner Øst. Det er påvist olje i bergarter av jura og trias alder. Bruk av produksjonsskip er en aktuell utbyggingsløsning.

16/7-4 Sigyn ligger ca. 12 km sørøst for Sleipner A. Hovedreservoaret ligger i Skagerrakformasjonen og inneholder gass/kondensat og lettolje. Det arbeides med en utbygging av funnet med havbunnskompletterte brønner som en satellitt til Sleipner A. I 2000 ble det utført studier med sikte på å legge fram en plan for utbygging og drift i 2001. Esso som operatør for Sigyn og Statoil som operatør av Sleipner A og rettighetshaverne i utvinningstillatelse 072 vil ha en felles gjennomføring av utbyggingsprosjektet.

Balderområdet omfatter feltene Balder, Ringhorne, Jotun og Grane. Balder og Jotun ble begge satt i produksjon i september 1999. Plan for utbygging og drift av Ringhorne og Grane ble begge godkjent av myndighetene i 2000.

Balder består av flere adskilte strukturer med sandstein i flere stratigrafiske nivå. Havbunnskompletterte brønner er knyttet opp til Balder-skipet der olje og gass prosesseres. Oljen eksporteres via tankskip. Feltet utvinnes ved naturlig vandriv og vanninjeksjon. Etter planen skal alt produsert vann reinjiseres. Produsert gass blir reinjisert i en brønn på feltet, men gjennom store deler av 2000 har kompressorproblemer på Balder-skipet ført til at mye av den produserte gassen er blitt brent. Vannkuttet fra brønnene har vært større enn antatt, og oljeproduksjonen vesentlig lavere.

Jotun består av tre strukturer og strekker seg mellom utvinningstillatelse 027 B og utvinningstillatelse 103. En avtale om samordning mellom de to utvinningstillatelsene ble inngått høsten 1997. Feltet utvinnes primært med naturlig vandriv, men har en vanninjeksjonsbrønn som trykkstøtte. Boring av produksjonsbrønner har pågått gjennom hele 2000, og første fase av boringen vil bli avsluttet i begynnelsen av 2001. Produksjonsraten fra Jotun har vært overraskende god, men vannkutt i brønnene er etter hvert blitt høyt. Oljen blir lastet på feltet og gassen eksporteres gjennom Statpipe.

Ringhorne omfatter flere strukturer i umiddelbar nærhet av Balder. Olje er påvist i sandstein av jura-, paleocen- og eocen alder. Plan for utbygging og drift ble godkjent av myndighetene i november 2000 etter at det var inngått produksjonsrettighetsavtaler med de omkringliggende utvinningstillatelsene 027 B og 169. Planlagt utbyggingsløsning er en brønnhodeinnretning og havbunnskompletterte brønner som knyttes til Balder-skipet. Separasjon er planlagt å foregå både på Ringhorne-

innretningen og på Balder. Feltet skal produseres ved vanninjeksjon og naturlig vandriv. Produksjon er planlagt å starte fra havbunnskompletterte brønner i 2001 og fra brønnhodeinnretningen i 2002. Den første produksjonsbrønnen ble påbegynt i 2000.

Grane inneholder relativt tung olje. Plan for utbygging og drift av forekomsten ble godkjent av myndighetene i 2000. Planen innebærer utbygging med en bemannet produksjonsinnretning med stålunderstell. Det skal videre legges rørledning fra Grane til Stureterminalen for eksport av olje, samt en rørledning fra Heimdal til Grane for transport av gass til injeksjon. Hoveddrivmekanismen for Grane vil være gassinjeksjon. Framdriftsplanen innebærer at produksjonen vil starte i 2003.

1.10.2 NORDLIGE NORDSJØ

Den nordlige del av Nordsjøen omfatter hovedområdene Frigg/ Heimdal, Oseberg, Troll, Sogn og Tampen, se figur 1.10.2.

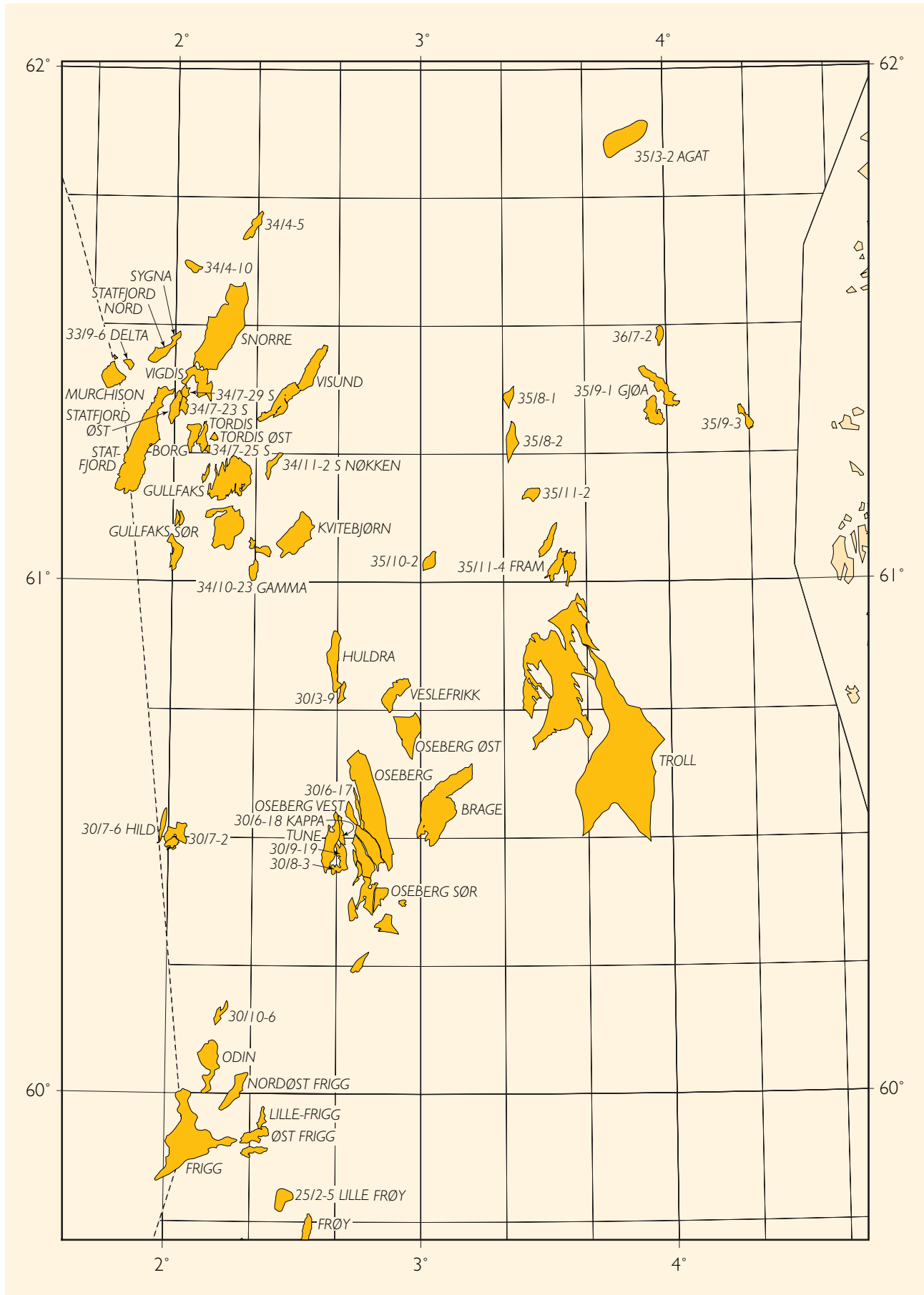
Frigg/Heimdalområdet

Frigg produserer gass fra Friggformasjonen som består av sandstein av eocen alder. Produksjonsbrønnene på CDP1 er permanent plugget. Brønnene på DP2 har redusert produksjonspotensial på grunn av vanninnslag i brønnene. Den videre utviklingen av produsert vannmengde vil være avgjørende for når feltet blir nedstengt. Etter planene vil produksjonen bli avsluttet i 2002. Feltet er bygd ut i tre faser. Fase I, som startet i 1977, består av en produksjons- og en behandlingsinnretning på britisk del av feltet samt en boliginnretning. Fase II startet i 1978 og består av en produksjons- og en behandlingsinnretning på norsk del av feltet. Fase III av utbyggingen kom i drift høsten 1981 og omfattet installasjon av tre turbindrevne kompressorer på TCP2. Transport av gass fra Alwyn North-feltet på britisk side foregår via Frigg. Gassen transporteres 355 km til St. Fergus i Skottland gjennom to rørledninger. Væsken transporteres i Frostpipe via Oseberg til Stureterminalen.

Frøy er bygd ut med en brønnhodeinnretning. Olje og gass overføres i separate rørledninger til Frigg for videre behandling og måling. Gassen transporteres videre til St. Fergus. Oljen transporteres i Frostpipe til Oseberg og derfra videre til oljeterminalen på Stura. Utvinningstrategi er basert på vanninjeksjon. Feltet produserer i dag fra to brønner. Planen er å produsere fram til våren 2001. Frøy har i dag lav produksjon og relativt høye driftskostnader.

Heimdal er bygd ut med en integrert stålinnretning med bore-, produksjons- og boligfunksjon. Leveransene av gass til Emden kom i gang i februar 1986. Gassrørledningen fra Heimdal er tilknyttet Statpipesystemet på stigerørsinnretningen Draupner. Kondensatet transporteres fra Heimdal til Brae i britisk sektor i en egen rørledning. Fra Brae-feltet går kondensatet til Cruden Bay i Skottland. Etter en ombyggingsfase er innretningen nå kommet i drift igjen.

Figur 1.10.2
Felt og funn i nordlige Nordsjø



Restreservene fra feltet produseres. Gassen fra Huldra vil bli prosessert på Heimdal fra høsten 2001. Gass fra Osebergfeltet transporteres nå over den nye stigerørsinnretningen på Heimdal.

Vale er planlagt bygd ut med en produksjonsbrønn boret fra en havbunnsinnretning og knyttet opp med rørledning til Heimdalinnretningen. Plan for utbygging og drift ble oversendt myndighetene i november 2000. Produksjonsstart for Vale er planlagt til desember 2001. Kondensat vil bli sendt gjennom Heimdal kondensatrør til Brae A, derfra videre i Forties-systemet til Storbritannia. Gassen vil bli sendt gjennom Statpipe/Norpipe til kontinentet.

25/5-3 Skirne og **25/5-4 Byggve** er to gassfunn øst for Heimdal. Plan for utbygging og drift er forventet i løpet av 2001. Funnene er planlagt bygd ut med en havbunnsinnretning knyttet opp til Heimdal.

Osebergområdet omfatter feltene Oseberg, Oseberg Vest, Oseberg Øst, Oseberg Sør, Brage, Veslefrikk, Huldra og Tune. Oseberg Sør ble satt i produksjon i 2000, Huldra og Tune vil etter planen få produksjonsstart i henholdsvis 2001 og 2002.

Oseberg er et oljefelt med gasskappe. Oljen utvinnes gjennom gassinjeksjon, vanninjeksjon og VAG. Injeksjonsgass er blitt importert fra Troll Øst (TOGI) og Oseberg Vest.

Oseberg feltcenter, med Oseberg A-, B- og D-innretningene, utgjør et knutepunkt og prosesseringssenter som de andre feltene er knyttet opp mot. Oseberg A er en prosess- og boliginnretning med betongunderstell, og Oseberg B er en bore- og vanninjeksjonsinnretning med stålunderstell. Oseberg D er bygd med stålunderstell og ivaretar tørrgassprosessering og gasseksport. Gasseksporten fra Oseberg startet 1.10.2000 gjennom en ny rørledning til Statpipesystemet via Heimdalinnretningen. Oljen fra feltcenteret blir transportert i rørledning til Stureterminalen. Den nordlige delen av Oseberg er bygd ut med Oseberg C-innretningen som har stålunderstell og er en produksjons-, bore- og boliginnretning (PDQ).

Oseberg Vest er et mindre satellittfelt til Oseberg som inneholder gass og olje. Feltet er bygd ut med to havbunnskomplettete brønner knyttet til hovedfeltet. All gass som produseres injiseres i Osebergfeltet.

Det er gjort tre andre mindre funn med olje og gass på Oseberg vestflanke, 30/9-19, 30/6-17 og 30/6-18. Det arbeides med planer for utbygging av disse.

Oseberg Øst er et oljefelt som utvinnes ved hjelp av vann- og alternerende vann- og gassinjeksjon. Feltet er bygd ut med en innretning med boligkvarter, boreutstyr og første-trinnsseparasjon av olje, vann og gass. Ferdigprosessering foregår på Oseberg feltcenter.

Oseberg Sørfeltet ble satt i produksjon i 2000. Det er et oljefelt som også inneholder noe gass og består av en rekke reservoarstrukturer. Sju av disse strukturene inngår i den godkjent utbyggingsplanen. Oljen utvinnes ved å benytte vanninjeksjon, gassinjeksjon og alternerende vann- og gassinjeksjon for trykkvedlikehold. Gassen blir reinjisert og eventuell gasseksport vil skje i en seinere fase. Feltet er bygd ut med en innretning med stålunderstell og anlegg for førstetrinnsseparering av olje og gass. Ferdigprosessering vil foregå på Oseberg feltcenter. Oljen vil bli transportert i Oseberg Transport System (OTS) til Stureterminalen. Noen av reservoarene skal produseres med brønner fra to bunnrammer som koples til produksjonsinnretningen med rørledninger. En del av den nordligste reservoarstrukturen kan nås med brønner fra Oseberg feltcenter og blir produsert derfra.

Tune er et gass/kondensatfelt som består av to hovedstrukturer: A- og B-strukturene. Gass/kondensat er påvist i A-strukturen. Plan for utbygging og drift ble godkjent i desember 1999. Feltet er planlagt utbygd i to faser. Tune bygges ut som en havbunnsutbygging med transport av brønnstrømmen til Oseberg. Feltet er gitt gassallokering basert på utbygging av A-strukturen.

Brage er et oljefelt med noe gass og utvinnes ved vanninjeksjon i Staffjordformasjonen, og vann- og alternerende vann- og gassinjeksjon i Fensfjordformasjonen. Produksjon fra Sognefjordformasjonen ble gjenoppstartet i 2000, etter å ha vært stengt ned i 1999 på grunn av høyt vannkutt og begrenset vannbehandlingskapasitet. Vanninjeksjonsrørene til Fensfjord ble skiftet ut i 2000 på grunn av omfattende korrosjon. Brage er bygd ut med en integrert produksjons-, bore- og boliginnretning med stålunderstell. Oljen transporteres i rørledning til Oseberg og videre til Stureterminalen gjennom Oseberg Transport System. En rørledning for gass er knyttet til Statpipe. Det ble i 2000 også boret en letebrønn på nordflanken av Brage, 31/4-11, som påviste olje og gass.

Veslefrikk er bygd ut med en flytende produksjonsinnretning og en boreinnretning med stålunderstell. Oljen går i rør til Stureterminalen. Gass transporteres via Statpipesystemet. Utvinningsstrategien er trykkstøtte ved vann-, tørrgass- og VAG-injeksjon. Etter 11 års produksjon er feltet nå i avtrappingsfasen, men feltet har til nå produsert større mengde enn det som var forutsatt i plan for utbygging og drift.

Huldra er et gassfunn som ble påvist i 1982 og plan for utbygging og drift for Huldra og plan for anlegg og drift for rørledningene er godkjent. Utbyggingskonseptet er basert på en ubemannet brønnhodeinnretning. Huldra har fått gassallokering og start av gassleveranser er planlagt til oktober 2001. Etter førstetrinnsseparering vil gass og kondensat bli transportert til henholdsvis Heimdal og Veslefrikk for ferdigprosessering. Forboring av brønner startet i 2000.

Trollområdet omfatter Troll fase I (gassutvinning fra Troll Øst), Troll fase II (oljeutvinning fra Troll Vest), TOGI og Sogn (det vil si funnene i Fram, Gjøa og utvinningstillatelse 248). Plan for utbygging og drift for Fram Vest ble levert myndighetene i desember 2000.

Trollfeltet omfatter både Troll Øst og Troll Vest og er samordnet. Både Troll Øst og Troll Vest inneholder store gassvolumer. I tillegg inneholder Troll Vest oljeprovins en oljekolonne på 22-26 meter under gasskappen, og Troll Vest gassprovins inneholder en oljekolonne på 11,5-14,5 meter under gasskappen.

Gassreservene i Troll Øst produseres fra Troll A, som er en fast brønnhodeinnretning med understell av betong. Gassen transporteres via to flerfaserørledninger til gassbehandlingsanlegget på Kollsnes. I landanlegget blir kondensatet skilt fra gassen og transportert gjennom rørledning til Stureterminalen. Herfra blir kondensat dels eksportert til markedet, dels sendt via rørledning til Mongstad for videre bearbeiding der. Tørrgassen blir komprimert og eksportert i rør til kontinentet. Kollsnesanlegget har en eksportkapasitet på 100 millioner Sm³ gass per dag.

Oljereservene i Troll Vest oljeprovins og gassprovins produseres via Troll B og Troll C. Oljesonene produseres ved horisontale brønner som blir boret fra havbunnsrammer koblet opp til Troll B og C. Det er fattet vedtak om totalt 17 brønnklynger som hver består av en eller to bunnrammer. Plan for utbygging og drift for den sist vedtatte bunnrammen, betegnet P2 bunnrammen, ble godkjent i 2000. I løpet av året ble det i tillegg fattet vedtak om en rekke nye horisontale brønner, slik at oljereservene for feltet i løpet av 2000 økte fra 195 mill Sm³ til 211 mill Sm³. Oljen fra Troll B, som er en flytende betonginnretning, transporteres gjennom Troll Oljerør I til Mongstad. Oljen fra Troll C, som er en flytende stålinnretning, transporteres også til Mongstad, gjennom Troll Oljerør II. Gass som produseres sammen med oljen blir dels reinjisert, dels transportert via Troll A til Kollsnes.

Havbunnsystemet Troll Oseberg Gass Injeksjon, **TOGI**, styres fra Oseberg feltcenter og produserer gass fra Troll Øst for injeksjon i Osebergfeltet.

Sognområdet ligger nord for Troll og består av funnene i utvinningstillatelse 090 (35/11-4 Fram), utvinningstillatelse 153 (35/9-1 Gjøa) og utvinningstillatelse 248. Plan for utbygging og drift for oljefunnet Fram Vest ble i desember 2000 levert myndighetene og omfatter hovedstrukturen i utvinningstillatelse 090. Fram Vest er planlagt som en undervannsutbygging tilknyttet Troll C, med gassinjeksjon som drivmekanisme. De resterende reservene i Fram planlegges tilkoplede Troll C etter hvert som det blir ledig prosesseringskapasitet. Det ble i 2000 besluttet å bore en ny letebrønn i utvinningstillatelse 153. Resultatene fra brønnen vil være avgjørende de videre utbyggingsplanene for Gjøa. En teknisk studie i 2000 konkluderte med at gassreservene i utvinningstillatelse 248

ikke lar seg fase inn til Visund. Tilknytning til Kvitebjørn eller Troll vurderes.

Tampenområdet ligger i den nordvestlige delen av Nordsjøen, og består av en rekke store oljefelt som har vært i drift over en lang periode. Dette er Statfjord, Snorre, Gullfaks og Visund. Flere mindre felt er knyttet til hovedfeltene og bidrar til utnyttelse av prosesskapasiteten i området. Det er også flere funn som vil bli bygd ut de nærmeste årene, i tillegg til mulige ressurser i mindre uborede strukturer mellom feltene. Felles for feltene er at reservoarene består av sandstein av jura eller trias alder.

Ni integrerte bolig-, bore- og prosessinnretninger er i drift på Tampen, i tillegg er to under bygging. 32 havbunnsrammer er knyttet til de ulike innretningene med rørledninger. Innretningene på Tampen utgjør den største konsentrasjonen av infrastruktur på norsk sokkel. Mengdene av gjenværende olje og gass i reservoarene i området vil kunne opprettholde produksjon i 20 år. Samordning og effektivisering av infrastrukturen vil være en spesiell utfordring framover. Levetiden for de eldste innretningene er begrenset, samtidig som disse i dag er knutepunkt for prosessering og for transport ut av området. En omstrukturering av eierforholdene i Tampenområdet er for tiden under vurdering.

Statfjordområdet har følgende fem felt i produksjon; Statfjord, Statfjord Øst, Statfjord Nord, Sygna og Murchison.

Statfjordområdet er nå i en avtrappingsfase. En av utfordringene fremover blir å få produsert de gjenværende reservene i feltene. Utstrakt bruk av gassinjeksjon på hovedfeltet og kontinuerlig boring av nye brønner vil være et viktig virkemiddel for å øke utvinningen. Statfjordfeltet inneholder også mye gass etter mange års gassinjeksjon. Det vurderes for tiden hvordan og når denne gassen skal produseres.

Statfjordfeltet er bygd ut med tre fullt integrerte innretninger med understell og lagerceller av betong. De tre satellittfeltene Statfjord Øst, Statfjord Nord og Sygna er bygd ut med havbunnsinnretninger som er koblet til Statfjord C-innretningen. Produksjon fra satellittfeltene bidrar til en god utnyttelse av prosessanlegget på Statfjord C. Stabilisert olje lagres i lagerceller på hver innretning, og lastning av olje foregår via ett av de tre oljelastesystemene på feltet. Mye av den produserte gassen blir injisert på hovedfeltet for å bedre utvinningen. Resten av gassen blir transportert gjennom Statpipe-rørledningen til Emden, mens NGL tas ut på Kårstø.

Nordflanken på Statfjordfeltet ble bygd ut med havbunnsinnretninger tilknyttet Statfjord C, og ble satt i produksjon i 1999. Produksjonen fra Nordflanken har imidlertid vært skuffende på grunn av liten produktivitet og høy vannproduksjon. Reserveanslaget for Nordflanken er derfor blitt drastisk nedjustert.

Sygna kom i produksjon i august 2000 med to produksjonsbrønner og en vanninjektor. Brønnstrømmen sendes til Statfjord C for prosessering og utskipping.

Murchisonfeltet er et britisk felt som strekker seg over grensen til norsk sokkel. Produsert olje sendes i rørledning til Shetland. Produksjonsnivået blir opprettholdt gjennom vanninjeksjon og høy boreaktivitet. For å forlenge feltets levetid ytterligere, vurderes utbygging av flere mindre funn i området.

Snorreområdet har følgende fem felt i produksjon; Snorre, Vigdis, Tordis, Tordis Øst og Borg.

Den sørlige delen av **Snorrefeltet** er bygd ut med en flytende strekkstagninnetning i stål og en havbunnsramme. Den nordlige delen av Snorrefeltet er under utbygging og vil bli satt i produksjon i løpet av sommeren 2001. Innretningen på Snorre Nord er en halvt nedsenkbar produksjonsinnretning i stål. Oljen fra Snorre blir transportert til Statfjordfeltet for sluttprosessering. Det meste av gassen på Snorre blir injisert tilbake i reservoaret for å øke oljeutvinningen fra feltet.

Reservoaret på Snorre har en kompleks oppbygging med varierende egenskaper og mange strømningsbarrierer. Det er igangsatt flere tiltak for å øke oljeutvinningen på feltet. Utstrakt bruk av VAG-injeksjon (vann-alternerende-gass-injeksjon) har bidratt til økt oljeutvinning. I tillegg er det gjennomført et storskala pilotprosjekt med skum-injeksjon har gitt lovende resultater. Det blir planlagt økt bruk av denne metoden på Snorre.

Vigdis- og Tordisfeltene samt **Tordis Øst** og **Borg** er bygd ut med havbunnsinnretninger. Vigdis er tilkopledd Snorre TLP, mens Tordis er tilkoblet Gullfaks C. Tordis Øst og Borg er begge tilkoblet den sentrale manifolden på Tordis. I Vigdis- og Tordisområdet er det flere små funn og prospekter som kan bli bygd ut i løpet av de neste årene. Disse vil sannsynligvis bli utbygd ved bruk av eksisterende bunnrammer eller ved installasjon av nye bunnrammer tilkoblet de eksisterende innretningene. Dette vil bidra til fortsatt høy oljeproduksjon fra området i tiden fremover.

Gullfaksområdet

Innretningene på Gullfaks utgjør en viktig del av infrastrukturen i Tampenområdet. I tillegg til behandling av oljen fra Gullfaks, blir innretningene benyttet ved produksjon fra Tordis, Tordis Øst, Borg, Vigdis, Visund og Gullfaks Sør.

Også andre forekomster i Tampenområdet kan bli aktuelle for utbygging med tilknytning til Gullfaksinnretningene.

Gullfaks er bygd ut med tre innretninger av Condeep-type med understell av betong og dekkramme av stål. Alle er fullt integrerte prosess-, bore- og boliginnretninger, men Gullfaks B har et forenklet prosessanlegg med bare første-trinnsseparasjon. Gullfaks A og C er de siste årene bygd om for å ta imot og behandle olje og gass fra Gullfaks Sør.

Produksjonen fra Gullfaks er i avtrappingsfasen og over 80 prosent av reservene er utvunnet. Utvinningen foregår ved hjelp av injeksjon av vann og gass. Utvinningsgraden på Gullfaks forventes å komme opp i 55 prosent med nåværende planer. Det er i tillegg påvist et betydelig potensial for økt utvinning fra Gullfaks, dels ved å finne og drenere lommer med gjenværende olje i vannflømmede områder.

Gullfaks Sør består av tre forekomster; Gullfaks Sør, Rimfaks og Gullveig, som alle er bygd ut med havbunnsrammer knyttet til Gullfaks A og C. I fase I blir all produsert gass injisert tilbake i Rimfaks og Gullfaks Sør. Fase II starter i 2001 og omfatter eksport av gass fra Gullfaks Sørforekomsten gjennom ny rørledning til Statpipe.

Produksjonen fra Gullfaks Sørforekomsten har så langt vist en skuffende utvikling. Reservoaret har vist seg å være strukturelt langt mer komplekst enn tidligere antatt og det er foretatt en kraftig nedskrivning av oljereservene i fase I. En av Gullfaks Sør-brønnene blir boret fra Gullfaks A og representerer den lengste brønnbanen boret hittil av Statoil som operatør.

Visundområdet

Visund ligger nordøst for Gullfaks og inneholder olje og gass i flere skråstilte forkastningsblokker. Utbyggingsløsningen omfatter en halvt nedsenkbar integrert bolig-, bore- og prosessinnretning i stål, og oljen transporteres i rør til Gullfaks A for lagring og utskipping. I tillegg bygges den nordlige delen av Visund ut med en havbunnsløsning. Feltet utvinnes ved hjelp av vanninjeksjon og gassinjeksjon. Inntil en avtale om gassalg foreligger, blir all produsert gass reinjisert i reservoaret.

Kvitebjørnområdet

Kvitebjørn er et gassfelt med høyt trykk og høy temperatur. Plan for utbygging og drift av Kvitebjørn ble oversendt til myndighetene i desember 1999 og ble godkjent av Stortinget i juni 2000. Gassleveransene fra Kvitebjørn skal starte i 2004.

Kvitebjørn skal bygges ut med en integrert, bunnfast produksjonsinnretning. Gassen vil bli transportert i en rørledning til Kollsnes, mens kondensatet vil bli transportert i en rørledning som koples til Troll Oljerør II for videre transport til Mongstad. Muligheten for å benytte Kvitebjørns kondensatrørledning også til transport av olje fra Gullfaks blir vurdert.

34/10-23 Gamma er et funn som ligger vest for Kvitebjørn. Det er boret fire letebrønner og tre av disse har påvist gass. Det foreligger ingen utbyggingsplaner for dette funnet, men Kvitebjørninnretningen vil være i stand til å håndtere en eventuell framtidig gassproduksjon fra 34/10-23 Gamma.

1.10.3 NORSKEHAVET

Det er fem felt i produksjon i området: Njord, Draugen, Åsgard, Heidrun, og Norne, se figur 1.10.3.

Disse står for ca. ¼ av norsk oljeproduksjon.

Norskehavet Sør

6406/2-3 Kristin er et gass/kondensat funn som ligger sørvest av Åsgard. For Kristin er det søkt om gassallokering. Plan for utbygging og drift planlegges levert myndighetene juni 2001 med planlagt produksjonsstart i 2005.

6406/2-3 Kristin er tenkt brukt som et feltcenter ved utbygging av andre funn og prospekter i området. Resultat fra letebrønner i 2001 kan påvirke valg av utbyggingsløsning, halvt nedsenkbar innretning med full prosessering eller undervannsutbygging mot Åsgard.

6407/6-3 Mikkell er et gass/kondensat funn som ligger mellom Åsgard i nord og Draugen i sør.

Funnet fikk tildelt gassallokering utenom ordinær runde i oktober med planlagt gassalg i oktober 2003. Sannsynlig utbyggingsløsning vil være undervannsutbygging knyttet opp til Åsgard eller Draugen. I tillegg til gass og kondensat er det også en mulighet for å utvinne olje fra en tynn oljesone. Innsendelse av plan for utbygging og drift er planlagt til mai 2001.

6407/1-2 Tyrihans Sør og **6407/1-3 Tyrihans Nord** og **6406/3-2 Trestakk** er andre funn der mest aktuell utbyggingsløsning er undervanns tilknytning mot Åsgard.

Åsgardfeltet består av tre forekomster: Smørbukk, Smørbukk Sør og Midgard, som produseres via undervannsbrønner til to flytende prosesseringsanlegg Åsgard A og Åsgard B. Gassrørledningen Åsgard Transport og lagerkipet Åsgard C er knyttet opp til Åsgard B-innretningen.

Oljeproduksjonen fra Åsgard A kom i gang våren 1999. Produksjonen har vært preget av tekniske problemer på Åsgard A, noe som har medført lavere oljeproduksjon enn det som var forventet. Gasseksport fra Åsgard B og gasseksport gjennom Åsgard Transport til Kårstø ble startet i oktober 2000. Problemer med prosessanlegget på Åsgard B førte til at man ikke klarte å produsere nok gass med god nok regularitet. Gasseksportforpliktelsene har blitt oppfylt ved hjelp av produksjonsstøtte fra Troll, Oseberg og Gullfaks Sør. Smørbukkbrønnene inn til Åsgard B ble ikke åpnet for produksjon i 2000, og dette har medført lavere væskeproduksjonen fra Åsgard B enn det som var forventet. Med unntak av boreprogrammet forventes Åsgard-utbyggingen å være ferdigstilt i løpet av første kvartal 2001.

På **Njordfeltet** ble det i løpet av året boret to produksjonsbrønner til Nordområdet, og disse bidro til at produksjonen på feltet ble høyere enn forventet. Inkludering av disse reservene var viktig, da reserveanslagene for resten av feltet ble betydelig nedjustert. Produksjonen forventes å gå av platå tidlig i 2001. Forskjellige tiltak for å øke utvinningen er under vurdering, blant annet gassinjeksjon i Nordområdet og nye brønner eller sideboringer. Det arbeides også med å påvise nye funn, og hittil er det

boret en undersøkelsesbrønn på Nordvestflanken. Flere prospekter finnes i dette området. Første boreperiode er avsluttet, og boringen skal starte opp igjen i 2002.

Gasseksport via Åsgard Transport startet i november, noen uker forsinket. Injeksjon av gass i Husmusstrukturen ble dermed avsluttet.

Tidlig på året oppsto det brudd i rørledningen til den nordlige vanninjeksjonsrammen, noe som medførte redusert trykkstøtte i nordlig del av reservoaret. Feilen ble imidlertid reparert såpass raskt at det hadde liten innvirkning på produksjonen.

To forekomster med tilleggsressurser planlegges utbygd på **Draugen**. Det ene er Garn Vest, der det vil bli boret to produksjonsbrønner fra en ny havbunnsramme som tilknyttes produksjonsinnretningen på Draugen. Produksjonen herfra er planlagt å starte høsten 2001. Den andre forekomsten er Rogn Sør, der det allerede finnes en produksjonsbrønn som ikke utvinner forekomsten optimalt. Videre utbygging vil omfatte to produksjonsbrønner fra en undervannsinnetning med tilknytning til hovedinnretningen på Draugen via Garn Vest. Prosjektet forventes å bli godkjent våren 2001, med produksjonsstart i 2003.

Det forventes at oljeproduksjonen vil gå av platå i 2003 og at mengden av produsert vann vil øke betydelig i perioden 2002 – 2007. Oppgradering av behandlingsanlegget for produsert vann er godkjent av rettighetshaverne og vil bli installert høsten 2001.

Norskehavet Nord og dypvannsområder

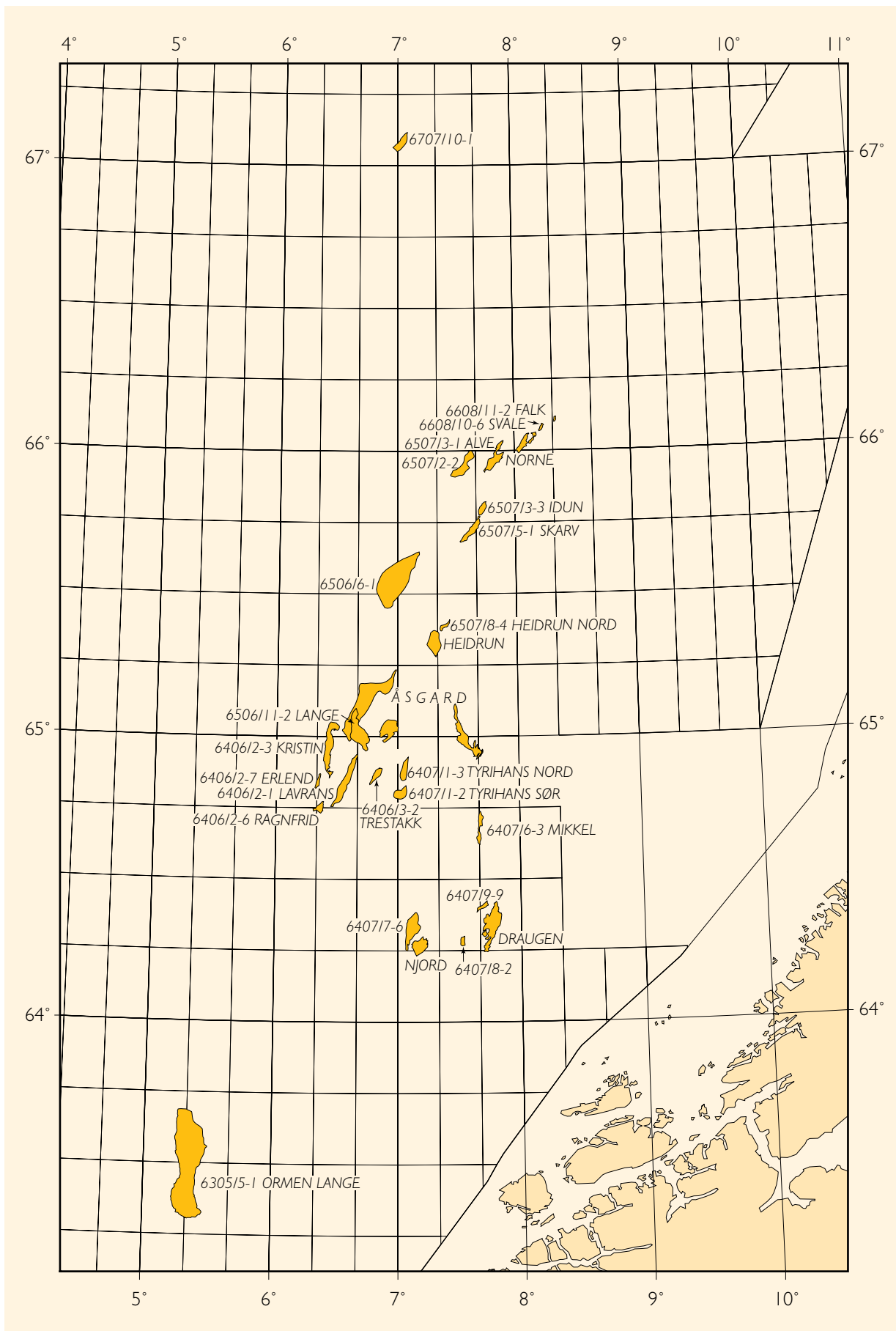
I området mellom Norne og Heidrun er det gjort flere funn som omfatter 6507/2-2 Lysing og 6506/11-2 Lange, 6507/3-1 Alve, 6507/3-3 Idun, 6507/5-1 Skarv, 6507/5-1 Gråsel og 6507/5-3 Snadd. Det er også gjort et lite funn like nordvest for Heidrun i brønn 6507/7-13. Boring pågår ved årsskiftet. Rettighetshaverne vurderer utbygging av funnene enkeltvis og/eller samordnet ved bruk av eksisterende infrastruktur i området. Gassrørledningene fra Norne og Heidrun til Åsgard Transport har mulighet for tilkøpling av gassrørledning fra tredje part.

Dersom planlagt avgrensingsbrønn på 6507/5-1 Skarv våren 2001 påviser tilstrekkelige ressurser i strukturen, kan det bli aktuelt å etablere eget feltcenter på 6507/5-1 Skarv. Alternativ utbyggingsløsning er undervannsutbygging knyttet opp til Heidrun. For 6507/5-1 Skarv er det søkt om gassallokering

6608/10-6 Svale- og 6608/11-2 Falkfunnene nordøst for Nornefeltet planlegges bygd ut med undervannsanlegg som tilknyttes Norneskipet henholdsvis i 2003 og 2005. Plan for utbygging og drift for Svale er planlagt levert myndighetene høsten 2001. Norneskipet har også potensial til å fase inn nye funn.

Det er gjort flere andre store gassfunn i Norskehavet som 6305/5-1 Ormen Lange og 6506/6-1-funnet. Utbygging av disse funnene forutsetter et større marked for gass, samt utbygging av ny infrastruktur for gasstransport. På Ormen Langefunnet ble en avgrensingsbrønn boret i 2000, og en ny avgrensingsbrønn er planlagt i 2001. Plan

Figur I.10.3
Felt og funn i Norskehavet



for utbygging og drift kan bli innlevert i 2002. Utbyggingen av Ormen Lange vil bli den første virkelige dypvanns-utbyggingen på norsk sokkel.

Oljen på **Nornefeltet** er påvist i sandsteiner av tidlig- og mellomjura alder. Oljeproduksjonen fra Nordøst-segmentet startet opp i juni 2000. Mot slutten av året produserte feltet opp mot platå. Platåproduksjonen er avhengig av at reservoartrykket opprettholdes ved hjelp av vann- og gassinjeksjon.

Et pilotprosjekt for vurdering av økt oljeproduksjon ved injeksjon av bakterier og kjemikalier (AMIOR) i reservoaret var vellykket. Fullfelt injeksjon planlegges iverksatt. Oljeproduksjonen på Nornefeltet ventes å gå av platå i 2003. For å kunne opprettholde platåproduksjonen lengst mulig, har operatøren også intensivert arbeidet med å påvise og fase inn nye funn i området.

Nornefeltet har en gasskappe som ligger i sandsteiner av mellomjura alder. Norne gasseksport kom ikke i gang i oktober 2000 som planlagt på grunn av tekniske problemer. Det er ventet at gasseksporten fra feltet, som vil skje via rørledningene til Åsgard Transport og videre til Kårstø, vil være i drift i løpet av første kvartal 2001.

Produksjonen på **Heidrunfeltet** ligger noe lavere enn forventet platå, og er begrenset av gassbehandlingskapasiteten på grunn av gassgjennombrudd i flere brønner.

I 2000 ble utbyggingen av Heidrun Nordflanke ferdigstilt. Den består av tre havbunnsrammer, to for produksjon og en for injeksjon. Havbunnsrammene er knyttet opp mot Heidrun TLP. Inkludert i denne utbyggingen er Heidrun Nordfunnet som fra 1.1.2000 har blitt samordnet med Heidrunfeltet. Heidrun Nord plan for utbygging og drift ble godkjent i mai 2000.

Gasseksporten til Tjeldbergodden gjennom Haltenpipe går som normalt. Heidrunfeltet har fått gassallokering via Åsgard Transport fra 1.10.2000, men grunnet tekniske problemer med leggingen av gassrøret til Åsgard Transport, vil ikke gasseksporten starte opp før i første kvartal 2001.

Det forventes fortsatt betydelig leteaktivitet nær Heidrun de kommende årene.

1.10.4 BARENTSHAVET

I Barentshavet er de fleste funn gjort i området omkring Snøhvit, se figur 1.10.4.

Snøhvitområdet består av utvinningstillatelsene 064, 077, 078, 097, 099, 100 og 110. De største funnene i Snøhvitområdet omfatter funnene 7121/4-1 Snøhvit, 7120/8-1 Askeladd og 7120/9-1 Albatross. En samordningsavtale mellom rettighetshaverne i nevnte utvinningstillatelser ble godkjent av myndighetene i juli 2000.

Det planlagte Snøhvitprosjektet innebærer en utbygging av de tre funnene 7121/4-1 Snøhvit, 7120/8-1 Askeladd og 7120/9-1 Albatross.

Operatørens planlagte utbyggingsløsning er basert på havbunnsinnretninger hvor gass og kondensat sendes i flerfaserørledning til Melkøya like utenfor Hammerfest. På Melkøya vil gassen bli prosessert og konvertert til flytende form (LNG), og sendt til markedet i spesialbygde skip.

Oppstart av gassproduksjonen er planlagt til 2006. Produksjonen fra Snøhvit og Askeladd vil være samtidig, mens Albatross fases inn senere. I tillegg planlegges boret en injeksjonsbrønn i Snøhvitområdet for deponering av CO₂.

Det er også påvist betydelige oljeressurser i Snøhvitfunnet og det arbeides videre med utbyggingsløsninger som kan ivareta kravet om en lønnsom og fleksibel utnyttelse av disse. Der er vurdert en samordnet utbygging av oljen i Snøhvit og 7122/7-1-funnet.

Utbyggingen av Snøhvitprosjektet vil være første trinn i utviklingen av Hammerfestbassenget. Etablering av infrastruktur i området vil i stor grad påvirke eventuelle fremtidige utbygginger i området.

Rettighetshaverne arbeider med å framlegge plan for utbygging og drift til sommeren 2001.

1.10.5 UTVINNINGSBORING

Det er siden 1973 påbegynt 1 828 utvinningsbrønner på den norske kontinentalsokkelen, 1 678 av disse er i Nordsjøen og 150 i Norskehavet. 1 329 er produksjonsbrønner, 316 injiserer vann, gass eller annet medium og 183 er observasjonsbrønner. Brønnene er boret fra 168 faste innretninger.

Det var 19 utvinningsbrønner under boring per 31.12.2000. Figur 1.10.5 viser utvinningsbrønner påbegynt per år i tidsrommet 1973-2000.

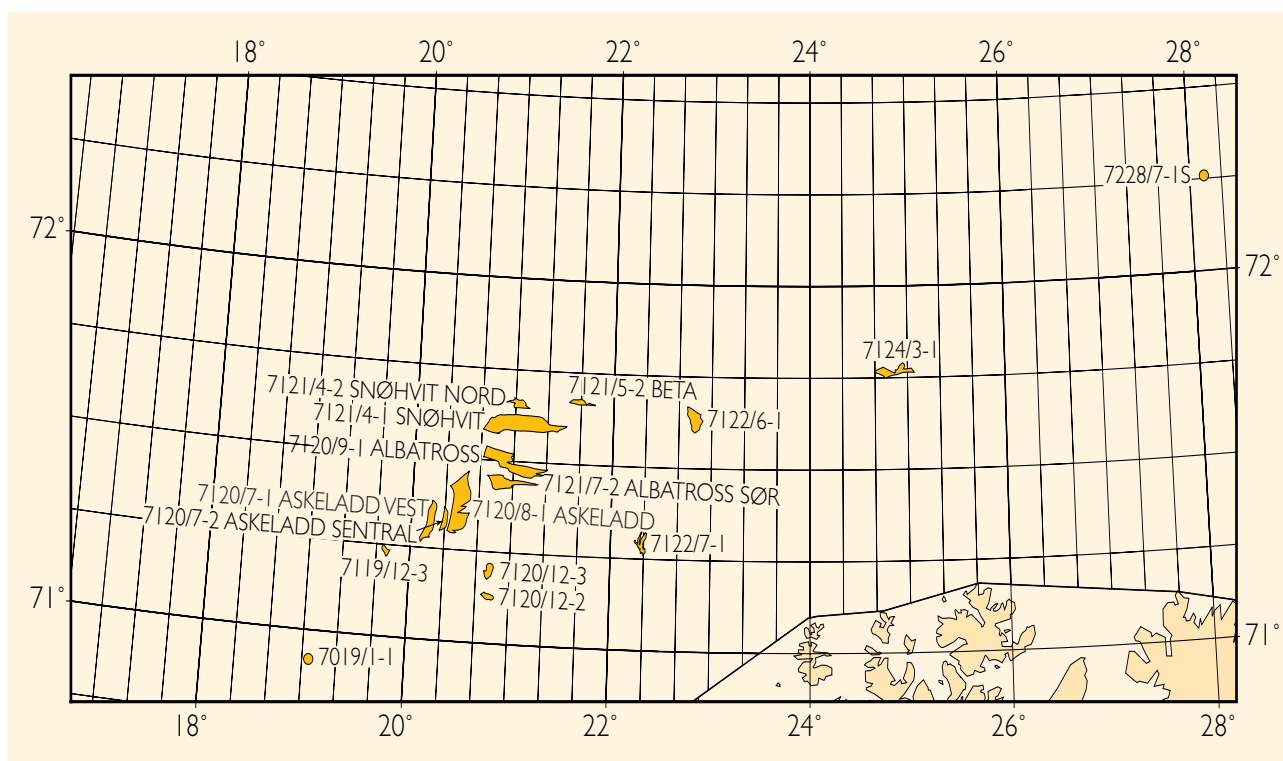
Det produseres/injiseres per 31.12.2000 fra 105 innretninger fordelt på 55 felt. I 2000 er det påbegynt 176 utvinningsbrønner på 32 felt, 140 i Nordsjøen og 36 i Norskehavet. 93 av brønnene - det vil si 53 prosent - er boret fra 20 forskjellige flyttbare innretninger. Antall havbunnskompletterte brønner har vist en kraftig økning de ni siste årene. Særlig merkbar har økningen vært fra 1995 til 2000, da antall brønner gikk opp fra 25 til 87. Dette tilsvarer en økning av havbunnskompletterte brønner boret per år fra syv prosent i 1992 til 49 prosent i 2000.

1.10.6 AVSLUTNINGSPLANER

I henhold til petroleumsloven skal rettighetshaverne levere en avslutningsplan to til fem år før en utvinnings-tillatelse eller en tillatelse til anlegg og drift utløper eller oppgis, eller bruken av en innretning endelig opphører. En slik plan består av en disponeringsdel og en konsekvens-utredningsdel. På bakgrunn av planen fatter myndighetene vedtak om disponering.

I 2000 ble det lagt fram en Stortingsproposisjon som omhandler disponering av rørledninger. Generelt kan det gis tillatelse til at rørledninger og kabler etterlates under forutsetning av at de ikke er til ulempe eller utgjør en sikkerhetsrisiko for bunnfiske, sammenholdt med kostnadene ved nedgraving, tildekking eller fjerning. Det innebærer at rørledninger og kabler kan etterlates når det ikke drives slikt fiske av betydning, eller når de etterlates forsvarlig nedgravd eller tildekket. Det er en forutsetning at rørledningene og kablene er rensert for stoffer som kan medføre skader på livet i havet.

Figur I.10.4
Funn i Barentshavet



Oljedirektoratet bistår Olje- og energidepartementet med å utforme en veiledning til avslutningsplan. For øvrig bidrar Oljedirektoratet med vurderinger knyttet til avslutningsplanene for de enkelte felt. I 2000 ble flere avslutningsplaner behandlet; Ekofisk I, 2/4-G, Frøy, Yme og Varg. Videre ble en oppdatert plan for Tommeliten Gamma og en felles utbyggings- og avslutningsplan for Glitne vurdert. Avslutningsplanen for Ekofisk er den klart mest omfattende av disse.

Ekofisk I

Avslutningsplanen for innretninger i Ekofiskområdet omfatter de eldre innretningene på Ekofiskfeltet som var forventet å bli overflødige ved overgangen fra Ekofisk I til Ekofisk II i 1998, samt innretninger på uteliggende felt og øvrige innretninger som er stengt ned. De uteliggende feltene er Albuskjell, Cod, Edda og Vest Ekofisk. Videre inngår to pumpeinnretninger, 36/22-A og 37/4-A på britisk sokkel. I alt omfatter planen 15 større innretninger og 235 km med rørledninger. Phillips Petroleum Company Norway er operatør for samtlige innretninger. Med unntak av Ekofisktanken, 2/4-T, har alle innretningene stålunderstell. På grunn av at Ekofisktanken vurderes etterlatt, vil det være nødvendig med konsultasjon med andre lands myndigheter i henhold til OSPAR-konvensjonen. I tilknytning til Ekofisk-komplekset er det i tillegg stengt ned to stigerørsinnretninger, en for Statpipe (2/4-S) og en for Valhall (2/4-G).

2/4-G

Planen omfatter 2/4-G samt rørledningene mellom Valhall og Ekofisk. 2/4-G er en stigerørsinnretning for gass fra Valhall og ble stengt ned i forbindelse med overgangen til Ekofisk II. Innretning er broforbundet med Ekofisktanken og BP Amoco er operatør.

Frøy

Avslutningsplanen for Frøy omfatter en ubemannet brønnhodeplattform i stål, en undervannsinnetning som ble benyttet til forboring av fire brønner og rørledninger til Friggfeltet. Rørledningene er omkring 32 km og består av to produksjonsrørledninger og en vanninjeksjonsrørledning. TotalFinaElf er operatør.

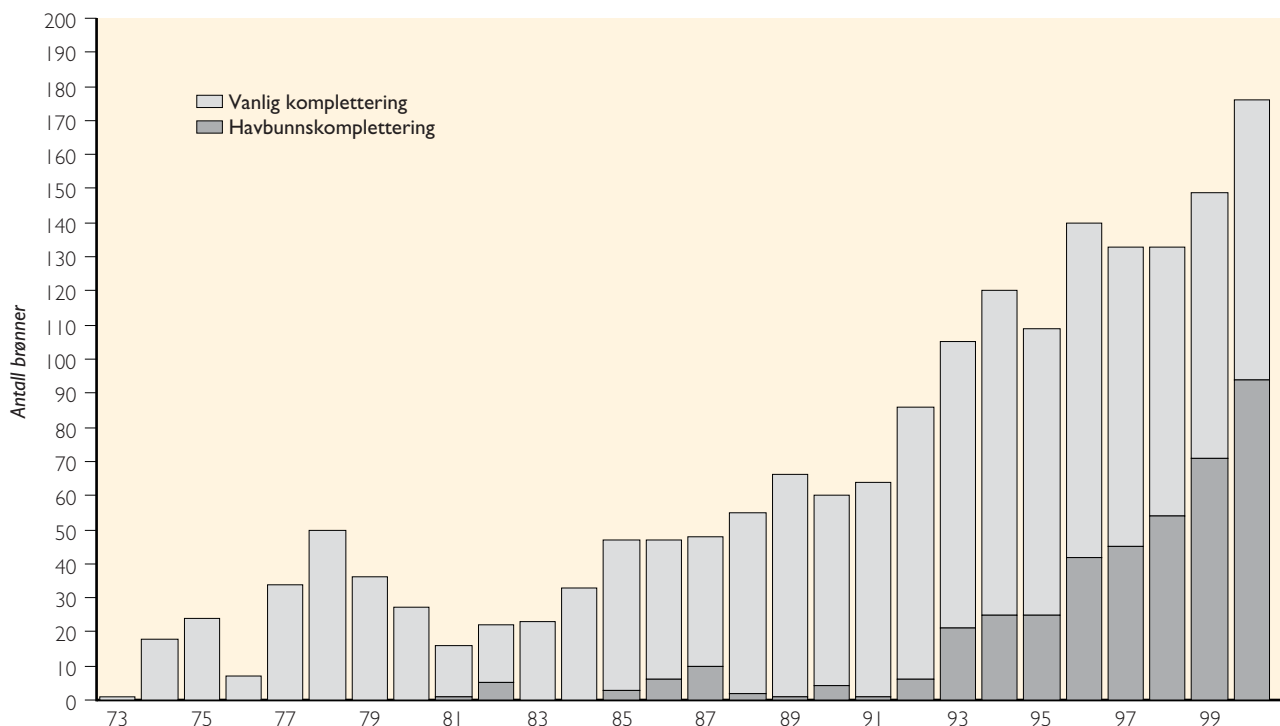
Yme

Yme er bygd ut med en oppjekkbar produksjonsinnretning, et lagerskip og to havbunnsinnretninger. De to havbunnsinnretninger er knyttet sammen med fleksible rørledninger, og videre med produksjonsrørledninger til produksjonsinnretningen. En fleksibel eksportørledning går mellom lagerskipet og produksjonsinnretningen. Statoil er operatør.

Varg

Avslutningsplanen omfatter brønnhodeinnretning, havbunnsramme, et produksjonsskip og ca. 1400 m fleksible rørledninger mellom innretning og produksjonsskip. Innretningen er en ubemannet brønnhodeinnretning i stål. Norsk Hydro er operatør.

Figur I.10.5
Utvinningsbrønner på norsk kontinentalsokkel 1973-2000



Tommeliten Gamma

Avslutningsplanen er en oppdatering av opprinnelig plan levert i 1997. Oppdateringen gjelder faktaopplysninger, selve disponeringsplanen er uendret. Utbygningen består av en havbunnsramme med tre 11,7 km lange rørledninger og to kontrollkabler til Eddainnretningen, samt noe utstyr på denne. Tommeliten Gamma ble stengt ned i 1998. Statoil er operatør.

Glitne

Da produksjonen fra feltet forventes å være av kort varighet, er det innlevert en felles utbyggings- og avslutningsplan. Planen omfatter produksjonsskip, lagerskip, stigerør, rørledninger og kontrollkabler. Glitne har innleide produksjonsinnretninger som antas å bli benyttet et annet sted senere. Statoil er operatør.

1.11 TRANSPORTSYSTEMER FOR OLJE OG GASS

1.11.1 EKSISTERENDE TRANSPORTSYSTEMER

Transportsystemene er vist i figur 1.11.1.

Gasstransport

Transportkapasiteten i ethvert rør er avhengig av blant annet sammensetningen av det som transporteres, temperatur og trykk. En endring av noen av disse parametrene vil gi en endring i transportkapasiteten. De kapasitetene som er gitt nedenfor, vil derfor endre seg om forutsetningene endres.

Franpipe

Franpipe er en 840 km lang rørledning med en ytre diameter på 42" mellom Draupner E (16/11 E) og Dunkerque i Frankrike. Rørledningen har en initiell kapasitet på 15 milliarder Sm³/år. Denne kan økes ved å endre trykkgimet den opereres med. Gassleveransene startet høsten 1998. Franpipe het tidligere NorFra. Navneendringen skjedde høsten 1999. Statoil er operatør.

Frigg transport

Den norske Friggrørledningen (FNP) eies av de norske rettighetshaverne på Frigg. Gass fra Frigg og feltene knyttet til Frigg, transporteres gjennom rørledningen til St. Fergus-terminalen i Storbritannia. FNP er 365 km lang og har en ytre diameter 32". Rørledningen har en kapasitet på omkring ti milliarder Sm³ per år. Total Oil Marine UK er teknisk operatør.

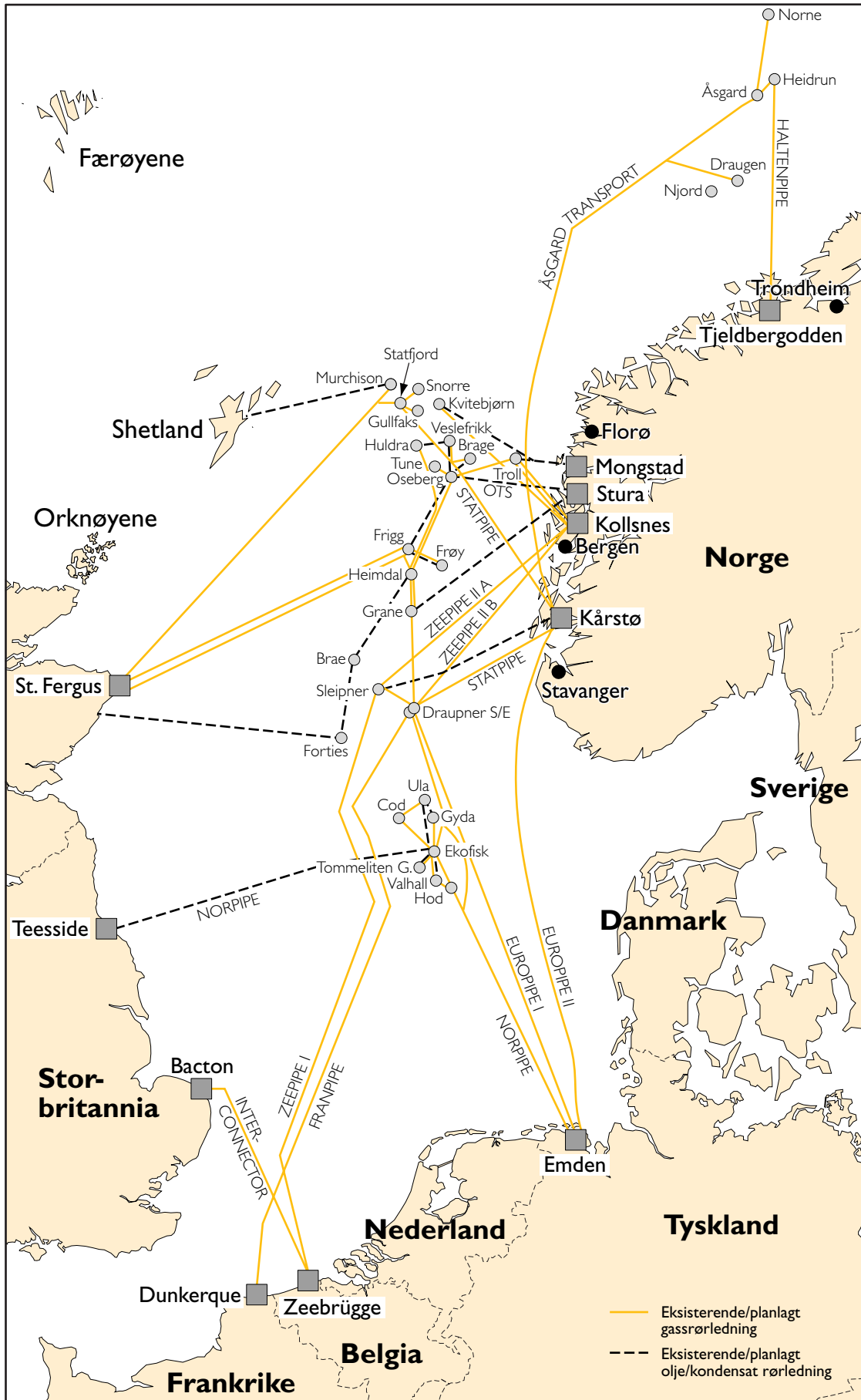
Haltenpipe

Haltenpipe er en 245 km lang rørledning med en ytre diameter på 16" for transport av gass fra Heidrun til Tjeldbergodden. Rørledningen har en kapasitet på 2 - 2,5 milliarder Sm³ per år. Rørledningen ble satt i drift i 1997. Statoil er operatør.

Europipe I

Rørledningen går fra Draupner E (16/11 E) til Emden i Tyskland og er ca. 620 km lang med en ytre diameter på 40". Kapasiteten er på ca. 13 milliarder Sm³ gass per år. Gassleveransene startet 1.10.1995. Statoil er operatør.

Figur 1.11.1
 Transportsystemer for olje og gass med tilknytning til norske felt



Europipe II

Europipe II er en 662 km lang rørledning med en ytre diameter 42" for transport av gass fra Kårstø til Dornum. Rørledningen har en kapasitet på 21,7 milliarder Sm³ per år og ble satt i drift 1.10.1999. Statoil er operatør.

Norpipe gassledning

Norpipe transporterer naturgass fra Ekofisksenteret til Emden i Tyskland, og er eid av Norpipe A/S.

Gassrørledningen er 442 km lang med en ytre diameter er 36". Designkapasiteten er om lag 19 milliarder Sm³ per år, forutsatt bruk av de to kompressorstasjonene på tysk kontinentalsokkel. På terminalen i Emden er Norpipe koplet opp mot Europipe slik at gass fra Norpipe kan leveres via Europipesystemet og omvendt. Phillips Petroleum Company Norway er teknisk operatør av ledningen, mens Statoil ivaretar de økonomiske og administrative funksjonene.

Norsea Gas Terminal

Norsea Gas Terminal er Norpipe gass' mottaksterminal i Emden. Phillips Petroleum Norsk AS er operatør på vegne av Phillipsgruppen. Norpipe-anlegget er koplet opp mot Europipe slik at gass fra Norpipe kan leveres via Europipesystemet og omvendt.

Oseberg Gasstransport

Oseberg Gasstransport er en 108 km lang rørledning med en ytre diameter 36" for transport av gass fra Oseberg til Statpipe via Heimdal. Rørledningen har en kapasitet på om lag 13,3 milliarder Sm³ per år og ble satt i drift 1.10.2000. Norsk Hydro er operatør.

Statpipe

Statpipesystemet omfatter:

- rikgassledning fra Staffjordområdet til Kårstø. Transportkapasiteten for rørledningen fra Staffjord til Kårstø er 8,5-9 milliarder Sm³ per år. Rørledningen har en ytre diameter på 30".
- ekstraksjons- og fraksjoneringsanlegg på Kårstø, samt lager og lasteanlegg.
- tørrgassledning fra Heimdal til stigerørsinnretning Draupner S med en lengde på 155 km og en ytre diameter 36", tørrgassledning fra Kårstø til Draupner S med en lengde på 228 km og en ytre diameter 28", og en rørledning fra Draupner S til Ekofisk-omløp en lengde på 188 km og en ytre diameter 36".

Statoil er operatør for Statpipe, et 880 kilometer langt rørledningsnett med to stigerørsinnretninger og en gassbehandlingsterminal på Kårstø. Feltene Staffjord, Gullfaks, Snorre, Brage, Tordis og Veslefrikk er knyttet til Statpipesystemet oppstrøms av Kårstø. Rikgass blir transportert gjennom Statpipe til Kårstø, der våtgassen utskilles og fraksjoneres til produkter som transporteres videre med skip. Tørrgassen transporteres i rørledning til stigerørsinn-

retningen Draupner S og videre til Emden via Ekofisk-omløp og Norpipe. Heimdal er tilknyttet Statpipe-rørledningen ved rørledning til stigerørsinnretningen Draupner S. Sleipner er knyttet opp mot Statpipe ved en stikkledning til Draupner. Statoil er operatør

Kårstø

Leveransene av tørrgass fra gassbehandlingsterminalen på Kårstø startet 1.10.1985. Anleggene mottar rikgass fra Statpipesystemet og kondensat fra Sleipner. Kårstø-anleggene bestod da av to ekstraksjons- og fraksjonerings-/destillasjonslinjer for metan (tørrgass), etan, propan, butaner og nafta og én stabiliserings- og fraksjoneringslinje for kondensat. De tunge hydrokarbonene tas ut av våtgassen og selges som propan, normalbutan, isobutan og nafta. Kondensatet fra Sleipner splittes i propan, normalbutan, isobutan og kondensat og skipes videre til kundene. Både propan, normalbutan, isobutan, nafta og kondensat lagres i egne tanker, før det lastes via fiskalt måleutstyr til tankskip.

I 2000 kom de første leveransene til Kårstø via Åsgard Transport. For å behandle gassen som kommer til Kårstø via Åsgard Transport, er det bygd to nye ekstraksjons og fraksjonerings-/destillasjonslinjer. Det er også bygd lagre for propan.

Tørrgassen transporteres i Statpipe-rørledningen fra Kårstø til stigerørsinnretningen Draupner S og videre til Emden i Tyskland. I oktober 1999 startet Europipe II transport av tørrgass fra Kårstø til Dornum i Tyskland.

Zeepipe

Zeepipe er et gasstransportsystem som skal transportere gass fra Kollsnes i Øygarden til kontinentet. Fase I av prosjektet omfatter en 800 km lang rørledning med en ytre diameter på 40" fra Sleipner til Zeebrugge i Belgia. I tillegg er det lagt en ca. 40 km lang ledning fra Sleipner til Draupner S (16/11 S). Fase I, medregnet terminal i Zeebrugge, ble ferdigstilt i 1993. Kapasitet uten kompresjon er ca. 12,6 milliarder Sm³ per år.

Fase II omfatter to ledninger fra Kollsnes til henholdsvis Sleipner R og Draupner E. Ledningen til Sleipner R, fase II-A, ble satt i drift i 1996 og ledningen til Draupner, fase II-B, ble satt i drift i 1997. Kapasiteten i Zeepipe II A og B er henholdsvis 17,2 og 18,5 milliarder Sm³ per år. Statoil er operatør.

Åsgard Transport

Åsgard transport er en 745 km lang rørledning med en ytre diameter på 42" for transport av gass fra Åsgard og andre felt på Haltenbanken til Kårstø. Rørledningen har en kapasitet på ca. 20 milliarder Sm³ per år og ble satt i drift 1.10.2000. Statoil er operatør.

Oljetransport

Frostpipe

Frostpipe er en ca. 80 km lang rørledning med en ytre dia-

meter på 16" for transport av stabilisert olje og kondensat fra Frigg og Oseberg. Transportsystemet har en kapasitet på ca. 16 000 Sm³ per dag. Produksjonsstart var våren 1994. Elf Petroleum Norge AS er operatør.

Norpipe oljeledning

Rørledningssystemet for transport av olje fra Ekofisk-senteret til Teesside i England er eid av Norpipe Oil A/S. Til Norpipe leveres olje fra feltene i Ekofiskområdet og de nærliggende feltene Valhall, Hod, Ula og Gyda. Flere britiske felt benytter også transportsystemet.

Norpipe Oil A/S er et aksjeselskap som eies 50/50 av Statoil og Phillipsgruppen. Phillips Petroleum Company Norway er operatør for rørledningen.

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

Oseberg Transport System (OTS)

En rørledning for transport av olje og kondensat fra Oseberg til Stureterminalen ble lagt sommeren 1987. Ledningen har en ytre diameter på 28" og har en designkapasitet på ca. 95 000 Sm³ per dag. Ved tilsetning av friksjonshemmende middel er kapasiteten økt til ca. 117 000 Sm³ per dag.

Anlegget, inklusiv terminalen på Stura, eies og drives av et eget interesseselskap med navnet I/S Oseberg Transport System. OTS ble tatt i bruk ved produksjonsstart for Oseberg. Huldra, Veslefrikk, Brage, Frøy og Lille-Frigg er senere tilknyttet OTS via Oseberg. Norsk Hydro er operatør.

Sleipner kondensatrør

Sleipner kondensatrørledning transporterer ustabilisert kondensat (kondensat og NGL) fra Sleipner Øst, Sleipner Vest, Loke og Gungne til Kårstø. Ledningen er ca. 250 km lang og har en ytre diameter på 20". Kapasiteten er inntil 29 000 Sm³ ustabilisert kondensat per dag, avhengig av sammensetningen av kondensatet. Statoil er operatør.

Troll Oljerør

Troll Oljerør I og Troll Oljerør II transporterer olje fra innretningene Troll B og Troll C, til Mongstad. Troll I er et 16" rør som ble satt i drift sommeren 1995. Troll II er et 20" rør som ble satt i drift høsten 1999. Statoil er operatør.

Ula oljetransport

Ula transport består av Ularørledningen og Gydarørledningen. Rørledningene transporterer olje og NGL fra Ula og Gyda til Ekofisk for videre transport i Norpipes oljerørledning til Teesside i Storbritannia. Ledningen fra Ula til Ekofisk er 70 km lang med en diameter på 20", og har vært i drift siden 1986. Ledningen fra Gyda til Ula-

rørledningen er 25 km lang med en diameter på 20", og har vært i drift siden 1990. BP er operatør.

1.11.2 PLANLAGTE TRANSPORTSYSTEMER

Grane gassrør

Grane gassrør er bygd for å muliggjøre import av gass for injeksjon på Granefeltet. Rørledningen løper fra Heimdal stigerørsinnretning til Graneinnretningen. Rørledningens lengde og diameter er henholdsvis 50 km og 18". Planlagt oppstart er 2003. Kapasiteten vil ligge rundt 3,5 milliarder Sm³ per dag. Norsk Hydro skal være operatør.

Grane oljerør

Grane oljerør knytter Grane opp mot Stureterminalen. Rørledningen vil i utgangspunktet transportere olje fra Granefeltet, men det er mulig at andre funn i området på sikt, også kan benytte seg av denne. Rørledningens lengde er 220 km og røret har en diameter på 29", som vil gi en transportkapasitet for Graneoljen på 40000 Sm³ per dag. Med en mindre tungtflytende olje i røret enn den fra Grane, vil kapasiteten øke. Planlagt oppstart er år 2003. Norsk Hydro skal være operatør.

Kvitebjørn gasstransport

Kvitebjørn gasstransport knytter Kvitebjørninnretningen til Kollsnes, og vil transportere riggass fra Kvitebjørn til prosessering på Kollsnes. Godkjent plan for anlegg og drift innebærer en løsning der diameteren på rørledningen er 26" og lengden er 145 km. Operatøren revurderer for tiden denne designen, og det er trolig at diameteren vil økes til 30" og at transportkapasiteten da vil bli 8,5 milliarder Sm³ per dag. Planlagt oppstart er år 2004. Etter planen skal Statoil være operatør.

Kvitebjørn oljerør

Kvitebjørn oljerør skal transportere kondensat fra Kvitebjørn til Mongstad, via Troll Oljerør II (TOR II). KOR knyttes til TOR II nedstrøms Troll, via Fram/Gjøa Y-koblingen som allerede er installert på TOR II. I plan for anlegg og drift (PAD) er det foreslått en rørdiameter på 16". Denne revurderes for tiden og kan bli økt til 20". Kapasiteten i en 20" rørledning er i størrelsesorden 10-15 millioner Sm³ per år. Den høyeste kapasiteten er avhengig av bruk av strømningsforbedrer og lav oljerate fra Troll. Oppstart er planlagt i år 2004. Etter planen skal Statoil være operatør.

Vesterled

Vesterled omfatter en ny rørledning som er 45 km lang med en diameter på 32" som, i kombinasjon med eksisterende Frigg transportsystem (FNA) vil muliggjøre transport av gass fra Heimdal til St. Fergus i Storbritannia. Kapasiteten vil være 10-11 milliarder Sm³/år. Den nye rørledningen vil gå fra Heimdal stigerørsinnretning til FNP. Hele rørledningssystemet vil bestå av den eksisterende FNP-rørledningen, den norske delen av terminalen på St. Fergus og 50 prosent av de felles anleggene på terminalen i tillegg til den nye forbindelsen. Oppstart av gasstransport

er planlagt til oktober 2001. Etter planen skal Total Oil Marine UK være teknisk operatør.

1.12 PROSJEKTER

1.12.1 SAMARBEIDSPROSJEKTER

FORCE

FORCE («Forum for Reservoir Characterization, Reservoir Engineering and Exploration Technology Cooperation») er et samarbeidsforum knyttet til problemstillinger omkring leting og økt oljeutvinning. FORCE startet i 1995. I 1998 ble forumet bestemt videreført til utgangen av 2001. Høsten 1999 ble det bestemt at FIND samarbeidsforumet skulle videreføres innenfor FORCE.

Det er nå 19 medlemmer i FORCE inkludert Oljedirektoratet og Norges forskningsråd. Alle medlemmene er representert i styret, der formannsvervet innehas av Statoil. Sekretariatet ligger i Oljedirektoratet.

Hovedmålsettingen til FORCE er å bidra til å øke oljeutvinningen på norsk kontinentalsokkel. Potensialet for økt oljeutvinning er stort og til dels tidskritisk. Forumet er også en arena for samarbeid om problemstillinger i forbindelse med ny teknologi tilknyttet letefasen som kan ha betydning for norsk sokkel. FORCE legger til rette for at selskapene kan diskutere viktige problemstillinger med hverandre, med myndighetene og med representanter fra forsknings- og leverandørindustrien. FORCE-medlemmene har i sine respektive organisasjoner en bred kompetanse og erfaring som gir en unik mulighet for å løse problemer i fellesskap eller initiere samarbeidsprosjekter med eksterne leverandører. Aktørene i FORCE diskuterer og initierer forskning, utvikling og demonstrasjon av metoder og verktøy som bidrar til framtidig økt oljeutvinning og forbedret leteteknologi. FORCE har tekniske komiteer innenfor basseng- og reservoarmodellering, seismiske metoder, avanserte brønner og utvinningsprosesser.

I forbindelse med integrasjonsprosessen mellom FORCE og FIND ble det opprettet følgende nye arbeidsgrupper under den noe omdefinerte Earth and Reservoir Modelling-komiteen:

- Sedimentologi og Stratigrafi
- Visualisering
- Usikkerhet
- Reservoarkarakterisering
- Multi (Nasjonal Geodatamodell)

Det er allerede stor aktivitet i noen av disse gruppene. Det er planlagt flere seminarer og workshops for 2001 og det arbeides med konkrete prosjektforslag.

Sommeren 2000 ble det avholdt en "Executive workshop" for å diskutere fremtiden for FORCE og hva som kunne gjøres for å stimulere til nye samarbeidsprosjekter. På styremøtet i september var alle deltakerne positive til at FORCE-samarbeidet skulle fortsette utover 3-årsperioden som går ut ved utgangen av 2001.

Høsten 2000 ble det arrangert et stort seminar med

tittelen "3D Volum Interpretation and Visualization". Det var rekordstor deltakelse og det var også anledning til å få med seg demonstrasjoner av den siste nye visualiserings-teknologien.

Det har også vært avholdt en mindre workshop med tittelen "Downhole hydrate formation in combined water - gas injection".

For mer informasjon om FORCE og aktiviteten i komiteene henvises til hjemmesidene (www.force.org).

FUN

FUN (*Forum for Forecasting and Uncertainty Evaluation Related to Petroleum Production*) er et samarbeidsforum knyttet til problemstillinger innenfor prognosering og usikkerhetsvurdering av fremtidig olje- og gassproduksjon. FUN ble startet i mai 1997 og har 15 oljeselskaper og Oljedirektoratet som medlemmer. Olje- og energidepartementet og OLF er observatører i forumet. Forumet er organisert med et styre bestående av representanter fra alle medlemmene. Formannsvervet innehas nå av Oljedirektoratet. Sekretariatet blir også holdt av Oljedirektoratet.

Hovedmålsettingen til FUN er å utvikle bedre praksis og metoder når det gjelder estimering av hydrokarbonressurser, prognosering av fremtidig produksjon med tilhørende utslipp, usikkerhetsvurderinger og beslutningsprosesser. Det er opprettet to arbeidsgrupper. Arbeidsgruppe 1 skal fokusere på bedre informasjons- og rapporteringsrutiner mellom selskapene og mellom selskapene og myndighetene. Arbeidsgruppe 1 skal også være forumet for endringer i forbindelse med rapporteringen til nasjonalbudsjettet. Arbeidsgruppe 2 har blant annet ansvaret for å initiere og være programkomité for workshops og seminarer for ledere og fagfolk. I tillegg vil prosjekt bli initiert gjennom denne arbeidsgruppen. Under arbeidsgruppe 2 er det tre nettverk: "Production Forecasting", "Energy Balances and Emission Forecasting" og "Expenditure Forecasting and Decision Making".

I forbindelse med nasjonalbudsjettreporteringen i 2000 er FUN aktivt brukt til å diskutere endringer i rapporteringen. Forumet er også brukt til å gi tilbakemelding til operatørene og vice versa.

FUN initierte i 1999 et prosjekt vedrørende beste praksis innenfor prognosering og beslutninger under usikkerhet. Prosjektet er delt inn i tre faser. Første fase av beste praksis prosjektet har bestått i å kartlegge dagens praksis hos selskapene og hos myndigheter. Første fase ble sluttført i løpet av første halvår 2000. 12 oljeselskap, Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet er med i prosjektet. Selskapenes kontor i Norge samt en del hovedkontor for utenlandske selskaper ble intervjuet. I tillegg ble ulike lands myndigheter intervjuet. Fase to av prosjektet starter i 2001 med 13 oljeselskap i tillegg til Oljedirektoratet. I denne delen av prosjektet vil en utarbeide et undervisningsopplegg hvor det settes fokus på beslutninger under usikkerhet fra leting til avslutning av produksjon.

FUN arrangerte følgende seminar/workshops i 2000: "Challenges, Practices and Opportunities for Improvement", "Best Practice Workshop", "Expenditure fore-

casting and decision making”, “Companies procedures of decision making”.

For mer informasjon henvises til (www.fun-oil.org).

SAMBA

Oljedirektoratet har gjennom de siste årene ligget langt fremme når det gjelder bruk av databaser og analyseverktøy. Dette har gitt store fordeler når det skal produseres rapporter, gjøres analyser og leveres sluttprodukter med høyt kvalitetsnivå. SAMBA er utviklet for at Oljedirektoratet også i fremtiden skal beholde denne fordelene ved å ha gode kvalitetskontrollerte databaser basert på moderne IT-teknologi.

Prosjektet SAMBA ble startet opp med et forprosjekt i 1996. De første modulene av systemet ble tatt i bruk i 1997. SAMBA består av følgende moduler: Selskaper, utvinningstillatelser, avtalebaserte områder, felt, feltinndelinger, funn, forekomster, ressursestimater for forekomster, profilsamlinger, transport og utnyttelsesplanlegg, deler av transport og utnyttelsesplanlegg, prospekter og prospekt-estimer.

SAMBA innebærer systematisering og integrering av informasjon, og gir Oljedirektoratet god oversikt over aktiviteten på norsk sokkel. I prosjektet legges det vekt på å bruke standarder som finnes i markedet. I datamodelleringen brukes Epicentre, POSC (Petrotechnical Open Software Cooperation) sin datamodell.

SAMBA er et sentralt redskap i forbindelse med nasjonalbudsjett-rapportering. Hele ressursregnskapet ligger nå i databasen. Det er laget overbygninger som gjør at data er lett tilgjengelige både for vanlige sluttbrukere og for avanserte brukere som ønsker å gå mer i dybden og selv sette sammen og analysere data.

DISKOS

DISKOS-prosjektet startet som et samarbeid mellom Saga Petroleum, Norsk Hydro, Statoil og Oljedirektoratet i 1993 om utvikling og drift av et felles nasjonalt datalager for petroleumstekniske data (Diskos-databasen). Prosjektet omfatter nå 16 oljeselskaper samt Oljedirektoratet og disse er knyttet sammen i et høyhastighets elektronisk nettverk. Diskos-databasen inneholder det meste av prosessert 2D og 3D seismikk fra den norske sokkelen i tillegg til all navigasjon- og hastighetsdata. Diskos-databasen inneholder i tillegg kvalitetskontrollerte brønndata og produksjonsdata.

Datatilgjengeligheten reguleres gjennom de regler og avtaler for bruksrett som er inngått mellom partene eller som er nedfelt i petroleumsloven. Et omfattende rettighets-system i Diskosdatabasen hindrer ikke-autoriserede sluttbrukere adgang til fortrolige data. Programvaren PetroBank® brukes til forvaltning av data i Diskosdatabasene. PetroBank® ble utviklet av IBM og seinere PGS gjennom Diskosprosjektet. PetroBank® er POSC (Petrotechnical Open Software Corporation) kompatibelt, en åpen løsning som kommuniserer med ulike sluttbrukerteknologier. Programvaren oppgraderes fortløpende med ny funksjonalitet for alle datatypene. Denne utviklingen er delvis finansiert av Diskos-gruppen.

I 2000 ble det igangsatt et større prosjekt for å laste alle historiske brønndata fra norsk sokkel inn i databasen. Fra 2000 ble produksjonsrapportering lagt til Diskos-databasen slik at oljeselskapene nå har mulighet til å få direkte tilgang til rapporterte data og dele dette med andre Diskos-medlemmer. Oljedirektoratets interndatabase for produksjonsdata (PPRS) er også konvertert til Diskos-databasen.

Oljedirektoratet leverer ukentlig kvalitetskontrollerte administrative data til databasen. Disse data beskriver utvinningstillatelser, blokker, felt, seismisk navigasjon, brønnlokasjoner, rørledninger m.v. og databasen inneholder nå over 35 TerraByte data.

Det vises stor interesse for den norske Diskos-løsningen fra andre land og ledelsen har bidratt med støtte til lignende tiltak i flere land. Tilsvarende prosjekter er etablert i Brasil og Storbritannia.

Samarbeidet i DISKOS-gruppen ledes av Oljedirektoratet. Kostnadene for utvikling og drift deles mellom brukerne av systemet. Driften av selve databasen er satt ut til firmaet PetroData A/S.

1.12.2 DELTAKELSE I FORSKNINGS- OG TEKNOLOGIUTVIKLINGSPROGRAM

Oljedirektoratet har i 2000 vært involvert i flere offentlige forskningsprogram og teknologiutviklingsfora.

OG21

Oljedirektoratet har deltatt i arbeidet med å utarbeide en nasjonal teknologistrategi for økt verdiskaping og konkurransekraft i olje- og gassnæringen (Olje og Gass i det 21. århundre). Det daglige arbeidet er utført av en kjernegruppe på basis av føringer og innspill fra et strategipanel. Utredningen har foregått over en seks måneders periode fra august 2000, med representanter fra oljeselskap, leverandørindustri, Sintef, Forskningsrådet og Oljedirektoratet. Oppdraget er gjort på vegne av Olje- og energidepartementet.

Offshore 2010

Offshore 2010 er et forskningsprogram for brukerstyrt forskning og utvikling i petroleumssektoren. Programmet administreres av industri- og energiområdet (IE) i Norges forskningsråd (NFR). Oljedirektoratet deltar i styret for Offshore 2010.

Petroforsk

Petroforsk er et forskningsprogram for grunnleggende petroleumsforskning. Programmet organiseres av Naturvitenskap- og teknologiområdet (NT) i NFR. Oljedirektoratet deltar i programstyret for Petroforsk.

Petropol

Petropol er et forskningsprogram som tar for seg internasjonalisering, omstilling og nye utfordringer for norsk petroleumsindustri. Programmet administreres av Kultur- og samfunnsområdet (KS) i NFR. Oljedirektoratet deltar i programstyret for Petropol.

CORD

CORD er et forum der oljeindustrien og forskningsmiljøene møtes for å drøfte, definere og initiere kostnads-effektiv produksjonsutvikling gjennom samarbeid i FoU-prosjekter. NFR har den administrative koordineringen av programmet og SINTEF har sekretariatet. Oljedirektoratet er observatør i styret for CORD.

Senter for drift og vedlikehold.

Senter for drift og vedlikehold er en stiftelse som tar for seg kompetanseutvikling og FoU-prosjekter innenfor drift og vedlikehold for både petroleumsindustrien og annen industri. Det faglige ansvar er lagt til Høgskolen i Stavanger (HiS). Oljedirektoratet deltar i det faglige rådet for stiftelsen.

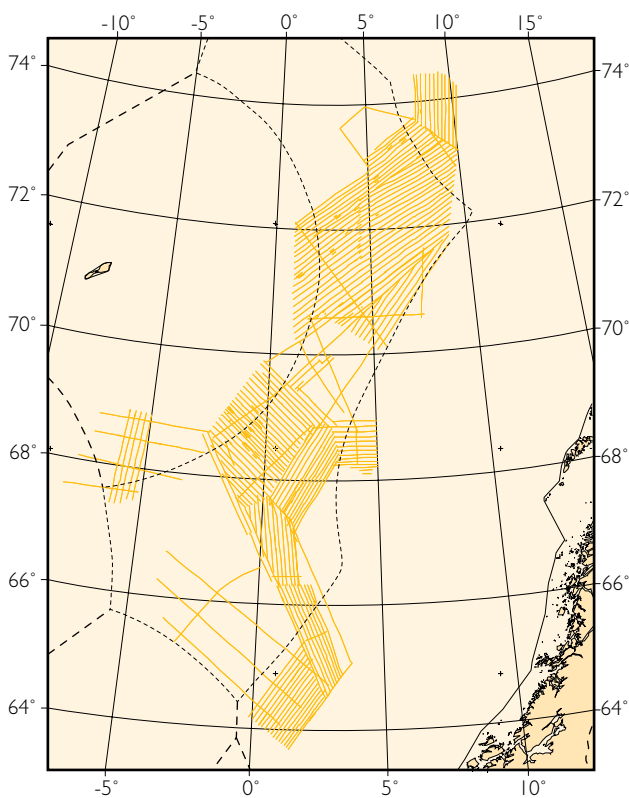
DEMO 2000

Prosjektrettet teknologiutvikling i petroleumssektoren ble igangsatt ved en bevilgning fra Olje- og energidepartementet i 1999. Oljedirektoratet er observatør i styret for DEMO 2000.

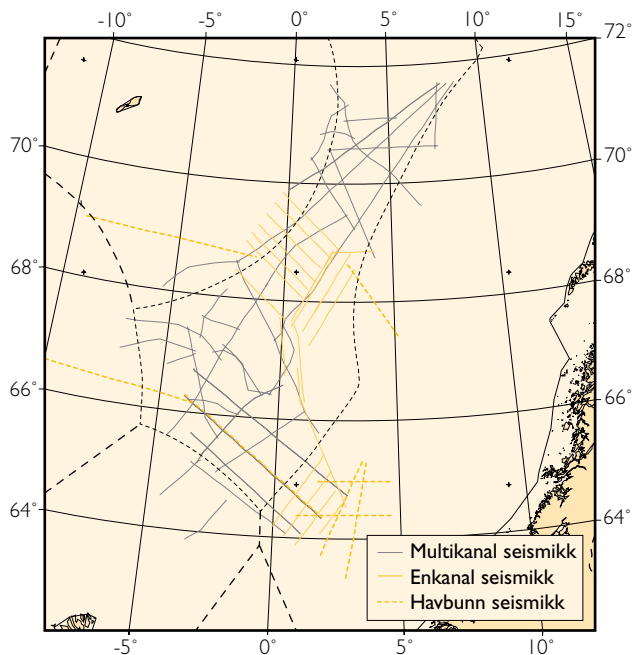
1.12.3 ANDRE PROSJEKTER

Oljedirektoratets kartlegging av norsk kontinentalsokkels yttergrenser

Figur 1.12.1
Multistråleekkolodd dekning



Figur 1.12.2
Seismisk dekning



FNs havrettskonvensjon gir kyststatene rett til å trekke yttergrensen for kontinentalsokkelen ut over den eksklusive økonomiske sonen på 200 nautiske mil. Norge ratifiserte konvensjonen i juni 1996 og må innen 2006 framlegge krav om forløpet av denne yttergrensen for FN. Utenriksdepartementet er ansvarlig for dette arbeidet og har gjennom Olje- og energidepartementet lagt ansvaret for de nødvendige tekniske undersøkelser til Oljedirektoratet.

I 1999 og 2000 ble det i denne sammenheng gjennomført innsamling og prosessering av bathymetriske (vann-dyp)- og seismiske data i Norskehavet, se figurene 1.12.1 og 1.12.2.

De bathymetriske målingene ble gjennomført ved hjelp av multistråle ekkolodd. Totalt er 210 000 kvadratkilometer dekket med slike data - fokusert omkring de ytterste delene av Vøringplatået og de ytre delene av en stor sedimentkile sørvest for Barentshavet.

Fleire typer seismiske data er samlet inn:

Under innsamlingen av de bathymetriske dataene ble det i 1999 samlet inn enkanals 2D-seismikk langs utvalgte linjer, totalt 1000 kilometer.

Multikanals 2D-seismikk ble samlet inn i 1999 (3100 km) og 2000 (4080 km). I 2000 ble datainnsamlingen gjort i delvis samarbeid med islandske og færøyske institusjoner. Denne datainnsamlingen er fokusert om dyphavsområdene i Norskehavet, henholdsvis sørvest og nordvest for Vøringplatået.

I tillegg ble det i 1999 og 2000 samlet inn regional havbunnsseismikk (OBS) i Norskehavet, totalt 1900 linjekilometer fordelt på 8 linjer. Innsamlingen av disse dataene er gjort i samarbeid med Norsk Hydro og Institutt for den faste jords fysikk (Universitetet i Bergen) som var operatør for innsamlingen.

2. Sikkerhets- og arbeidsmiljøforvaltning

2.1 INNLEDNING

Oljedirektoratets myndighetsutøvelse innenfor området sikkerhet, arbeidsmiljø, helse og ytre miljø er basert på en helhetlig forvaltningsmodell. Direktoratet er utpekt til å ha en koordinerende rolle i forhold til de andre myndighetsorganene som har selvstendig tilsynsansvar på dette området. Videre innhenter Oljedirektoratet faglig bistand fra andre etater på særskilte fagområder og unngår derved å bygge opp dublerende ekspertise.

Forvaltningen av sikkerhet og arbeidsmiljø utøves som tilsyn med industriens styring av egen virksomhet. Dette forutsetter at regelverket blir utformet og tilsynet gjennomført på en måte som underbygger aktørenes ansvar for å drive virksomheten på en forsvarlig måte og i samsvar med regelverket som gjelder i petroleumsvirksomheten.

Tilsynet med hvordan regelverket etterlevs, rettes dermed først og fremst mot styringssystemer og beslutningsprosesser som har betydning for sikkerhet og arbeidsmiljø. Oljedirektoratet søker gjennom tilsynsvirksomheten å stimulere forbedringsprosesser i selskapene, så vel som å evaluere selskapenes evne til å styre sin virksomhet i samsvar med myndighetenes og selskapenes egne krav.

Oljedirektoratet legger opp til kontinuitet, systematikk og langsiktighet i tilsynet med sikkerhet og arbeidsmiljø. For å oppnå dette, søker direktoratet å danne seg et bilde av utviklingstrekk på dette området over tid, både i næringen som helhet og i det enkelte selskap. På områder der utviklingen ikke er som forventet, kan Oljedirektoratet dermed prioritere tiltak overfor næringen som helhet, mot rettighetshaverne i en utvinningstillatelse, mot det enkelte operatørselskap eller andre aktører. Direktoratet gir også råd til de foresatte departementene med hensyn til de overordnede rammene for virksomheten.

2.2 DELEGERINGER

Oljedirektoratets oppgaver er fastsatt i en egen instruks av 1. oktober 1992. I tillegg er direktoratet gitt oppgaver ved delegeringer. Delegeringene følger enten direkte av lover, forskrifter eller gjennom egne delegeringsvedtak fra overordnet myndighet. Delegeringene på området helse, miljø og sikkerhet gjelder:

- a) Petroleumsløven, lov 29. november 1996 nr. 72
Herunder:
Sikkerhetsforskriften, kgl. res. 27. juni 1997
Styringssystemforskriften, kgl. res. 27. juni 1997
- b) Arbeidsmiljøloven, lov 4. februar 1977 nr. 4
Herunder:
Arbeidsmiljøforskriften, kgl. res. 27. november 1992
Enkelte fellesforskrifter for land og offshore gitt med hjemmel i Arbeidsmiljøloven
- c) Røykeløven, lov 9. mars 1973 nr. 14
- d) Forskrift om sikkerhet for undersøkelse og letebo-
ring etter petroleumsføremål på Svalbard, kgl.
res. 25. mars 1988

2.3 RISIKONIVÅET PÅ NORSK SOKKEL

Gjennom de siste årene har Oljedirektoratet registrert en rekke signaler om at risikonivået i petroleumsvirksomheten til havs har vært i ferd med å endre seg i negativ endring. Den tidligere positive trenden synes å ha snudd.

Som ansvarlig fagmyndighet kan Oljedirektoratet ikke tillate at en eventuell slik trend får manifestere seg i flere alvorlige ulykker før adekvate tiltak settes inn. Samtidig er det viktig at tiltakene settes inn der effekten av disse blir størst i forhold til innsatsen, også sett i et samfunnsmessig totalt perspektiv.

Det er ingen enkel oppgave å måle risikonivået eller å avgjøre om det utvikler seg i den ene eller den andre retning. Den samlede risiko er satt sammen av en rekke risikofaktorer, fra risiko for skader på enkeltpersoner til risikoen for storulykker eller katastrofer. For noen av disse foreligger det dels omfattende statistikk, som kan brukes som indikatorer på risiko. Det kan være nærliggende å legge for stor vekt på slike enkeltindikatorer, fordi disse er synlige og målbare. Frekvensen av storulykker er - heldigvis - svært lav, og statistikk over slike blir naturlig nok lite pålitelige som indikatorer på risikoen for slike hendelser.

For å skape et bedre grunnlag for å kunne si noe om risikoutviklingen på sokkelen, har Oljedirektoratet igangsatt et prosjekt for å etablere et grunnlag for resultatmåling i relasjon til sikkerhetsnivået i petroleumsvirksomheten.

Formålet med prosjektet er å:

- holde oversikt over uønskede hendelser, ulykker, skader og arbeidsbetingede sykdommer,
- måle effekten av sikkerhetsarbeidet i petroleumsvirksomheten,
- fokusere på industriens egen oppfølging av trender og statistiske analyser, med det formål at industrien lettere skal kunne registrere hva som skjer med risikonivået,
- bidra til å identifisere områder som er kritiske for sikkerheten og hvor en innsats for å identifisere årsaker må prioriteres for dermed å forebygge uønskede hendelser og ulykker,
- øke innsikten i mulige årsaker til ulykker og deres relative betydning for risikobildet, for å gi beslutningsunderlag for industri og myndigheter vedrørende forebyggende sikkerhet og beredskapsplanlegging.

Arbeidet vil kunne bidra til å identifisere potensielle innsatsområder for regelverksendringer, forskning og utvikling. Oljedirektoratet vil videre vurdere om prosjektet skal føre til en årviss aktivitet, der det regelmessig utarbeides en analyse over trender og utvikling av risikonivået. Arbeidet i 2000 er å betrakte som et pilotprosjekt, med et noe mer begrenset arbeidsomfang, og en målsetting som også tok hensyn til å prøve ut den valgte metoden.

Formålet med pilotprosjektet har vært å:

- utvikle en modell, det vil si en analyse- og vurderingsprosess, som er egnet for å vurdere utviklingen i risikonivået på norsk sokkel,
- teste ut modellen med aktuelle data, for å identifisere nødvendige tilpasninger og justeringer,
- samle inn data som det er mulig å få gjort tilgjengelig for 2000 i samarbeid med industrien,
- produsere den første årlige analyse- og vurderingsrapporten med data fra hele den norske sokkelen,
- identifisere endringer som må gjøres for videreføring i form av årlige analyse- og vurderingsrapporter, samt å utarbeide overordnede spesifikasjoner for data-verktøy.

Den første rapporten ventes å foreligge i første kvartal 2001. Det kan imidlertid allerede nå slås fast at rapporten bekrefter at risikonivået er stigende.

2.4 TILSYNSVIRKSOMHETEN

2.4.1 OMFANG AV TILSYNET

Oljedirektoratet bruker en betydelig del av personellressursene i tilsynet med hvordan de ansvarlige selskapene ivaretar sine plikter i forhold til regelverkets krav. Denne ressursbruken er gjenstand for refusjon fra de selskapene tilsynet retter seg mot etter forskrift om refusjon av utgifter for tilsyn med sikkerhet, arbeidsmiljø og ressursforvaltning i petroleumsvirksomheten. Det refunderbare tilsynet omfatter direktoratets aktiviteter knyttet til:

- planlegging av tilsynet
- behandling av søknader om utvinningstillatelse
- behandling av planer for utbygging og drift (PUD) og planer for anlegg og drift (PAD)
- behandling av samtykkesøknader
- systemrevisjoner og verifikasjoner, inkl. for-/etterarbeid, reisetid etc.,
- deltakelse i statusmøter med prosjektene
- deltakelse i komitémøter med rettighetshaverne
- oppfølging av fare- og ulykkessituasjoner
- beredskapsøvelser
- behandling av rapporter om hendelser ol
- behandling av søknader om fravik fra regelverket
- enkeltvedtak og annen bruk av virkemidler
- møter med berørte etater
- ledelse og administrasjon

I 2000 omfattet den refunderbare delen av direktoratets tilsynsarbeid 56 835 arbeidstimer, mot 51 202 timer i 1999. Økningen skyldes blant annet at tilsynet i 1999 ble noe redusert i forbindelse med ressursbruken knyttet til arbeidet med å revidere regelverket for sikkerhet og arbeidsmiljø. Tilsynsomfanget i 2000 var dermed igjen på et nivå omtrent som gjennomsnittet for de fem foregående årene. Tilsynet er i all hovedsak gjennomført i samsvar med arbeidsplanen for 2000.

2.4.2 PRIORITERINGER I TILSYNET

Oljedirektoratet utarbeider hvert år en plan for det tilsyn som er tenkt gjennomført mot det enkelte operatørselskap og andre aktører i virksomheten. En rekke faktorer påvirker innholdet i årsplanen, som for eksempel:

- Prioriteringer fra foresatte departementer
- Akkumulert erfaring fra tidligere tilsyn
- Kunnskap om ulykker og hendelser
- Selskapenes aktivitetsplaner
- Innspill fra andre involverte etater
- Aktuelle utviklingstrekk i næringen
- Nytt eller endret regelverk

Prioriteringer som berører sikkerhets- og arbeidsmiljøforvaltningen utarbeides først og fremst av Kommunal- og regionaldepartementet. For 2000 ba departementet Oljedirektoratet om å prioritere innsats på følgende saksområder:

- Oversikt over og vurdering av sikkerhetsnivå
- Tilsyn med flyttbare innretninger
- Tilsyn med organisatoriske endringsprosesser
- Tilsyn med selskapenes opprettholdelse av teknisk tilstand

Sikkerhetsnivået

Det prioriterte arbeidet på dette området har vært rettet mot å klarlegge årsaker til personskader, arbeidsbetinget sykdom og andre uønskede hendelser, samt å vurdere og gjennomføre oppfølgingstiltak i forhold til disse. Innsatsen har vært rettet både mot tekniske og organisatoriske tiltak, og omfatter også tilsyn med aktørenes egne tilsynsaktiviteter.

En hovedaktivitet på dette området har vært oppstarten av et prosjekt for å måle risikonivået i petroleumsvirksomheten og endringer i dette. Prosjektet er nærmere omtalt i kapittel 2.3.

Flyttbare innretninger

Tilsyn under dette saksområdet har blant annet vært rettet mot forhold knyttet til fordeling av ansvar og oppgaver mellom operatørselskap, entreprenør og verifikatør. Oljedirektoratet har i den sammenheng blant annet vært opptatt av hvordan aktørene samvirker for å oppnå forbedringer i innretningenes tekniske tilstand. Videre har det vært ført tilsyn med kvaliteten i de vurderingsprosesser operatøren gjennomfører i forbindelse med innleie av flyttbar innretning i sin virksomhet.

Ved valg av tilsynsobjekter har direktoratet prioritert innretninger hvor det foreligger få registrerte avvik. Dette er basert på erfaringer med hensyn til mengde og typer avvik som er vanlige for slike innretninger, og det forhold at et lite antall avvik ofte har sammenheng med svikt i rutiner for kartlegging og håndtering av avvik. Mangler som operatørselskapet har påvist på innretningene, har også innvirket på direktoratets valg av tilsynsobjekter.

Videre har direktoratet ført tilsyn med redere og innretninger i forbindelse med at den nye ordningen med samsvarsuttalelse for flyttbare innretninger trådte i kraft.

Ordningen som sådan er beskrevet i kapittel 2.5.2 under "Rammesetting", mens erfaringer fra tilsyn i forbindelse med ordningen er omtalt i kapittel 2.4.3.

Organisatoriske endringsprosesser

Prioriterte oppgaver på dette området har i stor grad vært oppfølging av erfaringer fra foregående år. Årsberetningen for 1999 gir således en omfattende oppsummering av problemområder og erfaringer knyttet til de pågående organisatoriske endringsprosessene i næringene, som har fortsatt gjennom år 2000.

Tilsynet har vært rettet mot hvordan de nye organisasjonene er i stand til å håndtere utfordringer knyttet til sikkerhet og arbeidsmiljø. Et sentralt område for tilsynet har vært selskapenes kapasitet og kompetanse for eksempel til å gjennomføre nødvendig vedlikehold. Videre har direktoratet vært opptatt av hvordan samspillet mellom organisasjonene på innretningene fungerer i forhold til landorganisasjonene, i lys av endringer som selskapene har gjennomført på dette området.

Teknisk tilstand

Departementet har i forbindelse med den tekniske tilstanden på innretningene, bedt Oljedirektoratet spesielt følge opp tiltak for å forhindre brann og eksplosjon. Konkret har oppmerksomheten først og fremst vært rettet mot prosessanlegg og stigerør, samt mot aktiviteter og utstyr knyttet til boring og brønnintervensjon.

De foresatte departementer ba også Oljedirektoratet prioritere tilsyn rettet mot leveransesikkerhet, som utgjør en del av det totale sikkerhetsbegrepet. Elementer som inngår i leveransesikkerhet og som har vært gjenstand for tilsyn er

- Prosess- og transportregularitet
- Måling, overvåking og logging av produserte og transporterte volumer
- Trykk-klasseskiller i rørsystemer
- Endring i designbetingelser
- Beredskap knyttet til leveransesikkerhet

2.4.3 ERFARINGER FRA TILSYNET

Generelt

Det er etter hvert blitt økt fokus på resultatoppnåelse i forvaltningen, og dermed på kost-/nytteverdien av den virksomhet forvaltningsorganene driver. De mål Oljedirektoratet etterstreber i forvaltningen av sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten, er i sin natur langsiktige. Det har derfor vist seg vanskelig å evaluere de oppnådde resultatene for et tidsrom på bare ett år.

Oljedirektoratet igangsatte derfor i 2000 et arbeid for å gjøre en samlet vurdering av utviklingen de siste tre til fem år med hensyn til hvilke resultater som er oppnådd i forhold til de mål som direktoratet har nedfelt for sikkerhets- og arbeidsmiljøforvaltningen. Direktoratets virksomhet i 2000 representerer en naturlig kontinuitet i forhold til de aktivitetene tidligere i femårsperioden, og bygger opp un-

der resultater som tidligere er rapportert i dette tidsrommet.

Resultatene i seg selv har gitt Oljedirektoratet et grunnlag for etter hvert å få industrien selv til å erkjenne at de siste årene har vist en lite akseptabel utvikling hva angår sikkerhetsmessige forhold. Direktoratet er av den oppfatning at industrien nå er i ferd med å erkjenne hvilke problemer den står overfor og er kommet i gang med å iverksette tiltak for å oppnå reelle forbedringer. Direktoratet ser det som et gjennombrudd at det synes å være oppnådd en rimelig grad av selverkjennelse i industrien. Denne selverkjennelsen skaper i seg selv ikke nødvendigvis bedre resultater, men vil danne et godt grunnlag for faktiske tiltak som vil kunne skape gode resultater framover.

Hovedtyngden av Oljedirektoratets innsats i denne perioden har vært rettet mot næringens styring og måloppnåelse innenfor sikkerhet og arbeidsmiljø. Det er direktoratets oppfatning at virksomheten i år 2000 har bidratt til en ytterligere erkjennelse og forståelse av at de bakenforliggende problemene gjelder forhold som angår styring i større grad enn tekniske og operasjonelle problemstillinger.

Etter hvert som de styringsmessige utfordringene i næringen har blitt mer åpenbare gjennom perioden, har konturen av en bakenforliggende utfordring kommet skarpere fram. Denne utfordringen kommer til uttrykk i form av uheldige sider ved kulturen i næringen som helhet og i enkeltelskaper. Det dreier seg om sider ved en kultur slik den manifesterer seg gjennom holdninger, forståelse og handlinger som skaper føringer for den enkeltes innstilling til sikkerhet. Oljedirektoratet mener at det nå er blitt etablert et grunnlag for at industrien selv vil erkjenne og gjøre noe med den uheldige utviklingen på dette området. Dette innebærer ikke at utfordringene nå er løst, men at direktoratet ser nye muligheter for å oppnå gode resultater framover.

Ordningen med samsvarsuttalelse - SUT

Ordningen med samsvarsuttalelse (SUT) trådte i kraft 1.8.2000, se nærmere omtale av ordningen under kapittel 2.5 "Rammesetting". Redernæringen hadde i forkant vars-

"West Navion" fikk den første samsvarsuttalelsen fra Oljedirektoratet



let stor interesse for å søke om slike samsvarsuttalelser, og Norges Rederiforbund etablerte i forståelse med Oljedirektoratet en koordeining for et tjuetalls flyttbare boreinnretninger.

I 2000 ble det utstedt én samsvarsuttalelse, som gjaldt den flyttbare boreinnretningen "West Navion". I henhold til Rederiforbundets plan skulle flere søknader vært innsendt og behandlet i løpet av høsten. Det oppsto imidlertid forsinkelser i de aktuelle redernes arbeid med å ferdigstille søknadene. Dette førte til at direktoratet bare mottok to ytterligere søknader i 2000, for boreinnretningene "Deepsea Bergen" og "West Vanguard". Ved utløpet av året var disse søknadene under behandling.

Oljedirektoratet oppfatter forsinkelsene til å inneholde et positivt element i forhold forbedringer av så vel holdninger til sikkerhet og arbeidsmiljø som selve den tekniske tilstanden på innretningene. Så vidt direktoratet har erfart og i en viss grad fått bekreftet gjennom tilsynet, har rederne gjennom arbeidet med å utvikle søknadene, erkjent at det forelå en rekke behov for oppgraderinger, korrigerende av avvik og lignende. Dette arbeidet har tatt mer tid enn anslått. Rederne er dermed også påført kostnader, men direktoratet antar fremdeles at ordningen innebærer et betydelig potensial for besparelser over tid, fordi verifikasjonsarbeid og lignende ikke lenger må gjentas ved hver ny anvendelse av innretningene. Videre mener Oljedirektoratet at en bedre sikkerhets- og arbeidsmiljømessig standard i det lange løp gir gevinster i seg selv.

2.5 RAMMESETTENDE VIRKSOMHET

2.5.1 NYTT REGELVERK FOR HMS-OMRÅDET I PETROLEUMSVIRKSOMHETEN

Oljedirektoratet har, sammen med Statens forurensnings-tilsyn og Helsetilsynet, samt i samarbeid med næringen, i 2000 nærmest slutført det omfattende arbeidet med å revidere regelverket på området helse, miljø og sikkerhet. Arbeidet ble igangsatt i 1997 med utgangspunkt blant annet i ny petroleumslov med tilhørende forskrifter fastsatt ved kongelig resolusjon, som trådte i kraft 1.7.1997, samt underliggende regelverk.

Det er besluttet at det framtidige underliggende sokkelregelverket skal bestå av fire forskrifter for områdene:

- styring
- operasjon
- teknologi
- opplysninger

De fire nye forskriftene vil bli fastsatt og håndhevd av de tre myndighetene i fellesskap og i samsvar med prinsippene som er nedfelt i ordningen med det koordinerte tilsynet på sokkelen.

Tre-parts regelverksforumet "Ekstern Referansegruppe for Regelverksutvikling" (ERR) ga sin generelle tilslutning til strukturen i det nye regelverket i 1998. Gjennom ERR involveres de berørte parter i arbeidet med å utarbeide inn-

holdet i de fire nye forskriftene, slik Oljedirektoratet har god erfaring med fra tidligere regelverksutvikling.

Revisjonsarbeidet har ikke hatt som mål å skjerpe kravene til virksomheten, men å videreføre den gjeldende regulering innenfor rammen av en ny regelverksstruktur. En slik omlegging vil, slik direktoratet ser det, gjøre regelverket mer tilgjengelig og gi tilsynsmyndighetene mer helhetlige og effektive styringsinstrumenter. Formålet er videre å legge til rette for større grad av utnyttelse av anerkjente industristandarder, øke forutsigbarheten ved anvendelse av regelverket overfor flyttbare innretninger, legge til rette for mer helhetlig og tverrfaglig tilnærming til saksområder og tilpasse regelverket bedre til strukturen i EØS-regelverket.

Samtidig er det arbeidet videre med utkast til ny kongelig resolusjon, eller såkalt hovedforskrift, som skal gjelde for området. Arbeidsutkastene ble underlagt intern høring høsten 1999. Samtidig ble næringen bedt om å kommentere utkastene. Høringsuttalelsene viste seg å bli omfattende, og i samråd med Kommunal- og regionaldepartementet ble det besluttet at fristen for å oversende dokumentene til departementene med anmodning om aksept for å sende dokumentene på ekstern høring, skulle utsettes til slutten av januar 2000. Direktoratets arbeid med regelverksreformen har i 2000 derfor hovedsakelig bestått i behandling av høringsuttalelsene og endelig utforming av utkastene på grunnlag av dette.

Som en del av arbeidet, har det også vært en løpende oppfølging av relevante standardiseringsarbeider, dels ved direkte deltakelse i standardiseringsarbeidene og dels gjennom formelle høringsrunder. Det antas at det nye regelverket vil bli fastsatt i løpet av 2001, med mulig ikraft-tredelsestidspunkt ved årsskiftet 2001/2002.

2.5.2 ORDNINGEN MED SAMSVARSUTTALELSE - SUT

Kommunal- og regionaldepartementet ba i 1998 Oljedirektoratet om å begynne arbeidet med å utvikle en ordning med en form for "forhåndsuttalelse" for flyttbare innretninger. Bakgrunnen for dette initiativet var blant annet at det fra rederinæringens side gjennom lang tid hadde vært tatt til orde for at det bør utvikles en slik ordning. Det ble senere besluttet at ordningen skulle kalles "samsvarsuttalelse" (SUT).

Hensikten med ordningen skal være å bidra til å gi eiere av flyttbare innretninger som ikke har inngått kontrakt om bruk på norsk sokkel, en bedre forutsigbarhet med hensyn til innretningens egnethet i forhold til petroleumsregelverkets krav. Det er videre et mål å effektivisere arbeidsprosessene så vel i næringen som hos myndighetene knyttet til verifikasjoner og søknadsbehandling. Oljedirektoratet forventer også en positiv effekt på helse-, miljø- og sikkerhetsstyringen av flyttbare boreinnretninger, ved at ordningen bidrar til i større grad å plassere ansvaret for slik styring hos riggeier, hvor dette ansvar naturlig hører hjemme.

For å utvikle en slik ordning, ble det høsten 1998 opp-

rettet en arbeidsgruppe som ble ledet av Oljedirektoratet. I gruppen deltok ellers Norges Rederiforbund, Oljeindustriens Landsforening, Landsorganisasjonen i Norge, Oljeindustriens Fellessammenslutning, Sjøfartsdirektoratet, Det norske Veritas, Teknologibedriftenes Landsforening og Norsk Forening for Rettighetshavere.

Arbeidsgruppen besluttet i 1999 at ordningen skal avgrensnes til å gjelde for flyttbare boreinnretninger. Ordningen skal imidlertid underlegges en evaluering etter ca. to år. I den sammenheng kan det også være aktuelt å vurdere en mulig utvidelse av ordningen til også å gjelde andre typer flyttbare innretninger.

Arbeidet med å utarbeide det tekniske vurderingsgrunnlaget for redernes arbeid med søknader om slik uttalelse ble utført av Det norske Veritas. I 2000 har Oljedirektoratet, i samarbeid med Sjøfartsdirektoratet, ferdigstilt en veiledning for søknad om uttalelse etter denne ordningen.

Ordningen trådte i kraft 1.8.2000. I løpet av året ble det utstedt én uttalelse etter den nye ordningen. Erfaringene med ordningen er omtalt under kap 2.4 - Tilsynsvirksomheten

2.6 ARBEIDSULYKKER MED PERSONSKADER

Oljedirektoratet mottar fortløpende meldinger om personskader som inntreffer på innretninger i petroleumsvirksomheten på norsk sokkel. Dødsulykker, alvorlige personskader og andre alvorlige hendelser skal varsles slik at direktoratet kan avgjøre om det er behov for umiddelbare tiltak i hvert enkelt tilfelle. I tillegg til den umiddelbare varslingen, skal alle personskader som fører til medisinsk behandling eller fravær inn i neste 12-timers skift, meldes til Oljedirektoratet på egen blankett. Denne blanketten benyttes også for melding av arbeidsulykker til Rikstrykdeverket. Opplysningene fra disse blankettene overføres til direktoratets register for personskader i petroleumsvirksomheten, og danner blant annet grunnlaget for Oljedirektoratets statistikk. Hovedtrekkene i skadebildet er gjengitt i årsberetningen, mens mer detaljerte tabeller og figurer blir publisert på Internett.

I 2000 fikk Oljedirektoratet melding om totalt 777 personskader som inntraff på innretninger i petroleumsvirksomheten på norsk sokkel. I tillegg er det rapportert 33 skader klassifisert som fritidsskader og 49 førstehjelpsskader. De statistiske fremstillingene omfatter arbeidsulykker som oppfyller de nevnte kriteriene. Førstehjelpsskader og fritidsskader er derfor ikke med i grunnlaget for figurene i dette kapittelet.

Det inntraff en dødsulykke på sokkelen i 2000. I forbindelse med lasthåndtering på rørdekk, omkom en person etter å ha blitt truffet av last slik at han ble klemt mellom lasten og en konteiner. Lasten besto av sju produktionsrør som til sammen veide om lag to tonn.

Oljedirektoratets granskning av ulykken førte til observasjoner som tyder på at det over noe tid har utviklet

seg en kultur der brudd på grunnleggende prinsipper for sikre løfteoperasjoner er akseptert. Medvirkende til årsaken synes å ha vært uklarheter og ulik oppfatning knyttet til ansvar for aktiviteter i det aktuelle området på innretningen. Ulykken, som inntraff 24.12.2000, er for tiden under politietterforskning.

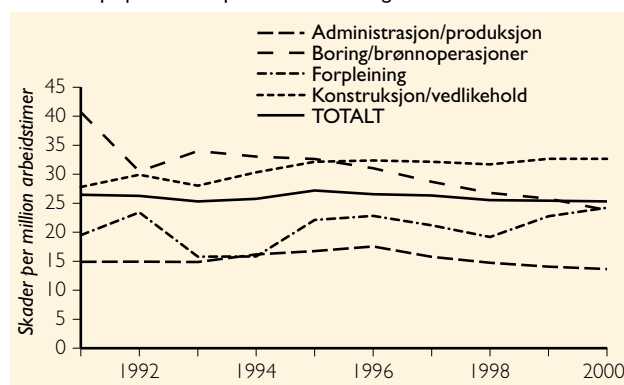
Videre døde en dekkarbeider på et ankerhåndteringsfartøy 11.9.2000 av skadene han ble påført da han ble truffet av en kjetting. Denne ulykken følges opp av maritime myndigheter, ettersom den inntraff på et fartøy som ikke omfattes av Oljedirektoratets myndighet. Ulykken er derfor ikke med i statistikk over skader i petroleumsvirksomheten. Direktoratet vil likevel gjennomgå granskningsrapporten når denne foreligger, med tanke på mulige tiltak på tvers av involverte myndigheters ansvarsområder.

Figur 2.6.1 viser skadefrekvenser de siste ti årene for skader på permanent plasserte innretninger, innrapportert til Oljedirektoratet etter kriteriene som nevnt i innledningen. Figuren viser også skadefrekvenser for de forskjellige hovedaktivitetsområdene på innretningene. I tiårsperioden har det vært små endringer i den totale skadefrekvensen, som har variert mellom 25,3 og 27,2 skader per million arbeidstimer. Siden 1996 er det konstruksjons- og vedlikeholdsaktivitetene som har gitt det største bidraget til den totale skadefrekvensen på sokkelen.

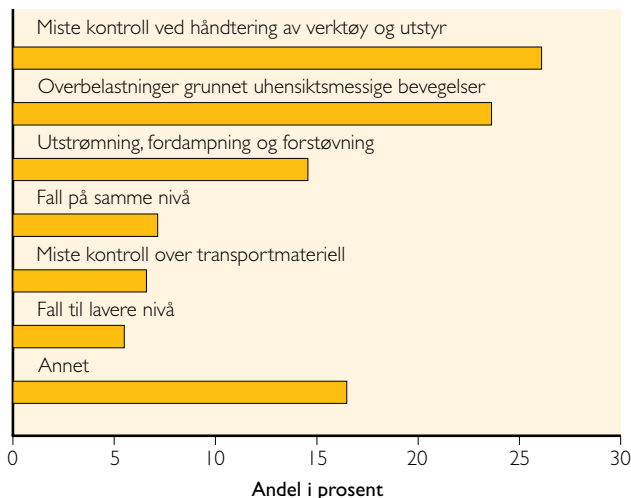
Figur 2.6.2 viser de viktigste hendelsene som har ført til personskader innenfor gruppen vedlikehold og konstruksjon på permanent plasserte innretninger. Den viktigste typen hendelser i denne gruppen, er når den som skades eller andre i nærheten mister kontroll over utstyr eller materiell som håndteres eller transporteres. Denne type hendelser utgjør sammen med forskjellige former for overbelastning av kroppen, over halvparten av alle hendelsene i denne aktivitetskategorien. Rørleggere og mekanikere er de mest utsatte yrkesgruppene.

Figur 2.6.3 viser at entreprenøransatte på permanent plasserte innretninger er mer utsatt for skader enn operatøransatt personell. For 2000 har likevel operatør-

Figur 2.6.1
Personskadefrekvens relatert til arbeidstid på permanent plasserte innretninger



Figur 2.6.2
Skadehendelser innenfor vedlikehold og konstruksjon på permanent plasserte innretninger

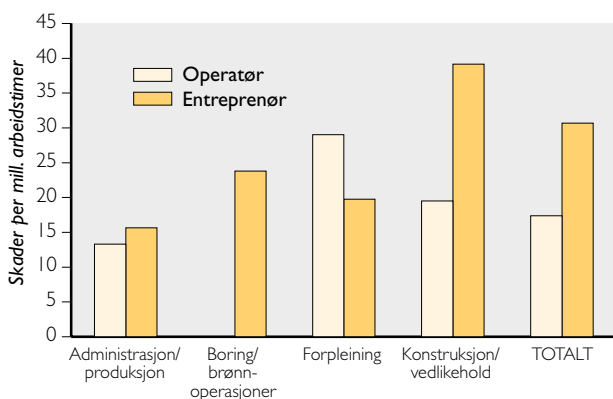


ansatt forpleiningspersonell vært mer utsatt for skader enn entreprenøransatte i denne kategorien.

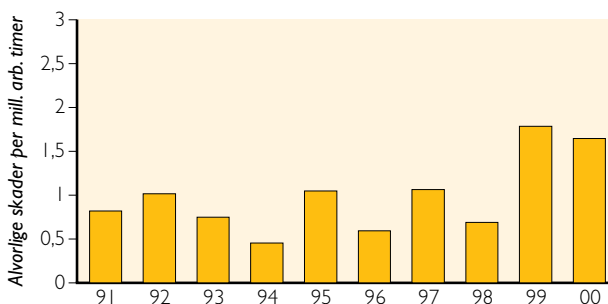
Ser vi derimot på skader som defineres som alvorlige, viser figur 2.6.4 og 2.6.5 at det i de to siste årene har vært en markant økning i skadefrekvensen for operatøransatte. Økningen er på henholdsvis 80 og 66 prosent i forhold til gjennomsnittet i tiårsperioden. Den gjennomsnittlige frekvensen av alvorlige personsikader var i tiårsperioden 1,3 per million arbeidstimer for entreprenøransatte, mens den for operatøransatte var 1,0. Operatøransatte har imidlertid i de siste årene en høyere frekvens enn entreprenøransatte har hatt i hele perioden fra 1991.

Figur 2.6.6 viser skadefrekvenser innenfor hovedaktivitetene på flyttbare innretninger de siste ti år. Den totale skadefrekvensen viser, på samme måte som for permanent plasserte innretninger, små endringer i perioden. I 2000 har det likevel innenfor boring/brønnoperasjoner og drift/vedlikehold vært en signifikant økning i skadefrekvens i forhold til året før. Selv om gruppen drift og vedlikehold har hatt en markant økning i skadefrekvens de

Figur 2.6.3
Personskadefrekvens for operatør- og entreprenøransatte på permanent plasserte innretninger i 2000



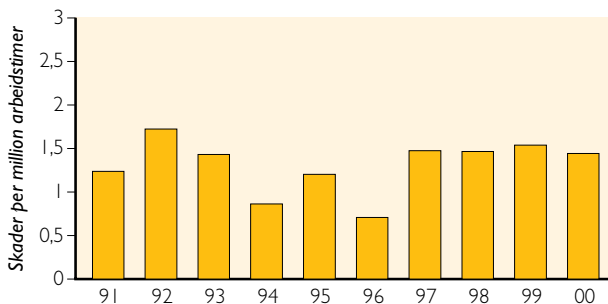
Figur 2.6.4
Alvorlige personsikader - operatøransatte på permanent plasserte innretninger



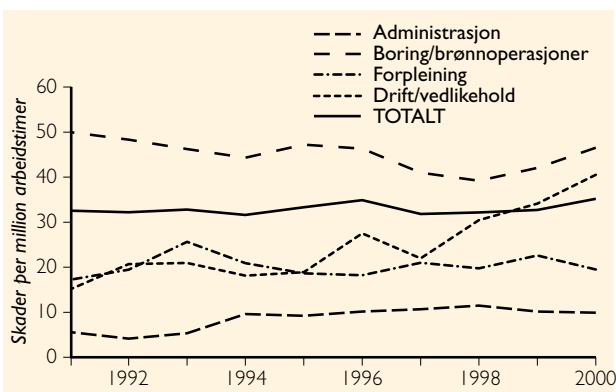
siste tre årene, er det fremdeles boring og brønnoperasjon som er den mest skadeutsatte gruppen på flyttbare innretninger.

Figur 2.6.7 viser frekvensen av alvorlige personsikader på flyttbare innretninger i perioden 1991 til 2000. Det fremgår av figuren at frekvensen har steget noe fra de laveste verdiene i årene 1997 og 1998. Endringene er imidlertid for små til at det er statistisk grunnlag for å si at skadefrekvensen er økende. Variasjonene fra år til år reflekterer først og fremst variasjoner innenfor kategorien boring, hvor også de fleste alvorlige skadene opptrer. På flyttbare innretninger utgjør andelen operatøransatte en svært liten del, og det er derfor ikke vist figurer som skill-

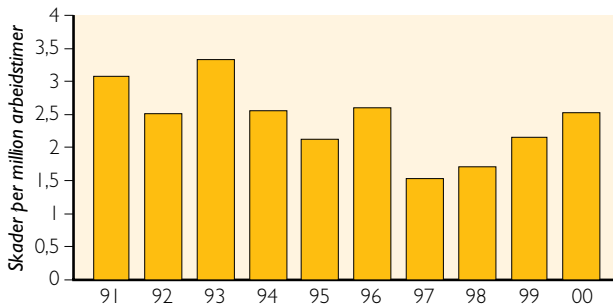
Figur 2.6.5
Alvorlige personsikader per million arbeidstimer - entreprenøransatte på permanent plasserte innretninger



Figur 2.6.6
Totalt antall personsikader på flyttbare innretninger per hovedaktivitet relatert til arbeidstimer



Figur 2.6.7
Alvorlige personskader per million arbeidstimer flyttbare innretninger



ler mellom skadefrekvens for kontraktør- og operatøransatte.

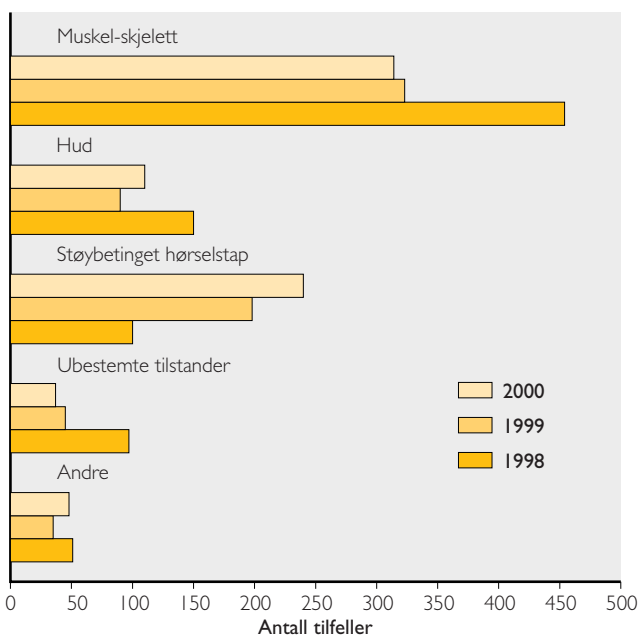
Når det gjelder alvorlige skader, har de flyttbare innretningene en høyere gjennomsnittlig frekvens enn de permanent plasserte innretningene gjennom tiårsperioden. Den gjennomsnittlige frekvensen var henholdsvis 1,2 og 2,4 alvorlige personskader per million arbeidstimer. Utviklingen av frekvensen gjennom perioden viser imidlertid en økende trend for permanent plasserte innretninger mot en fallende trend for flyttbare innretninger.

2.7 ARBEIDSBETINGEDE SYKDOMMER

Forekomst av arbeidsbetingede sykdommer kan gi opplysninger om kvaliteten på arbeidsmiljøet. Oljedirektoratet har i de siste årene arbeidet for at selskapene skal bruke innsamlede opplysninger om årsaker til og forekomst av arbeidsbetingede sykdommer aktivt i det forebyggende verne- og miljøarbeidet.

Det ble mottatt 734 meldinger om arbeidsbetinget sykdom i 2000. Av disse var 168 operatør- og 566 entreprenør-

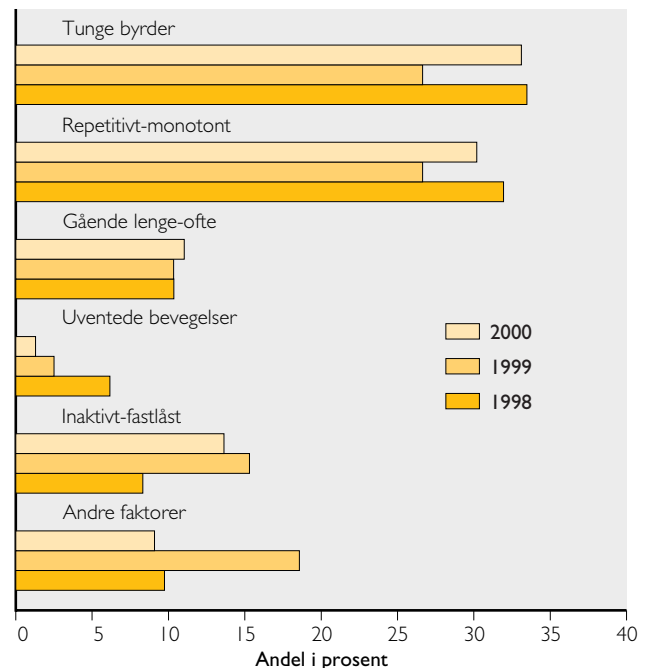
Figur 2.7.1.
Diagnosegruppefordeling av arbeidsbetingede sykdommer 1998-2000



ansatte. Dette er en økning i antall meldinger på 6,2 % fra 1999, og gir en meldefrekvens på 26,1 tilfeller per million arbeidstimer. Etter en kraftig økning av antall meldte tilfeller i perioden 1992 til 1996, har antallet tilfeller de siste årene vært noenlunde stabilt. Frekvensen økte litt i forhold til året før, men svingninger av denne størrelsen må kunne forventes uten at dette skal tillegges for stor vekt. For å bidra til at selskapene fremdeles setter søkelys på arbeidsbetingede sykdommer, gjennomførte Oljedirektoratet tilsyn med melding og videre oppfølging av nye tilfeller både hos operatører og entreprenører i 2000. Formålet med dette arbeidet var blant annet å få til en mer ensartet meldepraksis fra selskapene. Tilsynet ble gjennomført ved at operatørene førte tilsyn med egne og entreprenørers systemer på dette området. Oppsummeringen av dette arbeidet er ennå ikke avsluttet i Oljedirektoratet.

Dersom en ser bort fra hørselsskader på grunn av støy (230 tilfeller), blir frekvensen av andre sykdommer 17,9

Figur 2.7.2.
Eksponeringsfaktorer - muskel-skjelettlidelser

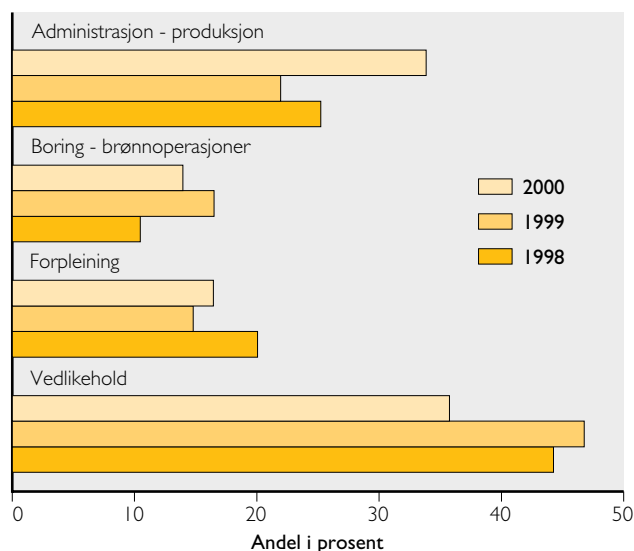


tilfeller per million arbeidstimer. Dette er vesentlig høyere enn det som er blitt rapportert for landindustrien.

Likevel kan det fremdeles være en viss underrapportering, ettersom det fortsatt kommer få meldinger fra enkelte selskap med mange ansatte på sokkelen.

I fjor ble formen på framstillingen av arbeidsbetingede sykdommer i årsberetningen endret for å få bedre fram hovedtrekk i materialet og for å få et klarere samsvar med skader og arbeidsaktivitet. Figur 2.7.1 viser fordelingen av noen hovedgrupper av arbeidsbetingede sykdommer registrert i perioden 1998-2000. Støyindusert hørselstap er, som i de forrige årene, inkludert og skilt ut som egen gruppe. Dette skyldes at meldeplikten for denne typen syk-

Figur 2.7.3.
Arbeidsbetingede sykdommer fordelt på stillingskategorier



dommer ble endret 1997 i samsvar med Arbeidstilsynets regelverk. Mens disse tilfellene tidligere skulle meldes summarisk, skal de nå meldes enkeltvis. Dette vil gi bedre muligheter for oppfølging av enkelttilfeller. Selv om det er en vesentlig økning av innmeldte tilfeller av støyindusert hørselstap fra 100 i 1998 til 240 i fjor, er det usikkert om alle nye tilfeller er meldt inn.

Som tidligere er muskel-skjelettlidelser (inkluderer lidelser i bindevev) dominerende. Denne typen benevnes vanligvis som belastningslidelser. Dette er rygg sykdommer, senebetennelser og ulike former for muskelsmerter. Antallet slike tilfeller gikk ubetydelig ned i forhold til året før, men falt fra 54 prosent av meldte tilfeller i 1998 til 43 prosent i 2000. Til tross for denne nedgangen er tallene fremdeles høye og viser at det er viktig å satse på forebyggende arbeid i forhold til denne typen lidelser. Ikke uventet er angitte årsaker til tilfellene i denne gruppen utpreget manuelt arbeid innenfor boring, vedlikehold og forpleining.

Eksposeringen som er angitt som årsak til disse belastningslidelsene, er oppsummert i figur 2.7.2. I denne figuren er det tatt med data for de tre siste årene.

Av figuren framgår det at håndtering av tunge byrder og tunge løft var oppgitt som en av de to viktigste årsakene til sykdommer i muskel-skjelettsystemet i 2000, som i de to foregående årene. En annen viktig årsak til denne typen lidelser var repetitivt monotont arbeid. Både tungt og repetitivt monotont arbeid er angitt som årsak til blant annet senebetennelser og muskelsmerter. Andelen av tilfeller av slitasjeforandringer i kne og hofter som er tilskrevet mye gange på hardt underlag, er relativt stor, men stort sett uendret i forhold til året før. Tunge løft, uventede bevegelser og inaktivt/fastlåst arbeid kan gi ryggplager i form av lumbago/ischias, men andelen av denne typen arbeidsmiljøfaktor som årsak til ryggplager, er betydelig redusert i forhold til året før. Vanskelig tilkomst som fører

til at arbeid må utføres krypende eller knestående, er en annen hyppig årsak til ulike kneplager. Denne kategorien er inkludert i gruppen "Andre", og var blant annet en viktig grunn til den observerte økningen fra 1998 til 1999. For 2000 var andelen tilfeller tilskrevet krypende/knestående arbeid tilbake til nivået for 1998.

Hudlidelser er en annen stor diagnosegruppe. Antallet og andelen tilfeller i denne gruppen gikk litt opp i forhold til året før. I overkant av halvparten (52 prosent) av tilfellene er håndeksem som følge av kontakt med oljebasert boreslam. En del tilfeller er også tilskrevet andre organiske forbindelser, mens epoxy er angitt som årsak til 13 tilfeller av kontakteksem (økt fra fire året før) og ett tilfelle av generell allergisk reaksjon. Dette er en betydelig økning i antall tilfeller og viser at det forebyggende arbeidet på dette området fremdeles ikke er godt nok. I 2000 som i 1999 var det ingen som anga at isocyanater var årsak til eksem, mens fire slike tilfeller ble meldt i 1998. Andre tilfeller i denne gruppen er antatt å skyldes uorganiske forbindelser som ulike metaller og brønnskjemikalier.

Ubestemte tilstander er ulike symptomer som skyldes eksponering for uheldige arbeidsmiljøfaktorer, men som er vanskelige å klassifisere som sykdom. Her inngår også søvnforstyrrelser. Det synes åpenbart at mange får søvnforstyrrelser etter å arbeide såkalt sving-skift. Denne skiftordningen ble angitt som årsak til 19 tilfeller i 2000 mot 25 i 1999 og 71 tilfeller i 1998. Denne reduksjonen kan skyldes at flere selskaper har gått bort fra ordningen med sving-skift.

Gruppen "Andre" omfatter sykdommer som ikke kommer inn i kategoriene nevnt ovenfor. I denne gruppen er blant annet sykdommer i åndedretsorganene som astma og bronkitt, og tilfeller av luftveisirritasjon som skyldes luftbårne irritanter som for eksempel oljedamp og sveiserøyk. I tillegg er det rapportert tre tilfeller av asbestbetinget lungesykdom. I to av disse tilfellene hadde eksponeringen ført til lungekreft, og i ett til lungerøntgenforandringer. Dette er arbeidstakere som har blitt eksponert i tidligere arbeid, spesielt på fartøyer, og som nå har utviklet asbestspesifikke forandringer i lungehinnen.

Det ble i fjor meldt inn ett sykdomstilfelle der isocyanater ble angitt som årsak, og da til hudplager. Dette er en reduksjon i forhold til 1999, da slik eksponering skulle ha ført til to tilfeller av bronkial astma og ett tilfelle av symptomer fra luftveiene. Det forholdet at det meldes inn tilfeller av sykdom etter isocyanateksponering, viser at det er viktig med fortsatt forebyggende innsats også på dette feltet. Svingninger i meldte tilfeller av denne kategorien (ett tilfelle i 2000, tre i 1999 og ni i 1998) kan skyldes at forebyggende arbeid har hatt effekt, men kan også skyldes varierende oppmerksomhet rundt denne typen stoffer de siste årene.

De stillingskategoriene som var utsatt for arbeidsbetingede sykdommer, er angitt i figur 2.7.3. Arbeidere innenfor boring har vanligvis blitt betraktet som utsatte, men tatt i betraktning at denne funksjonen utførte 26,2 prosent av antall arbeidstimer, er andelen tilfeller vesent-

lig lavere enn det som kunne forventes. Denne andelen er bortimot uendret fra året før, men gikk opp fra 10 prosent i 1998 til over 15 prosent i 1999. Andelen meldinger for forpleiningsarbeiderne er tradisjonelt høy i forhold til antall arbeidede timer. Dette var også tilfelle i 2000, der andelen var 16,4 prosent mens antallet arbeidstimer for denne gruppen var 9,5 prosent. I 2000 var antallet rapporterte tilfeller i gruppen konstruksjon og vedlikehold litt lavere enn året før. Gruppen utførte 40,6 prosent av totalt antall arbeidstimer, men stod for 35,8 prosent av meldte sykdomstilfeller og er således som ventet i forhold til antall timer eksponering. Andelen tilfeller i kategorien administrasjon og produksjon gikk betydelig opp fra 21,9 prosent i 1999 til 33,8 prosent i 2000. Administrasjon og produksjon er således overrepresentert i forhold til arbeidsvolumet på 23,7 prosent av totalt antall arbeidede timer. Dette kan skyldes at det ble meldt inn et vesentlig høyere antall tilfeller av støybetinget hørselstap enn vanlig for denne gruppen.

2.8 HYDROKARBONLEKKASJER, BRANNER OG BRANNTILLØP

2.8.1 HYDROKARBONLEKKASJER

Tabell 2.8.1 gir en oversikt over rapporterte hydrokarbonlekkasjer de siste fem årene. Ingen av lekkasjene er karakterisert som store, men det har vært en økning i antall middels store lekkasjer fra 21 til 30. I vurdering av alvorlighetsgrad inngår blant annet utslippsmengde, farepotensial og årsaksforhold.

I 2000 fikk Oljedirektoratet i tillegg til de 217 lekkasjene som er tatt med i tabellen, også rapportert 90 tilfeller av hydrokarbonlekkasjer som vurderes som ubetydelige. De siste årene har det totale antallet av lekkasjer vært stabilt, men med en nedadgående trend for store lekkasjer. Med unntak av året 2000 har det også vært en nedgang i antallet middels store lekkasjer. Sammenlignet med produksjonsvolum på norsk sokkel, er antallet og alvorlighetsgraden av lekkasjer noenlunde stabilt.

Tabell 2.8.1
Hydrokarbonlekkasjer i perioden 1996 - 2000 fordelt etter alvorlighetsgrad

År	Små	Middels	Store	Totalt
1996	120	32	4	156
1997	156	27	3	186
1998	128	26	3	157
1999	142	21	2	165
2000	187	30		217

Tabell 2.8.2 viser at små utslipp, for eksempel fra ventiler og koblinger, ikke detekteres automatisk i særlig grad. Rapportering og oppfølging av slike hendelser er imidlertid av stor verdi i arbeidet for å identifisere problemområder og årsaksforhold. Rapportene viser at de virkelige eller bakenforliggende årsaker til en stor del av lekkasjene

er relatert til manglende vedlikehold av utstyret eller at systemer og utstyr startes opp uten at feilene er avdekket. Et gjennomgående trekk er rapporter om lekkasjer fra flenser eller ventiler som overleveres fra prosjekt til drift uten at den nødvendige kontrollen med utstyret er utført.

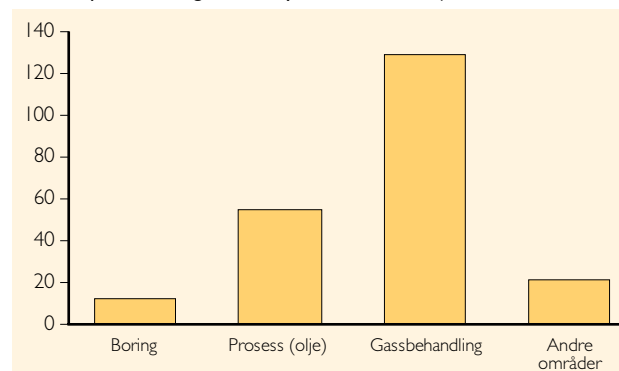
Oljedirektoratet har også registrert at operatørene i sine rapporter i flere tilfeller har konkludert med at lekkasjene har vært så store at de burde vært detektert av deteksjonssystemet. Dette indikerer at behovet for deteksjonssystemer fortsatt er en kritisk faktor.

2.8.2 BRANNER OG BRANNTILLØP

De to foregående årene har vist en økning i antall varslede og rapporterte branner og branntilløp i forhold til de forrige årene. De fleste av hendelsene er mindre hendelser (tilløp) hvor det registreres røyk, flamme eller varmgang i utstyr i et kort tidsrom. Fem branner er betegnet middels på grunn av varighet, mengde av røyk og flammer eller beredskapsmessige forhold. Ingen av hendelsene medførte personskader. Halvparten (41) av de registrerte brannene er gransket.

Av de fem brannene som er klassifisert som middels, var to brann i elektrisk utstyr. Brannene medførte stor røykutvikling og milliontap på grunn av skadet utstyr og tapt produksjon.

Figur 2.8.1
Område på innretningen hvor hydrokarbonlekkasjene inntraff

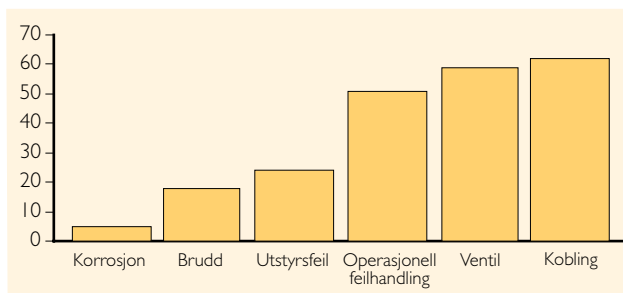


Boring: Område for boring og brønnaktiviteter
 Prosess (olje): Områder for systemer som inneholder olje (brønner og separatorer)
 Gassbehandling: Områder for systemer som normalt bare inneholder gass (gasskompressjon, gassbehandling og fakkell)

Tabell 2.8.2
Fordeling av hydrokarbonlekkasjer i 2000 etter alvorlighetsgrad og deteksjonsmåte

Alvorlighetsgrad	Automatisk deteksjon	Manuell deteksjon
Middels	21	9
Små	74	113
Totalt	95	122

Figur 2.8.2
Hovedtyper av feil som medfører hydrokarbonlekkasjer



Operasjonell feil: Feilhandling, svikt i prosedyrer eller planlegging
 Kobling: Lekkasje i flens eller kobling
 Utstyr: Lekkasje i utstyr eller instrumenter
 Brudd: Lekkasje i sprekker og brudd

En hendelse skjedde i forbindelse med skjærebrenning inne i en separator, hvor manglende rengjøring medførte at væske fordampet og ble antent. Dette forårsaket en trykkbølge inne i tanken hvor to personer jobbet. De øvrige to middels store brannene skjedde henholdsvis i forbindelse med sveising og antennelse av diesellekkasje på varme flater på en motor.

Tabell 2.8.3
Branner og branntilløp 1996 -2000

År	Små	Middels	Store	Totalt
1996	15	3	1	19
1997	22	2	1	25
1998	17	4	1	22
1999	38	4		42
2000	75	5		80

Tabell 2.8.4
Årsaker til branner i 2000 fordelt etter størrelse

Tennkilde	Små	Middels	Totalt
Sveising	7	1	8
Skjærebrenning	7	1	8
Elektrisk	30	2	32
Høy temperatur	30	1	31
Annet	1		1
Totalt	75	5	80

De vanligste årsakene til antenner i 2000 er elektriske branner og høy temperatur på utstyr .

De elektriske brannene skyldes forhold som:

- kortslutning i kabel, koblingsbokser eller tavle
- feil på elektrisk utstyr (batterier, frekvensomformere, transformatorer og elektriske motorer)

De mottatte rapportene kan tyde på at de virkelige eller bakenforliggende årsakene til at det brenner i elektrisk utstyr, er manglende vedlikehold eller mangler/svakheter i design.

Antennelse på varme flater har skjedd i forbindelse med:

- roterende utstyr (lager, o.l.)
- turbiner
- varme overflater
- kjøkken-/vaskeutstyr

De tilsvarende virkelige eller bakenforliggende årsakene til at det brenner på varme flater er vedlikeholdet på utstyret og feil som blir gjort i forbindelse med planlegging og utførelse av en jobb. En typisk hendelse er i denne sammenheng at brennbar materiale blir etterlatt på varme flater.

2.9 SKADER PÅ BÆRENDE KONSTRUKSJONER OG RØRLEDNINGER

Oljedirektoratet får rapporter om skader på og hendelser i forbindelse med bærende konstruksjoner og rørledningssystemer som blir samlet i databasen CODAM. For 2000 er det innrapportert 15 hendelser knyttet til bærende konstruksjoner og 20 knyttet til rørledningssystemer. Databasen inneholder nå data om til sammen 3323 hendelser knyttet til bærende konstruksjoner og 2286 knyttet til rørledningssystemer.

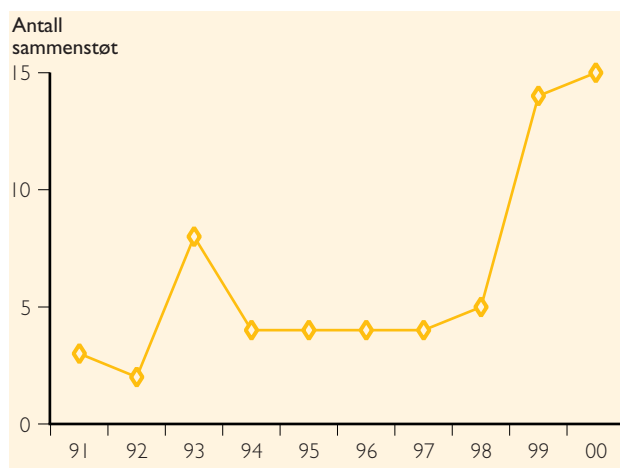
2.9.1 UNDERVANNSRØRLEDNINGER OG STIGERØR

Historisk er størstedelen av innmeldte skader og hendelser på rørledningssystemer i kategoriene 'ubetydelig' og 'liten'. Dette er hendelser som ikke krever utbedring eller oppfølging i særlig grad. Hendelser i kategorien 'stor' omfatter blant annet lekkasjer i rørledninger og stigerør, tilfeller av utknekking av rørledninger, samt utvending og innvendig korrosjon o.l., avhengig av skadeomfang og kritikalitet.

I 2000 inntraff syv hendelser og skader klassifisert som 'store' knyttet til rørledninger og stigerør:

- Brudd i en 12 tommers fleksibel rørledning for vanninjeksjon. Bruddstedet var inne i lederøret rett nedenfor innfestningspunktet til ledningen og forårsaket at nær 200 meter av stigerøret ble funnet oppkveilet på sjøbunnen utenfor lederøret. Årsaken til bruddet skyldes utmatting av indre plastlag som følge av påsatt overtrykk i lederøret. En ny rørledning for vanninjeksjon er installert.
- Utknekking av 10 tommers oljerørledning. I forbindelse med inspeksjon av rørledningstrasé etter oppstart, ble det to steder langs traseen påvist utknekking av rørledningen. Høyden på utknekkingene ble målt til 5,3 og 2,7 meter over havbunnen med tilhørende frispenn på 38 og 25 meter. Årsak til hendelsen er foreløpning ikke klarlagt. Utknekkingene er stabilisert ved å bygge opp understøtte av grus

Figur 2.9.3
Sammenstøt mellom fartøy og innretning 1991-2000



- Vanninntrengning i ringrom for 6 tomers fleksible gassinjeksjonsstigerør. Dette har medført redusert levetid for trykkbarrieren og av den grunn ble fire stigerør tatt ut av drift og erstattet foregående år. I ett tilfelle skyldes vanninntrengningen skade i ytterkappen på stigerøret. For de øvrige er årsaken ikke fastlagt.

2.9.2 BÆRENDE KONSTRUKSJONER

Tilsvarende som for rørledningssystemer er hoveddelen av innrapporterte skader og hendelser knyttet til bærende konstruksjoner i kategorien 'ubetydelig' og 'liten'. I 2000 ble det innrapportert én hendelse som er klassifisert som 'stor':

- I forbindelse med reposisjonering etter en avsluttet losseoperasjon, støtte et tankskip inn i akterenden på en flyttbar produksjonsinnretning. Sammenstøtet forårsaket en sprekke i innretningens skrog og skader på produksjonsutstyr og losseslange. Skadene er utbedret. Tankskipet ble kun påført små skader i baugen.

2.9.3 SAMMENSTØT MELLOM FARTØY OG INNRETNING

I 2000 er det innrapportert 15 sammenstøt mellom fartøy og innretninger, inkludert hendelsen som er beskrevet ovenfor. Dette er på samme nivå som i 1999, da antall sammenstøt var 14. I ni av hendelsene var flyttbare boreinnretninger involvert, fire hendelser involverte produksjonsinnretninger mens boliginnretninger var involvert i de resterende to. De fleste hendelsene medførte ikke skader av betydning verken på innretning eller fartøy. I to tilfeller er det imidlertid rapportert om skade henholdsvis på en innretning og et fartøy, henholdsvis en bulk på om lag 3,5 x 4,5 meter med 30 cm inntrykning og hull i skroget etter ett sammenstøt med en oppjekkbar borerigg.

Fra Oljedirektoratets side er rapportering av denne typen hendelser blitt viet oppmerksomhet, noe som har medvirket til en markert økning av innrapporterte sammenstøt de siste årene. Gjennomsnittlig har det forekommet fem

sammenstøt per år i perioden 1990 - 2000. Av den grunn er det nærliggende å anta at det har vært en viss underreportering. En gjennomgang av årsakene til sammenstøt viser at feil ved og ukorrekt operasjon av posisjoneringssystem er den største årsaksgruppen. Oljedirektoratet har nedsatt en gruppe, som sammen med aktørene i næringen søker å finne tiltak som kan snu utviklingen.

2.10 DYKKING

2.10.1 DYKKEAKTIVITET

I løpet av 2000 ble det foretatt 21 overflateorienterte dykk og 329 klokkeløp med til sammen ca. 56 000 manntimer i metning på norsk sokkel og på norske rørledninger på utenlandsk sokkel. Dette er en reduksjon i omfanget av overflateorientert dykking, mens metningsdykkingen var omtrent på samme nivå som i 1999.

Dykkeaktiviteten har fordelt seg på inspeksjons-, vedlikeholds- og konstruksjonsarbeider på felt der Hydro og Statoil er operatører. Dykking i forbindelse med konstruksjonsarbeid har utgjort en stor del av aktiviteten.

2.10.2 PERSONSKADER VED DYKKING

Figur 2.10.2.1 viser en oversikt over antall uønskede hendelser som er rapportert til Oljedirektoratet i forbindelse med dykkeaktiviteter de siste ti årene. Hendelsene er inndelt i kategoriene tilløp, personskader og dødsulykke. Personskade er her definert som et tilfelle som krever medisinsk behandling, førstehjelp eller som medfører fravær inn i neste 12-timers skift. Tilløp er en faresituasjon som under ubetydelig endrede omstendigheter kunne ha ført til død eller alvorlig personskade.

Av figuren fremgår det at antall rapporterte personskader ved metningsdykking i 2000 er økt fra året før, hvor aktivitetsnivået var omtrent samme. Av de 21 rapporterte personskadene ved metningsdykking i 2000 er ingen av alvorlig karakter. Flertallet av personskadene, det vil si 15 av 21, er relatert til infeksjoner.

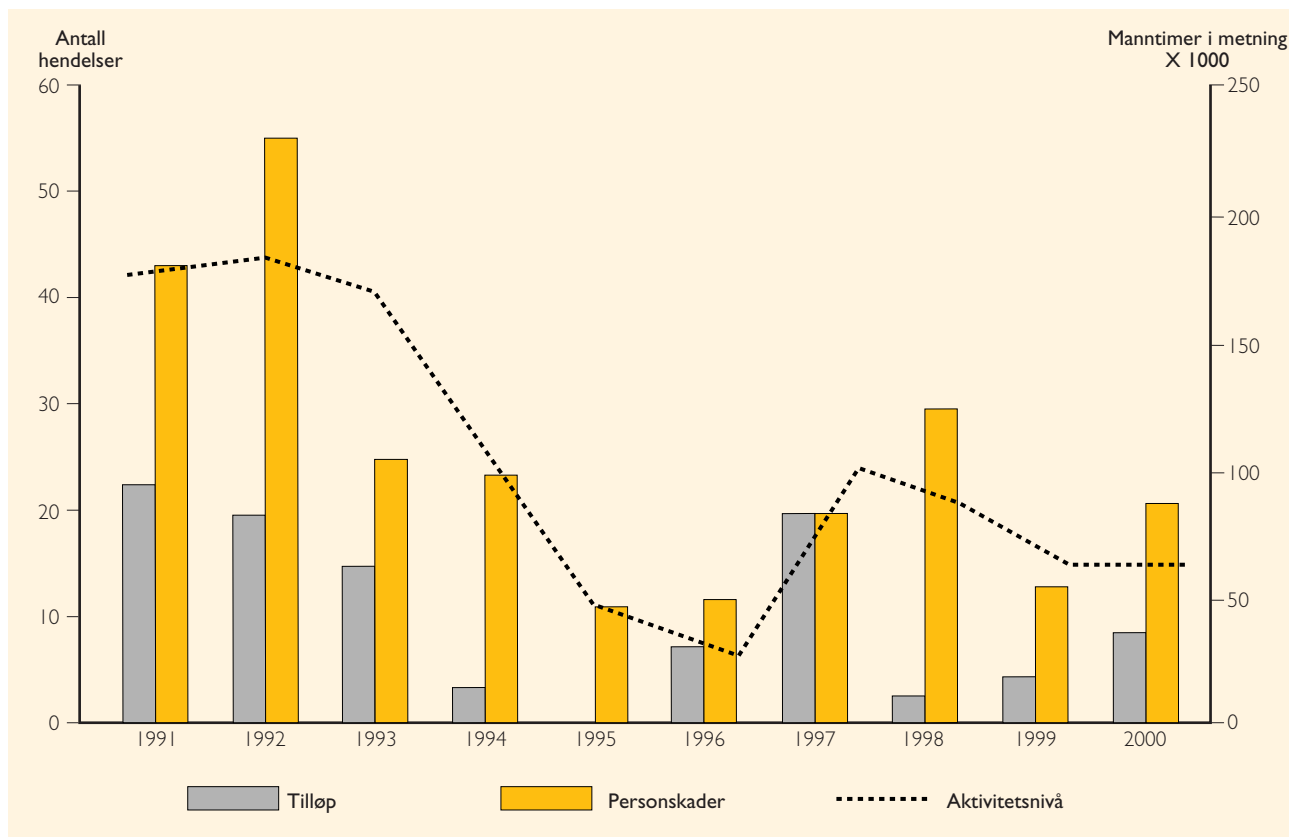
Det ble rapportert åtte tilløp til ulykke i forbindelse med metningsdykking, hvorav én er karakterisert som alvorlig. Denne hendelsen dreide seg om en ukontrollert dekompressjon av seks dykkere fra 14m til overflaten i løpet av ca. fire timer. Dette kunne ha ført til alvorlig trykkfall-syke og påfølgende langtidsskader.

I de senere år har det vært en rekke alvorlige tilløp til hendelser tilknyttet løfteoperasjoner under vann.

2.10.3 ERFARINGER FRA TILSYN I FORBINDELSE MED DYKKEAKTIVITETER

Gjennom tilsynsaktiviteten i 2000 har Oljedirektoratet registrert tilfeller av utilfredstillende oppmerksomhet omkring dykkesikkerhetsmessige aspekter, spesielt i planleggingen av og i forberedelsen til dykkeoperasjonene. Flere

Figur 2.10.1
Hendelser i forbindelse med metningsdykking



dykkeoperasjoner ble stanset fordi nøkkelpersonell ombord hadde mangelfulle kunnskaper om forhold relatert til hyperbar evakuering.

Opplæring

Det ble ikke utdannet metningsdykkere i Norge i 2000. I løpet av året har Norsk yrkesdykkerskole og Statens dykkerskole til sammen utdannet 86 dykkere som har fått utstedt sertifikat klasse 1.

2.10.4 FORSKNING OG UTVIKLING INNENFOR DYKKING

Oljedirektoratet har også i 2000 deltatt i styret og prosjektledelsen for et dykkerrelatert forskningsprogram. Dette engasjementet bidrar til at direktoratets fagmiljø er løpende orientert om pågående FoU-aktiviteter på området.

I november 2000 ble det årlige dykkeseminalet gjennomført som et felles seminar for både utenskjærs og innskjærs dykking.

2.10.5 INTERNASJONALT SAMARBEID INNENFOR DYKKING

Oljedirektoratet har formannsvervet i European Diving Technology Committee (EDTC).

2.11 LØFTEINNRETNINGER OG LØFTEOPERASJONER

Det ble i 2000 rapportert 68 uønskede hendelser i forbindelse med løfteoperasjoner til Oljedirektoratet, mot 52 i 1999. Antallet omfatter alle løfteoperasjoner, også løfteoperasjoner i forbindelse med boring. Antallet hendelser med personskade er gått ned fra 15 i 1999 til 9 i 2000. Også i 2000 førte en av hendelsene til at en person mistet livet. Dermed har begge de to dødsulykkene som har inntruffet innenfor direktoratets myndighetsområde i de siste fem årene, skjedd i forbindelse med løfteoperasjoner.

De viktigste observasjonene fra Oljedirektoratets tilsynsvirksomhet viser at det er områder med klare forbedringspotensialer knyttet til løfteinnretninger og løfteoperasjoner, som i stor grad er de samme som i foregående år:

- Operasjonelle prosedyrer, og respekt for og etterlevelse av disse.
- Kunnskap om sikkerhet og holdning til sikkerhet ved løfteoperasjoner.
- Bruk av erfaringer fra ulykker og uønskede hendelser i systematisk forbedringsarbeid.
- Involvering av teknisk og operasjonell kompetanse i drift og vedlikehold av løfteinnretninger.

Oljedirektoratet fullførte i 2000 prosjektet "Årsakssammenhenger til hendelser ved løfteoperasjoner". Pro-

sjektet har samlet inn og vurdert alle selskapsinterne rapporter (også de som er varslet til Oljedirektoratet) om uønskede hendelser ved bruk av offshorekraner fra alle operatører på norsk sokkel i årene 1994 til 1999. Analysene i rapporten omfatter 4 672 hendelser. Resultatene fra rapporten vil bli brukt i videre arbeid for å redusere antall ulykker og uønskede hendelser ved gjennomføring av løfteoperasjoner.

På bakgrunn flere alvorlige hendelser ved bruk av personellvinsj, foretok alle operatørene i 2000 en særskilt gjennomgang av operasjonelle og tekniske forhold

på dette området. Slik gjennomgang ble gjort på alle innretninger som har og bruker denne type utstyr.

Ved årsskiftet 2000/2001 startet bruken av en ny kran-simulator ved Ship Manoeuvring Simulator Center (SMS) i Trondheim. Statoil har vært en sentral aktør i utviklingen av dette prosjektet, og selskapet er tungt inne på brukersiden. Kransimulator som verktøy i kompetansebygging og vedlikehold av kompetanse, vil etter Oljedirektoratets oppfatning være et viktig element i fremtidens opplæring innenfor kranfaget.

3. Miljøtiltak i petroleumsvirksomheten

3.1 HENSynet TIL MILJØET

Hensynet til det ytre miljø har fått en sentral plass i utformingen av petroleums- og energipolitikken. Det ytre miljø ivaretas som en integrert del av arbeidet med å forvalte de norske petroleumsressursene på en forsvarlig måte.

Hovedaktiviteten i dette arbeidet er å fastsette regelverk og andre rammer for virksomheten, bidra med utredninger og faglige råd til overordnede departementer samt å føre tilsyn med aktivitetene på sokkelen. Andre aktiviteter er knyttet til deltagelse i nasjonale og internasjonale fora hvor det ytre miljø er en del av arbeidet.

En stor del av arbeidet som gjøres av hensyn til sikkerhet for mennesker og økonomiske verdier gir også positiv effekt på ytre miljø.

3.2 MILJØSOK

MILJØSOK ble opprettet i 1995 for å fremskynde et mer forpliktende samarbeid mellom myndighetene og olje- og gassindustrien for å løse de viktigste miljøutfordringene. Neste fase av MILJØSOK startet i 1997. Det ble da opprettet et sekretariat knyttet til OLF og dessuten et eget råd og et samarbeidsforum. Oljedirektoratet deltok både i MILJØSOK-rådet og samarbeidsforumet, og deltok i 1999 i flere arbeidsgrupper opprettet av MILJØSOK. I forbindelse med Offshore Northern Seas (ONS) høsten 2000 ble det utgitt en sluttrapport for MILJØSOK fase 2 med tittel "Felles Miljø - Felles Satsing". Rapporten gir en beskrivelse av miljøstatus og av miljøutfordringene for norsk petroleumsvirksomhet. Videre vurderes virkemidler, utslippsmål, industriell anvendelse av gass i Norge og behovet for forskning og utvikling knyttet til miljøsidene av offshorevirksomheten. Det gis også forslag til tiltak og anbefalinger om videre oppfølging av MILJØSOK. Oljedirektoratet vil også delta i den videre oppfølging.

3.3 MYNDIGHETER OG RAMMER

Oljedirektoratet og Statens forurensningstilsyn er etter petroleumsloven og forurensningsloven gitt myndighet til å føre tilsyn med petroleumsvirksomheten. Oljedirektoratet håndhever også loven om CO₂-avgift på sokkelen.

Petroleumsloven krever at all virksomhet skal foregå på en forsvarlig måte og ivareta sikkerhet for personell, miljø og økonomiske verdier.

Forurensningsloven har som formål å sikre en forsvarlig miljøkvalitet, slik at forurensninger og avfall ikke fører til helseskade, går ut over trivsel eller skader naturens evne til produksjon og selvfornyelse.

Forskriftene om styringssystem, risikoanalyser og beredskap er hjemlet i begge de sentrale lovene som er nevnt ovenfor, og forvaltes av Oljedirektoratet sammen med resten av teknologiregelverket og arbeidsmiljøloven. Oljedirektoratet har i samarbeid med Statens forurensningstilsyn og Statens Helsetilsyn i 2000 videreført arbeidet med å revidere regelverket på området sikkerhet, arbeidsmiljø, helse og ytre miljø. Dette arbeidet er nå i slutfasen og de

nye forskriftene vil bli fastsatt og håndhevet av de tre myndighetene i fellesskap.

3.4 TILSYN MED AKTIVITETENE

Sikkerhetsbegrepet, slik det anvendes i sokkelvirksomheten, omfatter også sikkerhet mot forurensning. Tilsyn med miljøtiltak og miljørelaterte aktiviteter er en integrert del av Oljedirektoratets tilsynsvirksomhet. I 2000 utførte Oljedirektoratet, i samarbeid med Statens forurensningstilsyn, et tilsyn som spesifikt var rettet mot operatørens ivaretagelse av det ytre miljø. Oljedirektoratet fører videre tilsyn med interne styringssystemer hos operatører og entreprenører for å sikre at virksomheten blir planlagt og gjennomført i samsvar med krav fra myndighetene og mål for akseptkriterier i selskapene.

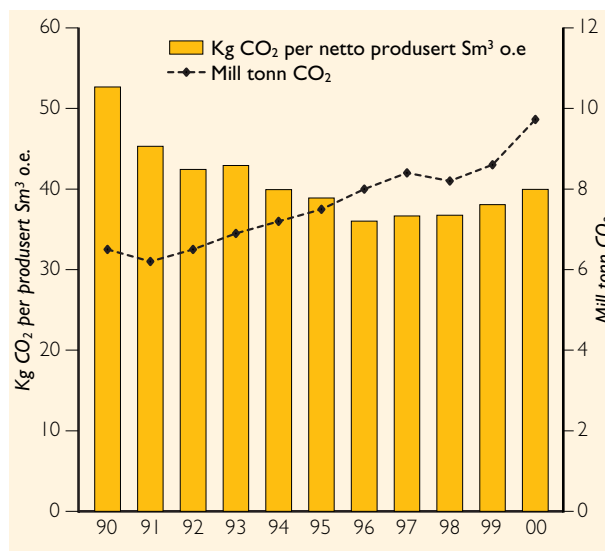
Helheten i myndighetenes tilsynsarbeid sikres gjennom Oljedirektoratets koordinerende rolle i forhold til Statens forurensningstilsyn.

I tilsynet med leteboring i miljøfølsomme områder har Oljedirektoratet særlig sett på forebyggende tiltak som operatørene setter i verk. Direktoratet har videre fulgt opp operatørens arbeid med fastsetting av akseptkriterier for miljørisiko, med andre ord den risikoen operatøren selv kan akseptere for sin aktivitet.

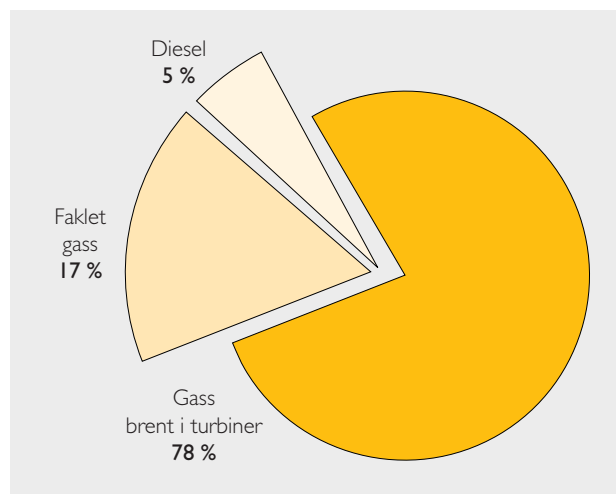
Oljedirektoratet fører også tilsyn med bruken av utstyr som måler brenselforbruk og mengde gass til fakling og kaldventilering. Innkreving av CO₂-avgiften på sokkelen er lagt til Oljedirektoratet, som årlig foretar en vurdering av selskapene for kontinuerlig å vurdere avgiftens virkning på CO₂-utslippene.

Foreløpige tall viser at CO₂-utslippene fra den avgiftsbelagte delen av virksomheten på sokkelen i 2000 var 9,7 millioner tonn. Dette utgjør om lag 88 prosent av petroleumsvirksomhetens totale CO₂-utslipp, som er vist i figur 3.1.1. Figur 3.1.2 viser hvordan utslippene fordeles på kilder.

Figur 3.1.1
CO₂-utslipp per produsert standardkubikkmeter oljeekvivalent



Figur 3.1.2
Avgiftsbelagte CO₂-utslipp fordelt på kilder 2000



3.5 DET YTRE MILJØET

Når Oljedirektoratet vurderer regionale konsekvensutredninger, planer for utbygging og drift, samtykkesøknader og søknader om tildeling av utvinningstillatelser, er miljøaspektene en naturlig og integrert del av direktoratets vurderinger. Direktoratet skal være en pådriver for å få industrien til å utvikle og ta i bruk teknologi som reduserer utslipp til luft og sjø, og derved maksimere verdiskapningen fra virksomheten i et livsløpsperspektiv.

I 2000 ble fire nye planer for utbygging og drift godkjent (Grane, Kvitebjørn, Ringhorne og Valhall vanninjeksjon). Mulighetene for å implementere ulike miljøtiltak stod sentralt i direktoratets vurdering av disse planene.

Erfaringsoverføring er en viktig del av direktoratets arbeid innenfor ytre miljø. I 2000 ble det arrangert to heldags seminarer med tema innenfor NO_x-reduserende tiltak og tiltak for å redusere utslipp til sjø.

Oljedirektoratet utarbeider hvert år prognoser for utslipp av CO₂, NO_x, flyktige organiske forbindelser (nmVOC og metan) og produsert vann. Prognosene er et viktig grunn-

lag for å vurdere virkemidler, slik at nasjonale og internasjonale forpliktelser kan følges opp på en kostnadseffektiv måte.

I samarbeid med industrien og Statens forurensningstilsyn er det i 2000 blitt videreutviklet rutiner og system for årlig rapportering av historiske utslipp fra feltene på sokkelen.

Direktoratet har i 2000 bidratt i myndighetenes utforming av utslippstillatelser for å redusere utslippene av nmVOC fra lagring og lasting av olje på sokkelen.

Oljedirektoratet har sammen med Olje- og energidepartementet også i 2000 utarbeidet et hefte som gir oversikt over miljøaspektene på norsk sokkel (www.oed.dep.no).

Innenfor det internasjonale samarbeidet under Oslo- og Paris-konvensjonen (OSPAR) forsøker deltakerlandene blant annet å komme fram til felles standarder og mål for å redusere utslippene til sjø. Oljedirektoratet har bidratt i forbindelse med norske myndigheters deltakelse i dette arbeidet.

3.6 GRØNN STAT - GRØNT OD

Oljedirektoratet er en av ti statlige etater som i løpet av tre år prøver ut tiltak og systemer for å gjøre driften mest mulig miljøvennlig. Det legges vekt på å gjennomføre prosjektet slik at arbeidet senere kan videreføres i alle statlige virksomheter. Statens forurensningstilsyn er tillagt prosjektledelse, mens Miljøverndepartementet og Arbeids- og administrasjonsdepartementet sammen står ansvarlig for prosjektet, som startet opp i september 1998.

Prosjektet har seks innsatsområder: energiforbruk, innkjøp, bygg, transport, avfallshåndtering, bruk av informasjon- og kommunikasjonsteknologi (IKT).

Oljedirektoratet setter i dette prosjektet fokus på hvordan vi ved hjelp av IKT kan redusere vår egen miljøbelastning. Handlingsplanen med kvartalsvise fremdriftsrapporteringer er tilgjengelig på: www.npd.no.

4.1 SAMARBEID MED NORAD

Oljedirektoratets bistandsarbeid i 2000, som ble finansiert av NORAD, omfattet ca. fem årsverk. Hoveddelen av bistandsarbeidet har vært rettet mot følgende samarbeidsland: Angola, Namibia, Sør-Afrika, Mosambik, Bangladesh og Vietnam. Oljedirektoratet har også hatt et begrenset samarbeid med Coordinating Committee for Coastal and Offshore Geoscience Programmes in East and South-East Asia (CCOP) og Southern Africa Development Community (SADC).

Oljedirektoratet har kommet langt i å nå NORADs målsetting om å etablere langsiktige samarbeidsavtaler med relevante institusjoner i de aktuelle land. Alle hovedprosjekter er regulert gjennom slike avtaler. I løpet av året er det utarbeidet ny samarbeidsavtale med Angola. Formen for det institusjonelle samarbeidet med de ulike land varierer, og for en del av de større prosjektene forsøker en å bidra aktivt til utviklingen av den samarbeidende institusjon ved å tilby erfaring fra hele Oljedirektoratets virksomhetsområde både faglig og administrativt.

Nicaragua (Instituto Nicaraguense de Energia - INE)
NORADs hovedprosjekt med Nicaragua ble avsluttet i begynnelsen av året. Prosjektet videreføres på lavt nivå og assistansen er rettet mot promotering av blokker for den første utlysingsrunden. Ut fra et faglig synspunkt vurderer Oljedirektoratet at behovet for assistanse til INE i denne fasen er svært viktig for å kunne gjennomføre en utlysning og tildeling av blokker på en for landet tjenlig måte.

Fortsatt bistand til Nicaragua vil bli vurdert basert på en evaluering av det gjennomførte program.

Angola (Ministry of Petroleum - MINPET)

Oljedirektoratet har i flere år vært involvert i NORADs engasjement knyttet til Angola. Flere angolnere er gitt opplæring i Oljedirektoratet og Angola har også mottatt støtte i forbindelse med sitt arbeid med regelverk. Beslutning om et mer omfattende institusjonelt samarbeid ble tatt i slutten av 1999. Det ble i den forbindelse utarbeidet en plan for et videre samarbeidsprogram over tre år. Selve programmet ble startet høsten 2000. En rådgiver er blitt engasjert til å bistå MINPET i deres arbeid og til å assistere ved gjennomføringen av programmet.

Namibia (Ministry of Mines and Energy - MME)

Oljedirektoratet har i tidligere år bistått med utforming av forskrifter og oppfølging av boreoperasjoner. Namibia har bygd opp en liten, men godt kvalifisert, petroleumsforvaltning, MME.

For å følge opp samarbeidsavtalen utstasjonerte Oljedirektoratet en rådgiver i Windhoek i slutten av 1999. En rekke aktiviteter er utført i løpet av 2000, blant annet assistanse til utvikling av ny gass lovgivning, videreutvikling av tilsynsmetodikk, planlegging av promotering av namibisk sokkel, oppfølging av planer for gassutbygging etc.

Sør-Afrika (Department of Mineral Resources and Energy - DME)

Organisering av oppstrøms olje- og gassvirksomhet og etablering av rammebetingelser for markedsføring av naturgass i Sør-Afrika, organisering av omsetning av petroleum, organisering av statlige eierinteresser i petroleumssektoren og opplæring er viktige områder for norsk bistand til DME. Prosjektet ble startet for fullt våren 1999 med EDRC ved University of Cape Town som utførende institusjon på vegne av DME. Oljedirektoratet bistår EDRC i arbeidet og det er benyttet norske forskere og konsulenter. En evaluering av prosjektarbeidet ble utført våren 2000. I det nye programmet som er planlagt vil blant annet regionale problemstillinger bli fokusert. DME vil i større grad ta et direkte ansvar for fase II.

Mosambik (National Directorate for Coal and Hydrocarbons - NDCH)

Parlamentet godkjente en ny petroleumslov i desember 2000. Loven vil iverksettes i løpet av våren 2001. Oljedirektoratet har fortsatt gitt støtte i forbindelse med utforming av ressurs-, rørlednings- og sikkerhetsregelverk og modellkontrakter for petroleumsvirksomheten. Disse arbeidene planlegges slutført innen seks måneder etter lovens ikrafttredelse.

Oljedirektoratet har videre assistert NDCH i oppfølging av planer for utbygging av gassfeltene Pande og Temane med tilhørende rørledning til Sør Afrika. Dersom Sasol/ENH realiserer prosjektene, blir disse blant de største industriprosjektene i Afrika. I tillegg har oppbygging av et sentralt datalager for seismiske data blitt fullført. Opp- læring og generell institusjonsstøtte har i tillegg vært viktige aktiviteter.

Det er nylig gjennomført en evaluering av prosjektet som vil være svært nyttig i forbindelse med en eventuell videreføring av programmet. Våren 2000 ble det sendt anmodning om videre støtte for en ny tre års periode.

NDCH som organisasjon er vesentlig styrket ved at flere av de nytilsatte medarbeiderne nå har gjennomført omfattende opplæringsprogrammer

Eritrea

Oljedirektoratet har bistått vedrørende etablering av rammebetingelser, ressursplanlegging, utredning av miljøkonsekvenser, utredning av fremtidig gasstrategi, promotering av letearealer, datalagring og seismisk kartlegging. Ministry of Energy and Mineral Resources er hovedsamarbeidspartner.

Prosjektet er i hovedsak avsluttet. Oljedirektoratet har bistått myndighetene på ad hoc basis. Aktivitetene har vært knyttet til repressessering av en del seismiske data for å forbedre datapakkene som brukes i markedsføringen av leteområdene.

Bangladesh

Oljedirektoratet har i en årrekke vært involvert i samarbeid med Bangladesh. De siste årene har samarbeidet blitt

implementert gjennom Hydrocarbon Unit under Ministry of Energy and Mineral Resources, som er Oljedirektoratets samarbeidende organisasjon. Det har i løpet av året vært en rekke besøk av myndighetsrepresentanter fra Bangladesh. Hovedarbeidet i nåværende fase av prosjektet er rettet mot oppbygging av kompetanse innenfor ressurskartlegging og ressursevaluering.

India (Directorate General of Hydrocarbons - DGH)

Oljedirektoratet har bistått vår samarbeidspartner DGH med erfaringsoverføring innenfor en stor del av Oljedirektoratets ansvarsområde. Lagring av store datamengder, dataforvaltning generelt, ressursevaluering, utbyggingsplanlegging og gjennomføring av sikkerhetsrevisjoner er fokusområder for bistanden.

Prosjektet ble avsluttet i år 2000. Det er uklart om denne type institusjonelt samarbeid med India vil videreføres.

Vietnam

Oljedirektoratet har videreført bistand vedrørende utvikling av sikkerhetsregelverk og opplæring innenfor sikkerhetsforvaltning. Hovedsamarbeidspartner er Petrovietnam (statsoljeselskap). Statens forurensningstilsyn samarbeider med Oljedirektoratet og har et tilsvarende miljøprosjekt sammen med Petrovietnam.

Vårt prosjekt er avsluttet og sluttrapport foreligger. Totalt ti workshops, 17 kurs, en forskrift, tre veiledninger og to systemrevisjoner er blant produktene som er produsert under prosjektet.

Nye prosjektinnspill er presentert fra Petrovietnam for en videreføring av samarbeidet med Oljedirektoratet. Implementering av sikkerhetsregelverket i forhold til to store industriprosjekter (nytt raffineri og anlegg for produksjon, transport og anvendelse av naturgass) er foreslått som et satsingsområde for et nytt prosjekt, likeledes etablering av system for intern kvalitetssikring/sikkerhetsrevisjon i Petrovietnam. En workshop for å forberede et nytt samarbeidsprosjekt ble gjennomført i løpet av januar 2000.

Et program over tre - fem år med en årlig ramme på NOK tre mill vil kunne ha betydelig effekt i forhold til implementeringen av det nye sikkerhetsregelverket. Representanter fra Oljedirektoratet har bistått Petrovietnam i å fullføre prosjektsøknaden.

CCOP

Oljedirektoratet har ytt bistand til samarbeidsorganisasjonen CCOP i Øst og Sørøst Asia som arbeider for kartlegging av petroleumsressurser i området og legger planer for utnyttelse av disse ressursene. Over tid er det blitt arrangert en rekke fagseminarer for medlemmer i organisasjonen, blant annet med assistanse fra PETRAD. Det er også gitt bistand i form av programvare og opplæring i bruk av moderne analysemetoder.

Planene for videreføring av Resource Evaluation and Planning Project (REP) programmet er for tiden til behandling hos NORAD.

SADC

Det er etablert en begrenset arbeidsbeskrivelse for støtte til SADC fra Oljedirektoratet i prosessen med å omforme SADC TAU (Energy Sector: Technical and Administrative Unit, Luanda) til en energikommisjon. Kommisjonen skal starte sitt arbeid 1.4.01.

Det arbeides også med et regionalt IT-prosjekt for geotekniske tjenester under SADC. Prosjektet tenkes styrt og operert av "the Petroleum agency of South Africa". En rekke land har allerede signalisert at de er interessert i å benytte seg av denne tjenesten - uten at det har vært foretatt aktiv markedsføring. (Mosambik, Tanzania, Seychellene, Namibia).

Harmonisering av regelverk, kartlegging av grenseoverskridende bassenger, regionale kompetansefremmende tiltak m.v. er eksempler på problemstillinger som SADC TAU arbeider med.

Filippinene

På oppdrag fra NORAD assisterte Oljedirektoratet Department of Energy (DOE) Filippinene med utvelgelse av konsulent for prosjektet "Philippine Petroleum Resource Assessment". Prosjektet ble igangsatt tidlig 2000.

Sao Tome

Sao Tome har gjennom NORAD fått assistanse i forbindelse med forhandlinger med Mobil om konsesjoner på Sao Tome's sokkel. Prosjektet er avsluttet.

4.2 SAMARBEID MED PETRAD

Som resultat av et prøveprosjekt, gjennomført av Oljedirektoratet for NORAD i perioden 1989-1993, ble Petrad etablert som en selvstendig stiftelse av Oljedirektoratet og NORAD 1.1.94.

Stiftelsens formål er å stille norsk erfaring og kompetanse innenfor ledelse og forvaltning av petroleumsressursene til disposisjon for ledere fra myndigheter og nasjonale oljeselskaper i Afrika, Asia, Latin-Amerika, Oceania og SUS. Dette gjøres ved å tilpasse seminarer etter forespørsel og behov fra myndigheter i ovennevnte regioner, i tillegg til årlig gjennomføring av to åtte ukers kurs, "Petroleum Policy and Management" og "Management of Petroleum Operations", i Stavanger. Alle Petrad-aktivitetene er tiltenkt topp- og mellomledere.

Gjennomføringen skjer ved at Petrad engasjerer personer med høy kompetanse innenfor petroleumsvirksomhet. Til nå har Petrad benyttet over 300 eksperter fra et femtital selskaper, institusjoner og myndigheter som forelesere og ressurspersoner på sine kurs og seminarer. Åtte ukers kursene i Stavanger integrerer den samlede norske erfaring og kompetanse innenfor petroleumsforvaltning og ledelse. I form av ekskursions og sosiale arrangementer gir Petrad i tillegg sine kursdeltakere en omfattende innsikt i norsk petroleumsindustri og norsk kultur.

Med Oljedirektoratet og NORAD som stiftere, blir Petrad sett på som en nøytral representant og kunnskaps-

formidler fra det norske offentlige miljø. Tilbakemeldinger viser at Petrad har hatt en betydelig effekt som "døråpner" og kontaktskaper i mange land.

Petrads lokalisering i Oljedirektoratet gjør at direktoratet har et nært og utbytterikt samarbeid med stiftelsen. Oljedirektoratet deltar med forelesere og ressurspersoner både på kurs og seminarer i Norge og i utlandet.

I løpet av år 2000 bidro Oljedirektoratet ved gjennomføringen av Petrads to årlige åtte-ukers kurs "Management of Petroleum Development and Operations" og "Petroleum Policy and Management", gjennomført i Oljedirektoratets lokaler, denne gang med 45 deltakere fra 34 nasjoner.

Oljedirektoratet har i 1999 også bidratt ved gjennomføringen av følgende seminarer:

- "Workshop on fiscal terms", Entebbe, Uganda
- "Management and Operation of Gas Pipeline Systems", Jakarta, Indonesia
- "E&P Data Management", Genting Highlands, Malaysia
- "Reservoir Evaluation - IOR/EOR", Teheran, Iran
- "E&P Data Management", Qingdao, China,
- "E&P Data Management", Yogyakarta, Indonesia,

Denne aktiviteten bidrar til faglig eksponering mot og forståelse for andre kulturer, samtidig som den øker totalkompetansen for de involverte av direktoratets medarbeidere.

Oljedirektoratet er også involvert i samarbeid med Russland. Dette engasjementet er i hovedsak koordinert under Norsk-Russisk forum for energi og miljø, som ledes av Olje- og energidepartementet. Det har i løpet av 2000 vært avholdt flere seminarer knyttet til dette samarbeidet, da i regi av det russiske Ministry of Energy.

4.3 SAMARBEID INNENFOR RESSURSFORVALTNING

Årlige møter med myndigheter i Nordsjø området

Som olje- og gassprovins er Nordsjøen delt mellom Storbritannia, Nederland, Tyskland, Norge og Danmark. Selv om de enkelte felt er svært forskjellige, er det likevel mange likhetstrekk mellom feltene i Nordsjøområdet. Problemstillingene en står ovenfor som myndighetsorgan i forvaltningen av petroleumsressursene er således på mange måter felles i disse landene.

Oljedirektoratet har derfor i en årrekke hatt jevnlig møter med britiske og med danske ressursforvaltningsmyndigheter som for sin sokkel stort sett har det samme ansvarsområdet som direktoratet har for norsk sokkel. For britisk sokkel er det den tekniske delen av Oil and Gas division i DTI (Department of Trade and Industry) som har ansvaret for den ressursmessige delen av lete-, utbygging- og driftsvirksomheten. For dansk sokkel er det Energistyrelsen som har tilsvarende ansvar.

Hensikten med møtene er i hovedsak å utveksle meninger og erfaringer fra respektiv virksomhet. Britene ligger modningsmessig noen år foran oss med sin virksomhet. Det har derfor vært svært nyttig å trekke på deres erfaringer når det gjelder økt utvinning, utvikling av småfelt og samordning. Danskene har helt spesielle problemstillinger knyttet til kalkfelt og det har derfor vært nyttig å få førstehåndsinformasjon om deres erfaringer. Dataforvaltning og miljø er andre områder hvor det har vært svært nyttig å utveksle erfaringer. Det er også på disse områdene lagt opp til et nært samarbeid.

Det ble i løpet av 2000 avholdt møter med danske, britiske og hollandske myndigheter.

Årlige møter med andre lands myndigheter - letefasen

Siden 1983 har det vært avholdt årlige fagmøter mellom Oljedirektoratet og enheter i statsadministrasjonen i andre nord- og vesteuropeiske land med ansvar for leting etter olje og gass; England, Irland, Danmark, Tyskland, Nederland, Frankrike, Færøyene og Norge deltar på disse møtene.

Arrangementsansvaret går på omgang mellom de forskjellige landene. Norge har vært vertskap for disse møtene to ganger.

På møtene diskuteres hovedsakelig geofaglige, lete-teknologiske og dataforvaltningsmessige problemstillinger, samt utfordringer som de ulike land står overfor for å finne nye olje- og gassressurser på en effektiv måte.

Den samlede ekspertise og erfaring på disse møtene er stor, og informasjonstilgangen er viktig for hvert enkelt deltakerland med hensyn til utforming av optimale letestrategier.

Årlige møter med andre lands myndigheter - fiskalmåling

I de landene der norsk petroleum ilandføres, er myndighetenes ansvar og roller nedfelt i traktater og samarbeidsavtaler. Det er utstrakt samarbeid på myndighetssiden for å ivareta de enkelte lands krav til fiskalmåling. Et viktig forum i dette samarbeidet er årlige møter der en går gjennom status og videre aktiviteter på det måletekniske området. Oljedirektoratet har etablert samarbeidsavtaler med tyske, belgiske, britiske og franske myndigheter.

Internasjonalt forskningssamarbeid om økt oljeutvinning

Norge har siden 1979 deltatt i internasjonalt forskningssamarbeid i regi av International Energy Agency (IEA) om økt oljeutvinning ved avanserte metoder. 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.

Oljedirektoratet har siden 1986 ivaretatt norsk representasjon i den internasjonale styringskomiteen for dette IEA-samarbeidet.

Foredragsvirksomhet

Oljedirektoratets medarbeidere har også i 2000 vært engasjert som foredragsholdere på en rekke internasjonale konferanser, workshops og lignende om ressursrelaterte spørsmål. Denne virksomheten er etterspurt og betraktes som meget viktig for å bidra til en gjensidig informasjons- og erfaringsutveksling. Internasjonalt er norsk sokkel i fokus når det gjelder leteeffektivitet, utbyggingsløsninger, ressursutnyttelse og bruk av ny teknologi. Åpenhet om både det totale ressursbildet og valgte løsninger på enkeltfelt har gitt grunnlag for teknologidriv og lovende samarbeidsrelasjoner mellom aktørene på sokkelen. Det er fortsatt stor interesse fra andre land om å få innsikt i norsk ressursforvaltning og myndighetenes aktive pådriverrolle i denne sammenheng.

4.4 SAMARBEID INNENFOR SIKKERHETS- OG ARBEIDMILJØFORVALTNING

4.4.1 INTERNASJONALE SAMARBEIDSGRUPPER

Oljedirektoratet har et omfattende samarbeid med internasjonale faglige institusjoner og myndighetsorganer, enten direkte eller indirekte gjennom norske myndighetsorganer. Formålet med dette samarbeidet er å:

- bidra til å sikre at sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten som et minimum 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 i FN-organer, men også i mer direkte samarbeid med forskjellige typer internasjonale og regionale faginstitutioner. De viktigste samarbeidspartnerne i 2000 har vært:

- NSOAF - North Sea Offshore Authorities Forum,
- IRF - International Regulators Forum
- EU-kommisjonen, i samarbeid med Kommunal- og regionaldepartementet, om sikkerhet og arbeidsmiljø,
- FN-organisasjonene IMO og ILO om henholdsvis sikkerhet til sjøs og arbeidsmiljø,
- FN-organisasjonen UNEP IE - om miljøtiltak i petroleumsvirksomhet til havs,
- European Diving Technology Committee (EDTC) og Association of Offshore Diving (AODC) om sikkerhet ved dykking,
- 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).
- Bilateralt samarbeid mellom Oljedirektoratet og tilsvarende tilsynsmyndigheter i Danmark, Nederland og Storbritannia.

NSOAF - North Sea Offshore Authorities Forum

På forvaltningsområdet helse, miljø og sikkerhet deltar Oljedirektoratet i North Sea Offshore Authorities Forum (NSOAF), hvor samtlige nordsjølands myndigheter med tilsynsansvar for petroleumsvirksomhet til havs er representert. Forumet har som mål å sikre en kontinuerlig forbedring av helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten i Nordsjøen.

Medlemmene i NSOAF møtes i et årlig arbeidsmøte, hvor aktiviteten oppsummeres og nye oppgaver blir initiert og diskutert. Det er nedsatt to selvstendige arbeidsgrupper under forumet, og hvor Oljedirektoratet er representert.

En av gruppene arbeider med sikte på gjensidig aksept av metoder for å dokumentere samsvar med nasjonale regelverkskrav, som for eksempel "Safety Case", som er spesifikke for den enkelte flyttbare innretning. Denne arbeidsgruppen har norsk formann.

Under denne arbeidsgruppen har det vært nedsatt revisjonsgrupper bestående av representanter fra flere av medlemslandene, som i 1999 gjennomførte felles revisjoner mot fem flyttbare boreinnretninger på de forskjellige deltakerlandenes sokler. Rapportene er i 2000 forelagt de aktuelle rederne, og forumet har bedt om tilbakemelding på disse. Erfaringene vurderes som meget positive, både med hensyn til utviklingen av en felles forståelse av landenes forskjellige regelverks- og tilsynsstrategier, og med hensyn til de faktiske funn og observasjoner som gjort. Erfaringene fra de internasjonale aktivitetene utgjør et viktig bidrag i det videre samarbeid i NSOAF-sammenheng for å samordne og harmonisere viktige områder i myndighetssammenheng i nordsjøbassenget. Basert på erfaringene er det besluttet å igangsette en ny internasjonal revisjon i 2001.

Den andre arbeidsgruppen, som har dansk formann, skal søke å oppnå gjensidig aksept for kravene til sikkerhetsopplæring innenfor nordsjølandene. Så langt er det oppnådd enighet mellom medlemslandene om hvilke elementer i opplæringsprogrammene som er gjensidig akseptable, og på hvilke områder det foreligger forskjellige krav. Som neste steg i arbeidet vil arbeidsgruppen se på mulighetene for gjensidig anerkjennelse av forskjellige typer spesialopplæring.

IRF - International Regulators Forum

International Regulators Forum (IRF) ble etablert i 1994 av en gruppe myndigheter som ønsker å fremme en felles forståelse av saker som angår sikkerhet, helse og miljø.

Forumet legger til rette for utveksling av ideer og meninger om anvendte metoder og prinsipper for effektiv utøvelse av tilsynet med sikkerhet og arbeidsmiljø, utveksler fakta om tilsynsvirksomheten og informere hverandre om aktuelle faglige problemstillinger, regelverksutvikling, mv.

Innenfor de muligheter og begrensninger som er satt ved de nasjonale rammer for virksomheten, vil dette bidra til å fremme en felles forståelse blant medlemmene når det gjelder forhold som: tilsynsmyndighetenes rolle, bruk av virkemidler i tilsynet, tilsynsmetoder, kompetanseutvikling, forholdet mellom myndigheter og industri, mv.

Foruten Norge deltar Australia, Nederland, Canada, UK og USA i samarbeidet. Det vurderes å utvide antallet deltakerland.

EU-kommisjonen

Fra 1982 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 arbeidet blir gjennomført av en arbeidsgruppe "Committee on Borehole Operations" - borehullskomiteen.

Borehullskomiteen følger blant annet opp arbeidet med å harmonisere krav til sikkerhetsopplæring innenfor Nordsjølandene.

Videre arbeider komiteen med oppdatering og oppfølging av personskadestatistikk for petroleumsvirksomheten.

I denne forbindelse har komiteen i 2000 spesielt sett på løfteoperasjoner mellom fartøyer og faste/flyttbare innretninger, og fremla en rapport til SHCMOEI om dette.

Rapporten, "Safety of Loading and Backloading of Cargo by Crane between Offshore Installations and Vessels", viser blant annet til Oljeindustriens Landsforenings/Norges Rederiforbunds "Retningslinjer for sikker operasjon av offshore servicefartøyer" og Oljedirektoratets rapport "Årsakssammenhenger av hendelser ved løfteoperasjoner".

Rapporten konkluderer i hovedsak med å anbefale økt informasjon om tilgjengelige retningslinjer, rapporter o.l., mer effektiv bruk og oppfølging av styringssystemer. Det foreslås også at det arrangeres en workshop i 2002 med presentasjoner av de tiltak som allerede er gjennomført.

SHCMOEI har godkjent rapporten uten kommentarer. Eventuelt videre arbeid er det for tiden ikke tatt stilling til.

UNEP - United Nations Environment Programme

Oljedirektoratet er engasjert som bidragsyter i et forum for miljøspørsmål i petroleumsvirksomhet til havs i regi av FN-organisasjonen UNEP. Forumet er et interaktivt Internett-basert informasjonssystem med fri tilgang, og inneholder informasjon om forurensningskilder, virkninger av forurensning og om styring, teknologi, lovverk, opplæringstilbud o.l.

Andre bidragsytere er nederlandske myndigheter, oljeindustrien gjennom E&P-forum og det brasilianske oljeselskapet Petrobras, World Wildlife Fund og UNCTAD. Forumets Internett-adresse er: www.natural-resources.org/offshore.

4.4.2 SAMARBEID MED RUSSISK TILSYNSMYNDIGHET - "BORISPROSJEKTET"

Samarbeidet med det russiske tilsynsorganet Gosgortekhnadzor fortsatte i 2000 med fokus på sikkerhetsstyring og tilsynsmetodikk. For å gi russiske myndigheter innblikk i tilsynsmetodene som brukes på norsk sokkel, ble det gjennomført en tilsynsaktivitet på en russisk innretning i Kaspiahavet, der representanter fra Oljedirektoratet deltok som rådgivere til de russiske myndighetsrepresentantene. Både det aktuelle selskapet og myndighetene ga uttrykk for positiv forventning til en slik felles tilsynsaktivitet. For det aktuelle selskapets del lå nytteverdien i å få sitt system for sikkerhetsstyring vurdert, slik at selskapet på den måten kunne få en indikator på hva som må endres for at selskapet skal komme opp mot en internasjonal standard.

4.4.3 RUN ARC - HELHETLIG SIKKERHETS- OG MILJØREGIME FOR OLJE- OG GASSVIRKSOMHET PÅ RUSSISK KONTINENTALSOKKEL

Dette samarbeidet ledes av det russiske ministeriet for naturressurser. I 2000 utarbeidet de russiske prosjektdeltakerne en oversikt over gjeldende lover og regler, et utkast til prosedyre for behandling av lisenssøknader samt et utkast til en standard for miljøkrav ved olje- og gassproduksjon. Disse dokumentene er til høring hos myndigheter og i industrien. Russiske sentrale myndigheter har foreløpig ikke tatt stilling til videre framdrift av prosjektet.

5.1 VIRKSOMHETSPLAN

Den årlige virksomhetsplanen er utformet på grunnlag av retningslinjer for og krav til Oljedirektoratets virksomhet slik de er beskrevet i tildelingsbrevet. Planen består av et overordnet mål, fire hovedmål og underliggende resultatmål og aktivitetsplaner. Overordnet målsetting:

Oljedirektoratet skal bidra til å skape størst mulig verdier for samfunnet fra olje- og gassvirksomheten med forankring i forsvarlig ressursforvaltning, sikkerhet og miljø.

Hovedmål og resultatmål var i 2000:

Hovedmål 1

Videreutvikle et hensiktsmessig rammeverk

- Slutføre arbeidet med et nytt regelverk for ressursforvaltning, sikkerhet og arbeidsmiljø, ytre miljø og helse - og hygieniske forhold i samarbeid med andre berørte myndigheter.
- Følge opp nasjonalt og internasjonalt rammesettende arbeid som har betydning for ressursforvaltning og sikkerhet og arbeidsmiljø, ivareta dette i Oljedirektoratets regelverk, samt medvirke til at industrien utvikler seg i henhold til nasjonale og internasjonale krav.

Hovedmål 2

Gi faglig gode råd

- Innhente, utvikle, analysere og gjøre tilgjengelig relevant informasjon om petroleumsvirksomheten på en effektiv måte.
- Utnytte Oljedirektoratets petroleumskompetanse til å oppfylle norsk bistandspolitikk.
- Fastsette norsk sokkels yttergrenser gjennom effektiv datainnsamling og kartlegging.
- Holde oversikt over og vurdere petroleumsaktiviteter og petroleumsressurser på norsk kontinentalsokkel.
- Holde oversikt over og vurdere sikkerhetsnivået på norsk kontinentalsokkel.

Hovedmål 3

Se til at virksomheten drives effektivt og sikkert

- Bidra til og føre tilsyn med at leting, utbygging, drift og avslutning skjer slik at ressursene kan utvinnes på en effektiv måte.
- Se til at det utføres korrekt avgiftsinnbetaling og fiskal kvantumsmåling av petroleum.
- Følge opp at aktørene sikrer at flyttbare innretninger er i samsvar med gjeldende sikkerhets- og arbeidsmiljøregelverk, og samtidig gi aktørene den nødvendige grad av forutsigbarhet ved bruk av slike innretninger.
- Følge opp at beslutnings-, endrings- og utviklingsprosesser som berører blant annet sammenslåing, organisering, teknologi og modeller/konsepter for virksomheten, gjennomføres i samsvar med gjeldende krav til sikkerhet og arbeidsmiljø.
- Følge opp at aktørene opprettholder teknisk tilstand på anlegg og utstyr slik at dette er i samsvar med lover og forskrifter og i henhold til gjeldende standarder.

Hovedmål 4

Videreutvikle en profesjonell organisasjon

- Videreutvikle Oljedirektoratets samlede kompetanse og organisasjons- og styringssystemer.
- Vurdere organisering av arbeidsoppgaver og sammenstilling av personell i OD i henhold til utviklingsprogrammet "OD 2000 og framover".

5.2 ORGANISASJONSENDRINGER

I løpet av 2000 reorganiserte direktoratet sin virksomhet. Ønsket var å skape et direktorat som kunne møte utfordringen i petroleumsvirksomheten i fremtiden og fortsatt bidra til verdiskapningen i samfunnet. Ut fra egne behov og regjeringens program for å fornye, omstille og effektivisere forvaltningen, er den hierarkiske organisasjon erstattet med en organisasjon som:

- er flat og som baserer seg på fleksible, tverrfaglige og samhandlende lag organisert rundt prioriterte produkter
- har fokus på utvikling av kompetanse hos våre medarbeidere
- lar ansvaret for produkt, kvalitet og prosess ligge i lagene
- systematisk har fokus på optimalisering og effektivisering av prosesser
- har få ledere, disse har hovedfokus på helhetlige strategier, prosesser og planlegging
- videreutvikles med det mål at organisasjon og tjenesteproduksjon baseres på brukernes behov
- lar utvikling av felles kultur og verdier stå sentralt

Den nye organisasjonsstrukturen ble iverksatt fra årsskiftet 2000/2001, men ny ledelse ble utpekt alt høsten 2000.

Den nye organisasjonen er inndelt i tre produktområder. Arbeidet i disse er organisert i lag med ansvar for både langsiktige og tidsbegrensede oppgaver.

Produktområdet **Premisser og råd** skal utvikle og foreslå premisser for petroleumsvirksomheten i samarbeid med myndigheter, industri og fagforeninger. Området skal også gi råd og beslutningsgrunnlag til overordnede departementer.

Produktområdet **Oppfølging** skal se til at aktørene etterlever premissene som er satt for petroleumsvirksomheten.

Produktområdet **Data, informasjon og kunnskap** skal ta nasjonalt ansvar for at data og informasjon fra petroleumsvirksomheten er tilgjengelig for våre samhandlingspartnere og offentligheten forøvrig. Området skal også utvikle og formidle helhetlig kunnskap om petroleumsvirksomheten.

5.3 PERSONALE

358 medarbeidere var i tjeneste ved utgangen av 2000. I tillegg var 21 medarbeidere i permisjon. Kjønnfordelingen viser 59 prosent menn og 41 prosent kvinner.

Det ble tilsatt fire medarbeidere i faste stillinger. Av disse kom to fra oljerelatert virksomhet.

Ni medarbeidere fratradte sine stillinger, herav to på pensjonistvilkår.

Det ble i 1997 satt som mål å øke andelen kvinnelige ledere på topp- og mellomledernivå til minst 30 prosent innen år 2001. Andelen kvinnelige ledere var ved årsskiftet 30 prosent.

5.4 BUDSJETT OG ØKONOMI

UTGIFTER

Til Oljedirektoratets drift er det i 2000 benyttet 311,1 mill. kroner. Beløpet fordeler seg slik:

Lønn/godtgj. inkl arb.g.avg.	154 438 582	
Varer og tjenester	77 232 438	
Sum driftsutgifter, post 01		231 671 020
Lønn/godtgj. inkl arb.g.avg.	5 925 154	
Tilsynsutgifter	11 571 886	
Oppdrag og samarbeid	27 010 294	
Undersøkelser	30 378 023	
Sum spes. driftsutg., post 21		74 885 357
Større utstyrsansk., post 45		4 590 287
TOTALT, KAP. 1810		311 146 664

1) Inkluderer bl.a. utgifter til Norad, Boris, PetroData og Force

Ved innrapportering til Statsregnskapet 2000 har Oljedirektoratet søkt om overføring av midler til 2001, jf. fullmakter gitt i Tildelingsbrev for 2000, på følgende poster:

Kapittel 1810, post 01	kr. 2 950 000
Kapittel 1810, post 21	kr. 2 990 000
Kapittel 1810, post 45	kr. 414 000

INNTEKTER

I tillegg til innbetalte produksjons-, areal-, og CO₂-avgifter på til sammen 6,63 mrd. kroner har Oljedirektoratet hatt 101,2 mill. kroner i diverse inntekter under kapittel 4810:

Gebyr- og avgiftsinntekter	2 546 903
Oppdrags- og samarbeidsinntekter	39 375 319
Refusjon av tilsynsutgifter	46 078 457
Salg av undersøkelsesmateriale	0
Salg av publikasjoner	1 411 904
Ymse inntekter	2 026 364
Inntekter barnehage	3 222 819
Refusjoner	2 113 016
Refusjon arbeidsmarkedstiltak	500 040
Fødselspenger	1 503 246
Arbeidsgiveravgift	211 955
Refusjon lærlinger	220 000
Refusjon av sykepenger, lønn	1 718 663
Refusjon av sykepenger, arb.g.avg.	242 332
Sum inntekter, kap. 4810	101 171 017

5.5 INFORMASJONSFORMIDLING

Oljedirektoratets hjemmeside på internett kan leses på www.npd.no. Den inneholder blant annet rapporter og informasjon om direktoratets arbeidsområder. Pressemeldinger, referanser til nye publikasjoner og faktainformasjon (produksjonstall/brønn/funn/felt) legges inn fortløpende. Informasjonen er på norsk og engelsk og gir mulighet for fritekstsøking. Publikum kan abonnere på pressemeldinger. Det var i gjennomsnitt 74 000 oppslag på hjemmesiden per måned (totalt 890 000 oppslag) - en økning på 55 prosent fra 1999. De nye faktasidene står for en stor del av denne økningen.

2000 var tredje årgang for Sokkelspeilet som også kommer ut på engelsk under navnet Norwegian Petroleum Diary. Begge versjoner fins i både trykt og elektronisk utgave. Magasinets mål er å gjenspeile hovedtrekk og belyse bakgrunn, ringvirkninger og sammenhenger for aktiviteten på norsk sokkel. Sokkelspeilet ser ut til å ha blitt svært godt mottatt i målgruppene, som inkluderer norske og utenlandske myndigheter, oljeselskaper, næringslivet for øvrig, politikere, utdanningsinstitusjoner, fagforeninger, presse og samfunnet generelt - både i inn- og utland. Opplaget fortsatte å stige i 2000 og er nå på rundt 9 000 eksemplarer.

Årsberetningen har en sentral plass i Oljedirektoratets informasjonsvirksomhet. Det samme har kontinental-sokkelkartet som ble utgitt med utvinningstillatelser per juni 2000.

Oljedirektoratets publikasjonsliste inneholdt ved årets slutt 169 ulike publikasjoner, av disse var 15 nyutgivelser. 17 publikasjoner kan leses i fulltekst på hjemmesiden på internett. I tillegg er det lenker til Lovdata for de lover og forskrifter som er oppført i publikasjonslisten. Oppdatert publikasjonsliste finnes på www.npd.no under "Informasjonstjenester".

Den nordiske referansedatabasen OIL hadde ca. 32.000 oppslag siste år. Det var omlag 3000 oppslag per måned fordelt på 600-700 ulike institusjoner. Oljeselskapene er fortsatt de største brukerne av OIL, men studenter ved universiteter og høyskoler er også flittige brukere av basen. Det er laget lenker til de dokumenter som finnes i fulltekst på internett. Databasen er tilgjengelig fra Oljedirektoratets hjemmeside.

2000 søknader om dokumentinnsyn etter offentlighet-sloven er effektivt. Dette er en økning på 30 prosent fra fjoråret. Direktoratets offentlige postlister ble daglig sendt til en felles statlig database over postjournaler som et utvalg av norsk presse har tilgang til. De har også vært tilgjengelige fra vår hjemmeside under "Informasjonstjenester".

I 2000 sendte Oljedirektoratet ut 36 pressemeldinger. De fleste omhandlet avsluttede letebrønner og månedlige produksjonstall for sokkelen. Det ble også arrangert flere pressekonferanser og pressearrangementer.

Oljedirektoratet deltok på Offshore Northern Seas (ONS), sammen med de to overordnede departementer, Kommunal- og regionaldepartementet og Olje- og ener-

gidepartementet. Utstillingen var laget med utgangspunkt i vignetten "You are what you know". Nesten hele opplaget på 10 000 sokkelkart ble revet bort. I tillegg ble det delt ut omlag 5 550 publikasjoner fra Oljedirektoratet - med hovedvekt på årsberetningen, Sökkelspeilet og en ONS spesialutgave av magasinet.

Det interne, femårige prosjektet i elektronisk saksbe-

handling (EISak), som startet i 1999, skal være et virkemiddel til å videreutvikle Oljedirektoratet som en profesjonell organisasjon. Den viktigste oppgaven i 2000 var å tilrettelegge for elektronisk saksbehandling både internt og mellom Oljedirektoratet og andre virksomheter. Nytt elektronisk arkivsystem ble anskaffet og tilpasset den nye organisasjonsstrukturen som ble iverksatt ved årsskiftet.