



Oljedirektoratet

Norsk sokkel 2001

NYTT OLJE-NORGE

Olje- og gassåret 2001 var preget av endringer. Nye selskaper, nye strukturer, nye organisasjoner, nytt regelverk og ny stortingsmelding innenfor helse, miljø og sikkerhet (HMS) er noen av de framtrepende trekkene ved året. Oljedirektoratet var sentral bidragsyter, pådriver og aktør i alle disse prosessene.

Norge er garantist

I 2001 ble Statoil delprivatisert, og 15 prosent av statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) ble solgt til Statoil før privatiseringen fant sted. Videre ble 6,5 prosent av SDØE lagt ut for salg til andre oljeselskaper. Petoro ble opprettet som forvalterselskap for SDØE, og Gassco ble etablert som helstatlig operatør for all gasstransport fra norsk sokkel.

Rokkingene skjer i en brytningstid for sokkelen – men ved en korsvei der perspektivene for norsk petroleumsvirksomhet er lange og interessante. Oljedirektoratets beregninger viser at Norge kan produsere olje i minst 50 år til og gass i mer enn 100 år. Norge framstår dermed som én av Europas gassgarantister det kommende hundreåret. Prognosene antyder at vår gasseksport på lengre sikt vil doble seg, fra dagens 53 milliarder Sm³ til 100 milliarder Sm³ eller mer. I leteåret 2001 fant Norge for første gang mindre gass enn vi produserte. Status for leteåret sett under ett, er 12 funn. Alle er små, men flere kan tilknyttes eksisterende infrastruktur og dermed bli lønnsomme. Resultatet er i tråd med letestrategien, som vektlegger sikring av tidskritiske ressurser nær allerede utbygde områder. Det vil bli behov for å se på ressurstilgangen, spesielt for gass, i året som kommer.

Aktiviteten på sokkelen er høy, og investeringene i petroleumssektoren var i 2001 i overkant av 50 milliarder kroner. De neste to årene ventes et fortsatt høyt nivå, med årlige investeringer på 50 - 60 milliarder kroner.

Risikonivået

I dagens situasjon er Oljedirektoratets rolle innenfor HMS av grunnleggende – og økende – betydning. De senere årene har risikonivået på sokkelen gått i negativ retning. Oljedirektoratet kan ikke tillate at en slik trend manifesterer seg. Derfor er det en sentral oppgave å finne mottiltak som gir størst mulig effekt i forhold til innsatsen.

For å kunne trekke entydige konklusjoner om risikonivået, har Oljedirektoratet siden 2000 arbeidet med et prosjekt for måling av risiko. I 2001 ble dette fulgt opp med å kartlegge årsaker til personskader, arbeidsbetinget sykdom og uønskede hendelser generelt – og vurdere og gjennomføre oppfølgningstiltak i forhold til dette.

Milepæler

Funksjonelt, helhetlig og godt gjennomarbeidet regelverk er et viktig hjelpemiddel i Oljedirektoratets arbeid. På HMS-

området slutførte Oljedirektoratet i 2001 det omfattende arbeidet med å revidere regelverket – etter fire års innsats. Arbeidet ble gjort sammen med Statens forurensingstilsyn, Statens helsetilsyn og i tett dialog med industrien og fagforeningene. Tilsvarende samhandling preget utarbeidelsen av ny ressursforskrift og måleforskrift, som Oljedirektoratet utarbeidet i samarbeid med Oljeindustriens Landsforening. Ressursforskriften trådte i kraft 1. juli 2001 mens det øvrige nye regelverket trådte i kraft 1. januar 2002.

I desember 2001 la Arbeids- og administrasjonsdepartementet fram Stortingsmelding nr. 7 – om helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten. Oljedirektoratet har bidratt vesentlig i utarbeidelsen av meldingen og lagt stor vekt på å involvere arbeidstakere, arbeidsgivere og eksterne miljøer i prosessen. Tiltaksorientering er et hovedpoeng med meldingen, og den inneholder forslag til konkrete aktiviteter innenfor en rekke områder.

Oljedirektoratet i forandring

Oljedirektoratet har også internt gjennomgått en markert endring i året som gikk. Omorganiseringen har röknet ved mangeårige tradisjoner og innarbeidete rutiner. At den nye modellen har medført store utfordringer, er ikke til å legge skjul på. Men erfaringen etter ett års drift av det nye Oljedirektoratet, gir grunn til optimisme og tro på at vi skal nå de sentrale målene vi har satt oss.



Stavanger, 12. mars 2002

Gunnar Berge
oljedirektør

1. RESSURSFORVALTNING	7	2.3 Prioriterte områder i 2001	49
1.1 Innledning	7	2.4 Premisser for virksomheten	49
1.1.1 Råoljemarkedet	7	2.4.1 Nytt regelverk for HMS-området i petroleumsvirksomheten	49
1.1.2 Gassmarkedet	8		
1.2 Regelverk	9	2.5 Tilsyn med virksomheten	50
1.2.1 Delegeringer på ressursforvaltningsområdet	9	2.5.1 Omfang av tilsynet	50
		2.5.2 erfaringer fra tilsynet	50
1.3 Ressursregnskapet	9	2.6 Rådgivende virksomhet	52
1.3.1 Ressursklassifikasjonssystemet	9	2.6.1 Stortingsmelding om helse, miljø og sikkerhet	52
1.3.2 Ressursregnskapet for 2001	11	2.6.2 Ordningen med samsvarsuttalelse – SUT	52
1.3.3 Ressursstatus	13		
1.4 Produksjon av olje og gass	20	2.7 Arbeidsulykker med personskader	52
		2.8 Arbeidsbetingede sykdommer	54
1.5 Petroleumsøkonomi	20	2.9 Hydrokarbonlekkasjer, branner og branntilløp	56
1.5.1 Salg av petroleum fra norsk kontinentalsokkel	20	2.9.1 Hydrokarbonlekkasjer	56
1.5.2 Produksjonsavgift	20	2.9.2 Branner og branntilløp	56
1.5.3 Arealavgift på utvinningstillatelser	23		
1.5.4 CO ₂ -avgift	23	2.10 Skader på bærende konstruksjoner og rørledninger	57
1.6 Undersøkelsestillatelser	23	2.10.1 Undervannsrørledninger og stigerør	57
1.6.1 Tillatelse til undersøkelse etter petroleum	23	2.10.2 Bærende konstruksjoner	57
1.6.2 Tillatelse til vitenskapelige undersøkelser	23	2.10.3 Sammenstøt mellom fartøy og innretninger	58
1.7 Undersøkellesaktivitet	24	2.11 Dykking	58
1.7.1 Geofysiske undersøkelser	24	2.11.1 Dykkeaktivitet	58
		2.11.2 Personskader ved dykking	58
1.8 Utvinningstillatelser	24	2.11.3 Opplæring av dykkere	58
		2.11.4 Forskning og utvikling innenfor dykking	58
1.9 Leteaktivitet	24	2.11.5 Internasjonalt samarbeid innenfor dykking	58
1.9.1 Leteboring	24	2.12 Løfteinnretninger og løfteoperasjoner	59
1.9.2 Letekostnader	32		
1.10 Utbygging og drift	32	2.13 Beredskap	59
1.10.1 Sørlege Nordsjø	32		
1.10.2 Nordlige Nordsjø	36	3. DATA, INFORMASJON OG KUNNSKAP	61
1.10.3 Norskehavet	40		
1.10.4 Barentshavet	43	3.1 Om virksomhetsområdet data, informasjon og kunnskap	61
1.10.5 Utvinningsboring	44		
1.10.6 Avslutningsplaner	44	3.2 Arbeidsområder og resultater i 2001	61
1.11 Transportsystemer for olje og gass	45	3.3 Prosjekter	62
1.11.1 Eksisterende transportsystemer	45	3.3.1 Samarbeidsprosjekter	62
1.11.2 Planlagte transportsystemer	48	3.3.2 Deltakelse i forsknings- og teknologiutviklingsprogram	64
		3.3.3 Andre prosjekter	65
2. HELSE, MILJØ OG SIKKERHET	49		
2.1 Innledning	49		
2.2 Delegeringer	49		

4	MILJØTILTAKI PETROLEUMSVIRKSOMHETEN	67	5.3	Samarbeid innenfor ressursforvaltning	70
4.1	Hensynet til miljøet	67	5.4	Samarbeid innenfor helse-, miljø- og sikkerhetsforvaltning	71
4.2	Myndigheter og rammer	67	5.4.1	Internasjonale samarbeidsorganer	71
4.3	Tilsyn med aktivitetene	67	5.4.2	Samarbeid med russiske tilsynsmyndigheter - «Borisprosjektet»	72
4.4	Det ytre miljøet	67	6.	ORGANISASJON	73
4.5	Utslipp fra virksomheten på sokkelen	67	6.1	Virksomhetsplan	73
4.6	Grønn stat - grønt OD	68	6.2	Organisasjonsendringer	73
5.	INTERNASJONALT SAMARBEID	67	6.3	Personale	73
5.1	Samarbeid med NORAD	69	5.4	Budsjett og økonomi	74
5.2	Samarbeid med PETRAD	70			

1.1 INNLEDNING

Norge foretok vesentlige endringer i olje- og gasspolitikken i løpet av året 2001. Statoil ble omgjort til aksjeselskap etter å ha fått kjøpe 15 prosent av Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). Omkring 18 prosent av aksjene ble deretter solgt. Videre nedsalg av inntil 6,5 prosent av SDØE til andre aktører ble også vedtatt. Oljedirektoratet har bistått departementet og dets rådgivere i disse prosessene. Resten av SDØE-salget vil finne sted i 2002 dersom det oppnås tilfredsstillende priser for andelene.

Oljedirektoratet har også bidratt i prosessen rundt opprettelsen av Petoro, forvalterselskapet for SDØE, og Gassco, det nye operatørselskapet for all gasstransport fra norsk sokkel.

Disse endringene, og tilpasningene til gassmarkedsdirektivet innenfor den europeiske økonomiske unionen (EU), gjorde at politikken rundt gassavsetning, allokering og salg måtte legges helt om i 2001. Arbeidet har pågått gjennom hele 2001, men var ikke helt ferdigstilt ved årsskiftet. Oljedirektoratet har deltatt aktivt på flere områder. De nye systemene vil medføre endringer i oppfølging av felt og planlagte utbygginger.

Det er fortsatt kompetansemangel og rekrutteringsproblemer for petroleumsindustrien verden over, og Oljedirektoratet deltar i prosjekter som prøver å bedre rekrutteringen til industrien.

Ressursrapporten, som ble utgitt i juni 2001, viser at Norge vil produsere olje i de neste 50 år og gass i mer enn 100 år, dog med lavere oljenivå enn i dag. Det er produsert i underkant av en fjerdedel av de opprinnelig utvinnbare ressursene på norsk kontinentalsokkel. Rapporten, og Olje- og energidepartementet sitt arbeid med olje og gass i det 21. århundre (OG21), påpeker at Norge må satse mer på kompetansebygging, forskning og utvikling innenfor petroleumssektoren dersom de mer enn 75 gjenværende prosentene av utvinnbare ressurser skal omgjøres til penger som kommer nasjonen til gode.

Investeringene i petroleumssektoren antas også i 2002 å bli i overkant av 50 milliarder kroner. Driftskostnadene forventes å øke noe, til rundt 32 milliarder kroner. Investeringene forventes å øke noe i årene fram til 2005, og driftskostnadene vil sannsynligvis bli høyere. Det er også i år usikkerhet rundt hvor fort gassleveransene kan/skal bygges opp, med eventuelle tilhørende investeringer i nye rørledninger og terminaler eller utvidelser. Investeringsnivået de neste 10 årene vil bli sterkt preget av utviklingen av gassleveransene.

Norge produserer fremdeles mer olje enn vi finner, men leteåret 2001 ble det første der vi fant mindre gass enn det som ble produsert. Det ble gjort 12 funn – små, men stort sett nær eksisterende infrastruktur, slik at flere vil være lønnsomme. Resultatene fra Barentshavet var oppmuntrende, og området kan vise seg å bli en vesentlig tilvekst til nasjonens drivverdige ressurser.

Flere store og små utbygginger ble behandlet i 2001. Det er gledelig at det nå er stor aktivitet på mindre funn som knyttes til eksisterende infrastruktur og gir god lønnsomhet. Kristinutbyggingen, som ble behandlet og godkjent i

2001, byr på store tekniske utfordringer knyttet til dypt vann, høy temperatur og høyt trykk. Snøhvit ble også behandlet i 2001, for behandling i Stortinget i mars 2002. I dette prosjektet vil Oljedirektoratet eventuelt møte nye utfordringer i forbindelse med koordinering av hele utbyggingen, inklusive landanlegget på Melkøya. Arbeids- og administrasjonsdepartementet har bestemt at Oljedirektoratet skal fungere som koordinerende etat, siden utbyggingen på land og hav er fullstendig sammenvevd – uten plattform i havet og med all krafttilførsel fra landanlegget. Det forventes flere nye utbyggingsplaner også i 2002.

Datasamarbeid og standardisering fortsetter å ha fokus på å få ned kostnadene og øke kvaliteten for alle aktørene. Den nye ressursforskriften er sammen med ny måleforskrift kommet på plass i løpet av 2001, med god innsats og godt samarbeid fra alle involverte parter.

Miljø har større fokus enn noensinne. Samarbeidet med Statens forurensningstilsyn (SFT) og selskapene fortsetter. Oljedirektoratets kvotehandelsforslag ved NO_x-utslipp har fått stor oppmerksomhet, og arbeidet fortsetter for fullt inn i 2002. Olje- og energidepartementet har begynt arbeidet med ny konsekvensutredning av helårsaktivitet i Barentshavet og kystnære områder. Oljedirektoratet vil delta i dette med full bredde i året som kommer.

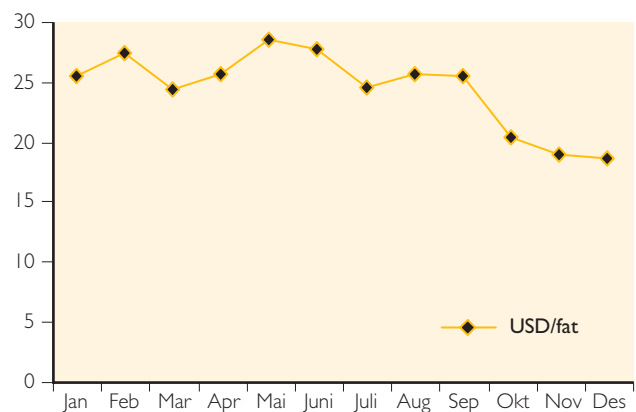
1.1.1 RÅOLJEMARKEDET

Verdens oljeproduksjon (eksklusiv NGL) er for 2001 anslått til 66 millioner fat per dag (Kilde: Oil and Gas Journal (OGJ) 7.1.2002). Dette tilsvarer 3,8 milliarder Sm³ per år, og representerer omtrent samme volum som i 2000. Produksjonen fra OPEC-landene falt med én prosent, fra 27,9 millioner fat per dag i 2000 til 27,6 millioner fat per dag i 2001. Produksjonen utenfor OPEC økte med rundt én prosent, eller rundt 0,5 million fat per dag.

Norges oljeproduksjon var i 2001 3,1 millioner fat per dag i gjennomsnitt. Dette tilsvarer 4,7 prosent av verdensproduksjonen. OPECs markedsandel var rundt 42 prosent, den samme som i 2000.

Figur 1.1.1 viser utviklingen i råoljepris i 2001, gitt ved pris på Brent blend. Råoljeprisene var relativt høye i hele perioden, men viste en nedadgående trend gjennom året.

Figur 1.1.1
Utviklingen i råoljeprisen i 2001, Brent blend, USD/fat, kilde IEA



1.1.2 GASSMARKEDET

Norge eksporterte i 2001 gass til Storbritannia, Tyskland, Nederland, Belgia, Frankrike, Italia, Spania, Østerrike, Tsjekkia og Polen.

Eksporten fra Norge var på 50,5 milliarder Sm³. Det er en økning på ca. 1,9 milliard Sm³ (3,9 prosent) gass fra året før. Gjennomsnittlig energiinnhold i den eksporterte gassen var 40,2 Mega Joule per kubikkmeter.

Organisering av norsk gassforvaltning

De første gassalgene fra norsk sokkel 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.

Siden 1986 har salg av norsk gass vært koordinert av det myndighetsoppnevnte gassforhandlingsutvalget (GFU) ledet av Statoil, og med deltagelse fra Norsk Hydro og Saga. Også andre selskap ble trukket inn ved forhandlingene av enkelte gassalgskontrakter. I 1993 opprettet myndighetene Forsyningsutvalget (FU). Utvalget som bestod av de største gaseierne på norsk sokkel, skulle ha en rådgivende funksjon overfor Olje- og energidepartementet i spørsmål knyttet til utbygging og forvaltning av gassfelt og transportsystemer for gass.

Den myndighetspålagte norske gassalgsorganiseringen med GFU og FU opphørte 31.12.2001. Alle forpliktete gassalgskontrakter med kunder på kontinentet som på dette tidspunktet ikke var allokert til felt, ble allokert den selgergruppen som opprinnelig garanterte for salgene, og disse ivaretar den forpliktelsen som ligger i kontraktene. For fremtiden innebærer opphøret av GFU at den enkelte rettighets-haver på norsk sokkel nå markedsfører og selger sin egen gass i markedet.

Eksisterende forpliktelser

Feltuttømmingskontrakter

De feltene som i 2001 leverte under feltuttømmingskontrakter var 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 feltene leverer til kjøpere på kontinentet.

Forsyningskontrakter

Trollavtalene (TGSA) ble inngått i 1986 mellom rettighets-haverne på Troll og kjøpere på kontinentet. Kjøperlandene er Tyskland, Nederland, Østerrike, Frankrike, Belgia og Spania. Senere er også andre forsyningskontrakter inngått.

Nye forpliktelser

I 2001 inngikk GFU en avtale om salg av gass til Polen. Denne avtalen omfatter et gassalg på totalt 73,5 milliarder Sm³ og med start av leveranser i 2008. Kontrakten har en varighet på 15 år. Statoil og Petoro har inngått en avtale om salg av gass til Storbritannia på totalt 24 milliarder Sm³ og leveransene startet i 2001. Kontrakten har en varighet på 15 år. I tillegg er det inngått avtaler om en del korttidssalg med varighet fra en dag til flere måneder.

I tillegg ble kontraktene med kjøpere av Snøhvit-LNG undertegnet i 2001. Kontraktenes totale omfang er på 5,7 milliarder Sm³ LNG per år. Leveransene skal etter planen starte i 2005, og har en varighet på 17-20 år. Østkysten av USA skal motta 2,4 milliarder Sm³/år mens de resterende volumene er knyttet til Spania og Frankrike.

Mulige nye salg

Det er forventet at Norges totale gassalg på sikt kan nå 100 milliarder Sm³ per år eller mer innen de neste 10 - 20 årene.

Dagens forpliktelser når et nivå på rundt 82 milliarder Sm³ per år i 2008, og økningen i gasseksport utover dette er forventet å komme fra nye salg.

Figur 1.1.2 viser forventet fremtidig gassalg som ligger til grunn for revidert nasjonalbudsjett 2002. De angitte ressursklassene (RK) er nærmere beskrevet i kapittel 1.3. I tillegg til salg ut fra norsk sokkel, kommer gassvolum som benyttes til injeksjon på norsk sokkel samt energiproduksjon for drift av feltinnretninger og transportsystem.

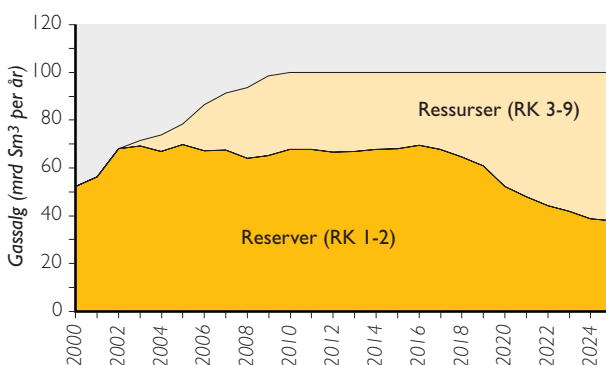
Bruk av gass i Norge

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 i fremtiden Grane som tar betydelige mengder injeksjonsgass fra andre norske felt. I tillegg er gass den viktigste energikilden for drift av felt og transportsystemer. Samlet ble det i 2001 brukt 34,5 milliarder Sm³ gass til injeksjon og 3,5 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 til Tjeldbergodden i Møre og Romsdal.

I 1997 startet produksjon av metanol på Tjeldbergodden. Samlet forbruk av gass er på 0,7 milliarder Sm³/år.

Figur 1.1.2
Forventet gassalg fra norsk sokkel



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.

I 1994 etablerte Statkraft, Statoil og Norsk Hydro et felles selskap, Naturkraft. Naturkraft planlegger bygging av gasskraftverk 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.

1.2 REGELVERK

På ressursforvaltningsområdet ble arbeidet med ny forskrift for ressursforvaltning i petroleumsvirksomheten (ressursforskriften) sluttført da forskriften trådte i kraft 1.7.2001. En ny forskrift om måling av petroleum for fiskale formål og for beregning av CO₂-avgift ble fastsatt 1.11.2001 med ikraft-tredelsesdato 1.1.2002.

Det er blitt utarbeidet og tilrettelagt en rekke temaveiledninger som gir utfyllende veiledning innenfor særskilte områder under ressursforskriften. Det kan spesielt nevnes at temaveiledning om ressursklassifisering ble ferdigstilt med et nytt ressursklassifiseringssystem.

En samlet presentasjon av regelverket for petroleumsvirksomheten med tilhørende informasjon er blitt tilrettelagt på Oljedirektoratets internettside, 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. Delegeringene gjelder:

- Petroleumsloven, lov 29. november 1996 nr. 72
Herunder:
Petroleumsforskriften, kgl. res. 27. juni 1997
Petroleumsregisterforskriften, 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 utvinnbare og gjenværende petroleumsmengder på norsk kontinentalsokkel. Endringer i ressursregnskapet skyldes blant annet nye funn eller at ressursanslaget for eksisterende felt og funn justeres for eksempel på grunn av 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. Som en følge av at ressursklassifiseringssystemet ble revidert i 2001, kan en heller ikke sammenlikne årets ressursregnskap direkte med foregående års regnskap.

1.3.1 RESSURSKLASSIFIKASJONSSYSTEMET

Hovedprinsippet i klassifiseringssystemet 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 ressurskategorier, altså ha ressurser av ulik modenhet i utviklingskjeden.

Oljedirektoratet har revidert klassifiseringssystemet for petroleumssressurser med virkning fra 1.7.2001, se tabell 1.3.1. Hensikten med endringene har vært å harmonisere klassifiseringen med nylig innførte og anerkjente internasjonale systemer og med oljeselskapenes systemer. Rapportering og kommunikasjon av data mellom selskapene og myndighetene og mellom myndigheter i andre land blir derfor enklere.

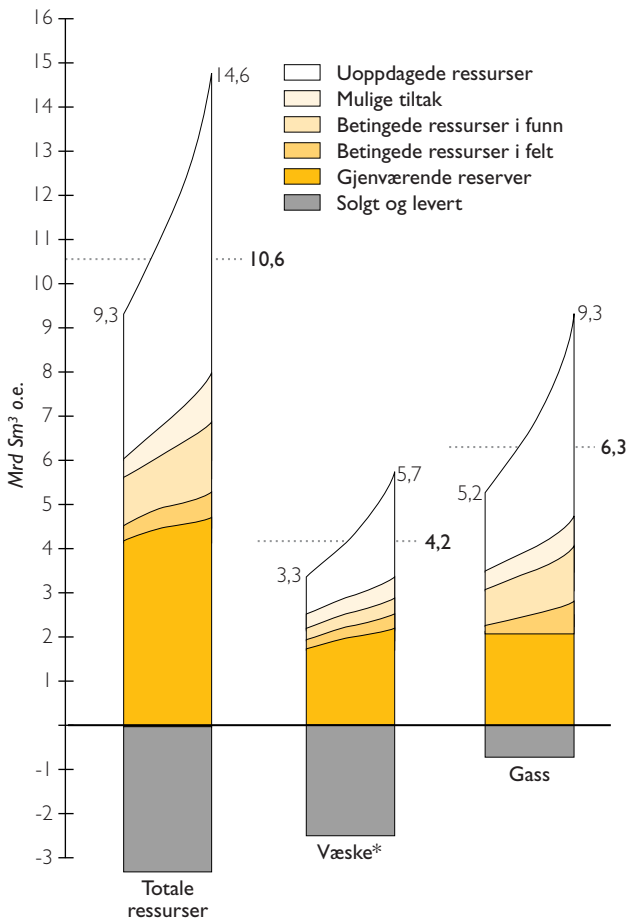
Tabell 1.3.1. Ressursklassifiseringssystemet

Ressursklasse	Ressurskategori	Prosjektstatus
Historisk produksjon	0	Solgt og levert petroleum
	1	Gjenværende reserver i produksjon
Reserver	2	Reserver med godkjent plan for utbygging og drift
	3	Reserver som rettighetshaverne har besluttet å utvinne
Betingede ressurser	4	Ressurser i planleggingsfase (godkjent utbyggingsplan i løpet av fire år)
	5	Ressurser der utvinning er sannsynlig men uavklart
Uoppdagede ressurser	6	Ressurser der utbygging er lite sannsynlig
	7	Ressurser som ikke er ferdig evaluert, nye funn eller ressurser fra mulige framtidige tiltak for økt utvinning
Uoppdagede ressurser	8	Ressurser i kartlagte prospekter
	9	Ressurser i prospektmuligheter og ikke-kartlagte ressurser

De viktigste endringene er:

- Reserver defineres nå som en egen klasse som omfatter gjenværende reserver. Dette omfatter kategoriene "Felt i produksjon", "Felt som er godkjent for utbygging" og "Funn som rettighetshaverne har besluttet å bygge ut".
- Produserte mengder, som tidligere var en del av reservene, er nå holdt utenfor og danner en egen klasse, Historisk produksjon.
- Petroleumsmengder i felt i produksjon som er holdt tilbake (hovedsakelig gass) og som kan settes i produksjon uten vesentlige investeringer, kan rapporteres som reserver. Dette omfatter blant annet betydelige gassmengder i Troll og Oseberg som tidligere var klassifisert som ressurser i høyere ressursklasser.
- Ressurser i planleggingsfasen har nå en tidshorisont på ca. fire år til forventet PUD (plan for utbygging og drift)

Figur 1.3.2
Usikkerhet i anslagene for petroleumsressursene

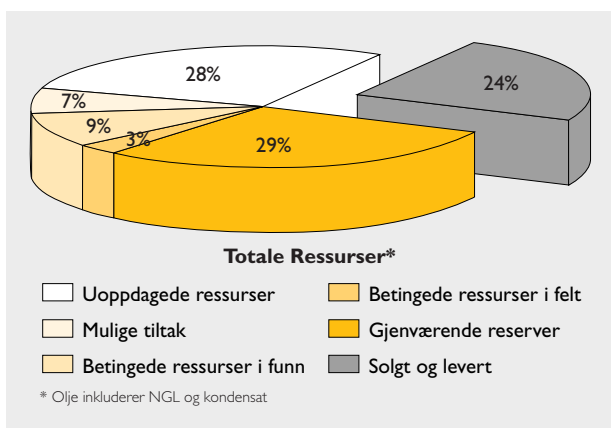


* Inkluderer NGL og kondensat

blir framlagt. Tidligere hadde man én klasse for prosjekter med to års planleggingshorisont til PUD og en annen for prosjekter med tidshorisont fra to til ti år.

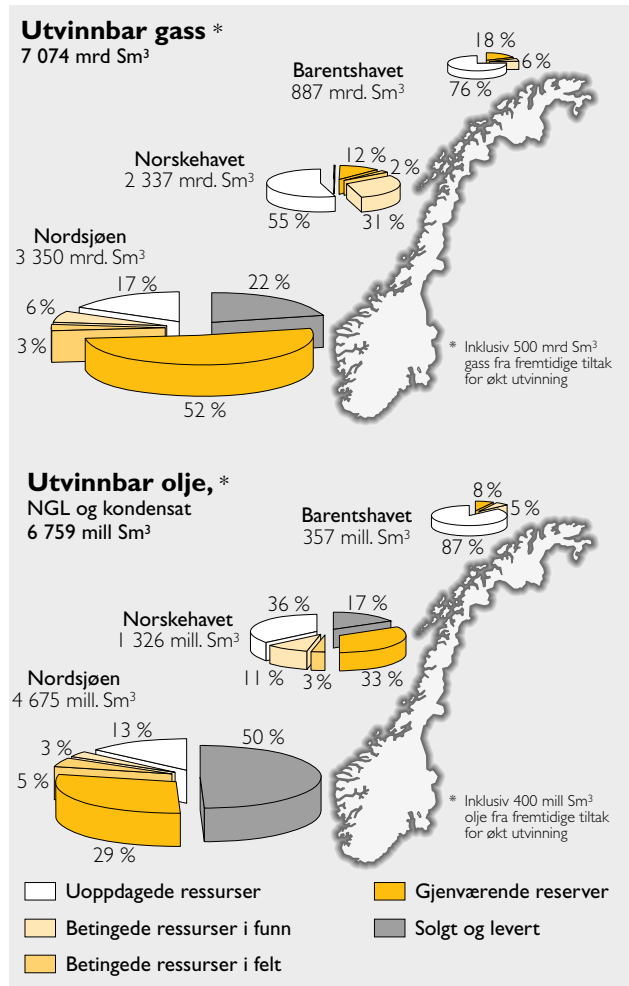
- For å identifisere prosjekter for økt utvinning er det innført attributter F (First) og A (Additional) til ressurskategoriene. F viser nye funn (og tilleggsressurser til

Figur 1.3.1
Fordelingen av de totale petroleumsressursene



* Olje inkluderer NGL og kondensat

Figur 1.3.3
Fordelingen av petroleumsressursene



eksisterende funn og felt). A viser ressurser fra prosjekter for økt utvinning. Ressurser fra "Mulige framtidige tiltak for økt utvinning" er nå i kategori 7A mot tidligere i klasse 8 i det gamle systemet.

Oppdagede ressurser som ennå ikke er satt i produksjon betegnes "Betingede ressurser".

Begreper

Ressurser brukes om alle anslåtte petroleumsmengder.

Oppdagede ressurser omfatter ressurskategori 0 - 7 og brukes om petroleumsmengder som er påvist ved boring.

Betingede ressurser brukes om oppdagede ressurser som ennå ikke er besluttet for utbygging.

Oppdagede ressurser er petroleumsressurser som antas å være tilstede i definerte letemodeller, bekreftede og ubekreftede, men som ennå ikke er påvist ved boring (ressurskategori 8 og 9). Det er alltid stor usikkerhet knyttet til analyser av oppdagede ressurser. Ressursanslaget som er oppgitt for oppdagede ressurser er den statistiske forventningsverdien.

Reserver omfatter gjenværende utvinnbare, salgbare petroleumsressurser som rettighetshaverne har besluttet å bygge ut, og som myndighetene har godkjent en PUD eller gitt PUD-fritak for. Reserver omfatter også petroleums-

Tabell 1.3.2 Samlede petroleumsressurser på norsk kontinentalsokkel pr. 31.12.2001

Endring
2001-2000

Klasse	Kategori	Prosjektstatus	Olje	Gass	NGL	Konden- sat	Olje ekvi- valenter ¹⁾	Olje ekvi- valenter ¹⁾
			mill Sm ³	mrd Sm ³	mill tonn	mill Sm ³	mill Sm ³	mill Sm ³
Historisk produksjon	0	Solgt og levert pr. 31.12.2001	2368	730	57	50	3258	251
Reserver		Felt og funn						
	1	Gjenværende reserver i produksjon	1256	1439	78	49	2892	338
	2-3	Reserver med godkjent / innsendt PUD	245	750	34	82	1141	-222
		Sum reserver	1501	2189	111	131	4033	116
Betingede ressurser		Felt						
	4	I planleggingsfase	160	115	18	10	319	-129
	5	Kan bli utbygd på lang sikt	57	59	2	6	125	-36
	7F	Nye funn under evaluering	3	0	0	0	3	3
		Sum betingede ressurser i felt	221	173	20	16	447	-163
		Sum ressurser i felt og reserver	1722	2362	131	147	4480	-47
		Funn						
	4	I planleggingsfase	83	546	13	36	690	-249
	5	Kan bli utbygd på lang sikt	91	397	3	36	530	118
	7F	Nye funn under evaluering	16	28	0	1	45	-68
		Sum betingede ressurser i funn	189	972	16	73	1264	-198
	7A	Mulige tiltak for økt utvinning	400	500			900	-25
	Uoppdagede ressurser	8, 9	Uoppdagede ressurser	1420	2510			3930
		Totalt	6100	7074	205	270	13832	161
		Gjenværende ressurser	3731	6343	147	219	10574	-90

1) 1.9 er omregningsfaktor for NGL i tonn til Sm³.

ressurser i forekomster der rettighetshaverne har besluttet å utvinne, men som ikke er myndighetsbehandlet i form av en PUD eller PUD-fritak. Reserver fordeler seg på ressurskategoriene 1 - 3.

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.

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.

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

1.3.2 RESSURSREGNSKAPET FOR 2001

Det totale anslaget for opprinnelig utvinnbare ressurser på norsk sokkel er 13 832 millioner Sm³ oljeekvivalenter (o.e.),

se tabell 1.3.2 og figur 1.3.1. 7 291 millioner Sm³ oljeekvivalenter (53 prosent) er allerede bygd ut eller godkjent/besluttet bygd ut. Det er solgt i alt 3 258 millioner Sm³ oljeekvivalenter (24 prosent) fordelt på 2 368 millioner Sm³ olje, 730 millioner Sm³ gass, 57 millioner tonn NGL og 50 millioner Sm³ kondensat.

Gjenværende totale utvinnbare ressurser er 10 574 millioner Sm³ oljeekvivalenter med et usikkerhetsspenn mellom 9 300 og 14 600 millioner Sm³ oljeekvivalenter, se figur 1.3.2.

Gjenværende reserver i felt utgjør 4 033 millioner Sm³ oljeekvivalenter, fordelt på 1 501 millioner Sm³ olje, 2 189 milliarder Sm³ gass, 131 millioner Sm³ kondensat og 111 millioner tonn NGL. Dette omfatter også ressurser i 7121/4-1 Snøhvit, som rettighetshaverne har besluttet å bygge ut, men der PUD ennå ikke var godkjent av myndighetene ved årets utgang. Dette er en økning på 116 millioner Sm³ oljeekvivalenter i forhold til siste år. Sammenligningen med siste års regnskap er basert på et datasett som er reklassifisert i henhold til gjeldende klassifikasjonssystem.

Det er bokført betingede ressurser (tilleggsressurser) i felt på til sammen 447 millioner Sm³ oljeekvivalenter (tre prosent). Dette fordeler seg med 221 millioner Sm³ olje, 173 milliarder Sm³ gass, 16 millioner Sm³ kondensat og 20 millioner tonn NGL. Dette er en reduksjon på 163 millioner Sm³ oljeekvivalenter.

I funn som ennå ikke er godkjent for utbygging, er de

Tabell I.3.3. Historisk produksjon fra felt der produksjonen er avsluttet og fra felt som er i produksjon (ressurskategori 0)

Felt	Olje	Gass	NGL	Kondensat	Olje-	Funnår ²⁾
	mill Sm ³	mrd Sm ³	mill tonn	mill Sm ³	ekvivalenter ¹⁾ mill Sm ³	
Albuskjell	7,4	15,5	1,0		24,8	1972
Cod	2,9	7,3	0,5		11,2	1968
Edda	4,8	2,0	0,2		7,2	1972
Frøy	5,6	1,6		0,1	7,3	1987
Lille-Frigg	1,3	2,2		0,0	3,5	1975
Mime	0,4	0,1	0,0		0,5	1982
Nordøst Frigg		11,6		0,1	11,7	1974
Odin		27,3		0,2	27,5	1974
Tommeliten Gamma	3,9	9,7	0,6		14,6	1978
Vest Ekofisk	12,2	26,0	1,4		40,8	1970
Yme	7,9				7,9	1987
Øst Frigg		9,2		0,1	9,3	1973
Sum nedstengte felt	46,2	112,4	3,7	0,5	166,2	
Balder	8,9				8,9	1967
Brage	39,1	1,8	0,6	0,1	42,2	1980
Draugen	76,8	0,3	0,4	0,1	77,9	1984
Ekofisk	294,9	118,2	10,3		432,6	1969
Eldfisk	69,1	32,5	3,2		107,6	1970
Embla	7,4	2,4	0,3		10,4	1988
Frigg		113,9		0,5	114,3	1971
Glitne	0,7				0,7	1995
Gullfaks	286,0	19,5	1,5	0,7	308,9	1978
Gullfaks Sør	9,1	0,5	0,0	0,0	9,7	1978
Gungne			0,5	1,6	2,5	1982
Gyda	30,3	5,2	1,7		38,6	1980
Heidrun	71,6	3,5	0,1	0,0	75,3	1985
Heimdal	6,1	42,7			48,8	1972
Hod	6,9	1,3	0,2		8,6	1974
Huldra	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	1982
Jotun	13,5	0,5			14,0	1994
Murchison	13,0	0,3	0,3	0,0	14,0	1975
Njord	12,4				12,4	1986
Norne	36,8	1,1	0,1	0,0	38,1	1992
Oseberg	291,9	4,9	0,5	0,6	298,5	1979
Oseberg Sør	5,9				5,9	1984
Oseberg Vest	1,1				1,1	1984
Oseberg Øst	7,3				7,3	1981
Sleipner Vest		5,0	2,8	14,1	24,4	1974
Sleipner Øst		63,8	9,2	25,0	106,2	1981
Snorre	91,6	4,1	2,7	0,6	101,4	1979
Statfjord	518,0	44,9	10,2	3,2	585,6	1974
Statfjord Nord	23,1	1,2	0,3	0,1	24,9	1977
Statfjord Øst	24,4	1,8	0,5	0,1	27,3	1976
Sygna	3,2				3,2	1996
Tambar	0,5		0,0		0,6	1983
Tor	21,4	10,6	1,1		34,1	1970
Tordis	31,5	2,4	0,7	0,2	35,4	1987

Troll	96,4	111,3		1,6	209,3	1979
Ula	62,3	3,7	2,4		70,5	1976
Valhall	70,7	14,2	2,4		89,5	1975
Varg	4,7				4,7	1984
Veslefrikk	40,2	2,0	1,1	0,2	44,4	1981
Vigdis	19,3				19,3	1986
Visund	5,4				5,4	1986
Åsgard	20,1	4,3	0,6	0,9	26,5	1981
Sum produksjon	2321,9	617,9	53,6	49,6	3091,3	
Sum solgt og levert	2368,1	730,4	57,3	50,1	3257,6	

1) 1.9 er omregningsfaktor for NGL i tonn til Sm³.

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

totale utvinnbare ressursene 1 264 millioner Sm³ oljeekvivalenter (ni prosent). Dette er en reduksjon på 198 millioner Sm³ oljeekvivalenter. Anslaget for de uoppdagede ressursene har økt med 180 millioner Sm³ oljeekvivalenter og er nå anslått til 3 930 millioner Sm³ oljeekvivalenter (28 prosent). Ressurser fra mulige fremtidige tiltak for økt utvinning er anslått til 900 millioner Sm³ oljeekvivalenter (6,5 prosent).

Den geografiske fordelingen av ressursene er vist i figur 1.3.3.

1.3.3. RESSURSTATUS

Historisk produksjon

Historisk produksjon betegner den totale petroleumsmengde som er solgt og levert. De produserte mengder kommer fra felt som er i produksjon og fra felt som allerede er nedstengt.

Nedstengte felt

Feltene Frøy og Yme avsluttet produksjonen i 2001 etter å ha produsert i henholdsvis syv og seks år. Det er i alt 12 felt der produksjonen er avsluttet på norsk kontinentalsokkel. Produksjonen fra disse feltene er vist i tabell 1.3.3.

Produserende felt

I 2001 var det 42 felt i produksjon på norsk sokkel, derav 37 felt i Nordsjøen og fem felt i Norskehavet. I løpet av 2001 ble feltene Tambar, Huldra, Glitne, og deler av Ringhorne satt i produksjon, alle i Nordsjøen. Ringhorne inngår som en del av Balderfeltet og produksjonen rapporteres under Balder.

Reserver

Gjenværende reserver i felt som er i produksjon

Per 31.12.2001 er det 61 felt på norsk kontinentalsokkel med godkjent plan for utbygging og drift (PUD) medregnet de 12 feltene med avsluttet produksjon. Troll betraktes som ett felt selv om det består av flere atskilte utbygginger med ulike operatører. Tabell 1.3.4 gir opplysninger om felt i produksjon eller med godkjent PUD.

Forholdet mellom opprinnelig utvinnbart volum og gjenværende reserver i felt i produksjon, er vist i tabell 1.3.5.

For enkelte felt er det betydelige endringer i anslagene over opprinnelig utvinnbare reserver siden fjorårets rapportering. Det skyldes blant annet at rapporteringen av data fra noen felt som tidligere rapporterte separat, i løpet av 2001 har blitt inkludert i andre felt og rapporteres samlet. Dette gjelder:

- Balder som nå inkluderer Balder og Ringhorne,
- Gyda som nå inkluderer Gyda og Gyda Sør,
- Sleipner Øst som nå inkluderer Loke og Sleipner Øst og
- Tordis som nå inkluderer Tordis, Tordis Øst og Borg.

Det nye ressursklassifikasjonssystemet har ført til at gassreservene på Oseberg og Troll har økt ved at petroleumsmengder som tidligere ble klassifisert som ressurser nå kan klassifiseres som reserver. Olje- og gassreservene på Draugen har økt med 29 millioner Sm³ oljeekvivalenter etter en oppjustering av de tilstedeværende og utvinnbare ressursene. På Ekofisk er oljereservene oppjustert med 22 millioner Sm³. Det skyldes i hovedsak økning av de tilstedeværende og utvinnbare mengdene samt økt utvinning på grunn av boring av flere brønner. Gullfaks har rapportert en økning på ti millioner Sm³ olje som skyldes prosjekter for økt oljeutvinning med godkjent PUD. På Gungne har ny kartlegging ført til økning i anslaget av tilstedeværende og utvinnbare ressurser. Plan for utbygging og drift av nord- og sørflankene på Valhallfeltet er godkjent og medfører en økning av reservene på 18 millioner Sm³ oljeekvivalenter. Rettighetshaverne på Visund har vedtatt å sende inn en PUD for gassreservene på feltet.

Reserver i felt som har godkjent plan for utbygging og drift

Det er åtte felt som har godkjent plan for utbygging og drift (PUD), men som ennå ikke er satt i produksjon. I 2001 ble PUD for feltene Fram, Kristin, Mikkjel, Sigyn og Vale godkjent av myndighetene. I tillegg kommer feltene Grane og Kvitebjørn, som ble godkjent i 2000, og Tune, som ble godkjent i 1999.

Tabell 1.3.4 Felt i produksjon eller felt med godkjent plan for utbygging og drift

Felt	Reserver millioner Sm ³ oljeekvivalenter	Funnår ⁴⁾	Operatør	Utvinningsstillatelse/ avtalebaseret område
Balder	75,3	1967	Esso Exploration and Production Norway A/S	001
Brage	48,9	1980	Norsk Hydro Produksjon AS	Brage
Draugen	148,2	1984	A/S Norske Shell	093
Ekofisk	679,0	1969	Phillips Petroleum Company Norway	018
Eldfisk	161,5	1970	Phillips Petroleum Company Norway	018
Embla	21,4	1988	Phillips Petroleum Company Norway	018
Fram ¹⁾	19,8	1987	Norsk Hydro Produksjon AS	090
Frigg	122,1	1971	TotalFinaElf Exploration Norge AS	Frigg
Glitne	3,6	1995	Statoil ASA	048 B
Grane ¹⁾	120,0	1991	Norsk Hydro Produksjon AS	Grane
Gullfaks	361,1	1978	Statoil ASA	050
Gullfaks Sør	98,7	1978	Statoil ASA	050
Gungne	15,7	1982	Statoil ASA	046
Gyda	43,3	1980	BP Amoco Norge AS	019 B
Heidrun	208,4	1985	Statoil ASA	Heidrun
Heimdal	48,7	1972	Norsk Hydro Produksjon AS	Heimdal
Hod	9,8	1974	BP Amoco Norge AS	033
Huldra	18,1	1982	Statoil ASA	Huldra
Jotun	31,9	1994	Esso Exploration and Production Norway A/S	Jotun
Kristin ¹⁾	85,7	1997	Statoil ASA	Haltenbanken Vest
Kvitebjørn ¹⁾	75,6	1994	Statoil ASA	193
Mikkel ¹⁾	33,3	1987	Statoil ASA	Mikkel
Murchison	14,7	1975	Kerr McGee North Sea (UK) Ltd	Murchison
Njord	23,7	1986	Norsk Hydro Produksjon AS	Njord
Norne	100,8	1992	Statoil ASA	Norne
Oseberg	435,0	1979	Norsk Hydro Produksjon AS	Oseberg
Oseberg Sør	61,0	1984	Norsk Hydro Produksjon AS	Oseberg Sør
Oseberg Vest	8,0	1984	Norsk Hydro Produksjon AS	Oseberg
Oseberg Øst	25,3	1981	Norsk Hydro Produksjon AS	053
Sigyn ¹⁾	11,1	1982	Esso Exploration and Production Norway A/S	072
Sleipner Vest	144,1	1974	Statoil ASA	Sleipner Vest
Sleipner Øst	101,7	1981	Statoil ASA	Sleipner Øst
Snorre	253,3	1979	Norsk Hydro Produksjon AS	Snorre
Statfjord	647,1	1974	Statoil ASA	Statfjord
Statfjord Nord	44,4	1977	Statoil ASA	037
Statfjord Øst	43,6	1976	Statoil ASA	Statfjord Øst
Sygna	13,4	1996	Statoil ASA	Sygna
Tambar	10,1	1983	BP Amoco Norge AS	065
Tor	39,5	1970	Phillips Petroleum Company Norway	Tor
Tordis	59,3	1987	Norsk Hydro Produksjon AS	089
Troll ²⁾	1586,2	1979	Norsk Hydro Produksjon AS	Troll
Troll ³⁾		1983	Statoil ASA	Troll
Tune ¹⁾	29,1	1996	Norsk Hydro Produksjon AS	190
Ula	86,6	1976	BP Amoco Norge AS	019
Vale ¹⁾	5,3	1991	Norsk Hydro Produksjon AS	036
Valhall	200,1	1975	BP Amoco Norge AS	Valhall
Varg	5,2	1984	Norsk Hydro Produksjon AS	038
Veslefrikk	59,8	1981	Statoil ASA	052
Vigdis	31,9	1986	Norsk Hydro Produksjon AS	089
Visund	103,1	1986	Norsk Hydro Produksjon AS	Visund
Åsgard	356,5	1981	Statoil ASA	Åsgard

1) Felt med godkjent utbyggingsplan derr produksjonen ikke var kommet i gang 31.12.2001

2) Ressursene omfatter de totale ressursene på Troll, også den delen som opereres av Statoil ASA

3) Ressurene er inkludert i ovenstående rad.

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

Tabell I.3.5. Opprinnelig salgbart volum og gjenværende reserver i felt i produksjon, i felt med godkjent plan for utbygging og drift og for funn som rettighetshaverne har besluttet å utvinne.

	Opprinnelig salgbar ¹⁾					Gjenværende reserver ⁵⁾				
	Olje	Gass	NGL	Kondensat	Olje- ekvivalenter ²⁾	Olje	Gass	NGL	Kondensat	Olje- ekvivalenter
	mill Sm ³	mrd Sm ³	mill tonn	mill Sm ³	mill Sm ³	mill Sm ³	mrd Sm ³	mill tonn	mill Sm ³	mill Sm ³
Balder ³⁾	72,4	2,9	0,0	0,0	75,3	63,5	2,9	0,0	0,0	66,3
Brage	44,9	2,6	0,7	0,0	48,9	5,8	0,8	0,1	0,0	6,8
Draugen	137,0	7,4	2,0	0,0	148,2	60,2	7,1	1,6	0,0	70,4
Ekofisk	478,5	174,0	14,0	0,0	679,0	183,6	55,8	3,7	0,0	246,4
Eldfisk	108,5	45,3	4,1	0,0	161,5	39,4	12,8	0,9	0,0	53,9
Embla	13,6	6,6	0,7	0,0	21,4	6,1	4,2	0,4	0,0	11,1
Fram ³⁾	16,1	3,6	0,1	0,0	19,8	16,1	3,6	0,1	0,0	19,8
Frigg	0,0	121,6	0,0	0,5	122,1	0,0	7,7	0,0	0,0	7,7
Glitne	3,6	0,0	0,0	0,0	3,6	2,8	0,0	0,0	0,0	2,8
Grane ³⁾	120,0	0,0	0,0	0,0	120,0	120,0	0,0	0,0	0,0	120,0
Gullfaks ^{b), 5)}	335,2	22,2	2,0	0,0	361,1	49,2	2,7	0,5	-0,7	52,2
Gullfaks sør ^{c)}	40,2	47,4	5,8	0,0	98,7	31,1	46,9	5,8	0,0	89,0
Gungne	0,0	10,1	1,3	3,1	15,7	0,0	10,1	0,8	1,5	13,1
Gyda ^{d)}	34,1	5,8	1,8	0,0	43,3	3,8	0,6	0,1	0,0	4,7
Heidrun	178,0	28,2	1,2	0,0	208,4	106,4	24,7	1,1	0,0	133,1
Heimdal	6,9	41,8	0,0	0,0	48,7	0,8	0,3	0,0	0,0	1,0
Hod	7,8	1,6	0,2	0,0	9,8	0,9	0,3	0,0	0,0	1,2
Huldra	5,0	12,9	0,1	0,0	18,1	4,9	12,8	0,1	0,0	17,9
Jotun	31,1	0,8	0,0	0,0	31,9	17,6	0,3	0,0	0,0	17,9
Kristin ³⁾	0,0	34,9	8,5	34,6	85,7	0,0	34,9	8,5	34,6	85,7
Kvitebjørn ³⁾	0,0	54,2	0,5	20,6	75,6	0,0	54,2	0,5	20,6	75,6
Mikkeli ³⁾	0,0	19,8	4,2	5,5	33,3	0,0	19,8	4,2	5,5	33,3
Murchison	13,6	0,4	0,4	0,0	14,7	0,5	0,1	0,1	0,0	0,7
Njord	23,7	0,0	0,0	0,0	23,7	11,3	0,0	0,0	0,0	11,3
Norne	84,8	13,5	1,3	0,0	100,8	47,9	12,5	1,2	0,0	62,7
Oseberg ⁵⁾	346,0	89,0	0,0	0,0	435,0	54,1	84,1	-0,5	-0,6	136,5
Oseberg Sør	54,0	7,0	0,0	0,0	61,0	48,1	7,0	0,0	0,0	55,1
Oseberg Vest	2,0	6,0	0,0	0,0	8,0	0,9	6,0	0,0	0,0	6,9
Oseberg Øst	24,5	0,8	0,0	0,0	25,3	17,2	0,8	0,0	0,0	18,0
Sigyn ³⁾	0,0	5,3	1,5	3,0	11,1	0,0	5,3	1,5	3,0	11,1
Sleipner Vest	0,0	104,0	6,9	27,0	144,1					
Sleipner Øst ^{e)}	0,0	55,2	11,3	25,2	101,7					
Sleipner Vest og Øst ⁶⁾						0,0	90,3	6,2	13,1	115,2
Snorre ⁵⁾	231,6	8,9	6,7	0,0	253,3	140,0	4,8	4,0	-0,6	151,9
7121/4-1 Snøhvit ⁴⁾	0,0	163,5	5,1	18,1	191,3	0,0	163,5	5,1	18,1	191,3
Statfjord ⁵⁾	561,4	58,4	14,4	0,0	647,1	43,4	13,5	4,2	-3,2	61,6
Statfjord Nord	40,0	2,8	0,8	0,0	44,4	16,9	1,6	0,5	0,0	19,5
Statfjord Øst	37,1	4,1	1,3	0,0	43,6	12,6	2,2	0,7	0,0	16,3
Sygna	12,7	0,0	0,0	0,0	12,7	9,5	0,7	0,0	0,0	10,2
Tambar	7,2	2,4	0,3	0,0	10,1	6,7	2,4	0,3	0,0	9,6
Tor	25,8	11,4	1,2	0,0	39,5	4,4	0,8	0,1	0,0	5,4
Tordis ^{f)}	52,5	4,2	1,4	0,0	59,3	20,9	1,7	0,7	0,0	24,0
Troll ^{g)}	215,9	1321,7	24,8	1,6	1586,2	119,5	1210,4	24,8	0,0	1376,9
Tune ³⁾	6,1	22,9	0,1	0,0	29,1	6,1	22,9	0,1	0,0	29,1
Ula	77,9	3,7	2,6	0,0	86,6	15,6	0,0	0,3	0,0	16,1
Vale ³⁾	3,0	2,3	0,0	0,0	5,3	3,0	2,3	0,0	0,0	5,3
Valhall	166,7	25,6	4,1	0,0	200,1	96,0	11,4	1,6	0,0	110,5
Varg	5,2	0,0	0,0	0,0	5,2	0,5	0,0	0,0	0,0	0,5
Vestefrikk	54,6	3,1	1,1	0,0	59,8	14,3	1,1	0,0	0,0	15,4
Vigdis	29,8	2,1	0,0	0,0	31,9	10,5	2,1	0,0	0,0	12,6
Visund	42,9	50,5	5,1	0,0	103,1	37,5	50,5	5,1	0,0	97,7
Åsgard	71,4	190,7	27,6	42,0	356,5	51,3	186,4	27,0	41,1	330,0
Sum	3823,1	2803,0	164,9	181,2	7120,6	1500,8	2186,8	111,3	132,4	4031,3

1) Tabellen gir forventningsverdier. Alle estimat er gjenstand for usikkerhet.

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

3) Felt som er godkjent for utbygging men som ved årsskiftet ennå ikke var satt i produksjon (ressurskategori 2)

4) Funn som rettighetshaverne har besluttet å utvinne (ressurskategori 3)

5) Negative tall for gjenværende reserver på enkelte felt skyldes at produktet ikke er rapportert under opprinnelig utvinnbart volum. Dette gjelder produsert NGL og kondensat. For noen felt er produsert NGL/ kondensat trukket fra opprinnelig salgbar olje. Dette medfører et avvik i forhold til tabell I.3.2

6) Produksjonen for Sleipner Øst og Vest blir målt samlet. Som et resultat av dette blir også gjenværende reserver vist samlet.

a) Balder omfatter Ringhorne

b) Gullfaks omfatter Gullfaks Vest

c) Gullfaks Sør omfatter Rimfaks og Gullveig

d) Gyda omfatter Gyda Sør

e) Sleipner Øst omfatter Loke

f) Tordis omfatter Tordis Øst og Borg

g) Troll omfatter TOGI

Tabell 1.3.6. Ressurser i funn i planleggingsfase (ressurskategori 4F)

Funn	Olje	Gass	NGL	Kondensat	Olje-ekvivalenter ¹⁾	Funnår ²⁾
Ressurskategori 4F	mill Sm ³	mrd Sm ³	mill tonn	mill Sm ³	mill Sm ³	
15/12-12	6,6	2,7			9,3	2001
15/5-1 Dagny		3,6	0,5	1,0	5,5	1978
15/5-2		5,5	0,1	0,2	5,9	1978
15/9-19 S Volve	7,5	0,8	0,2		8,6	1993
2/12-1 Freja	2,4	0,4	0,1		3,0	1987
24/6-2	7,9	3,9			11,8	1998
25/11-16	3,6				3,6	1992
25/4-3 Gekko		7,6		1,3	8,9	1974
25/5-3 Skirne	0,9	4,3			5,2	1990
25/5-4 Byggve	0,7	2,4			3,0	1991
25/5-5	4,3				4,3	1995
3/7-4 Trym		3,3		0,8	4,1	1997
30/6-17	0,3	1,7			2,0	1986
30/6-18 Kappa	0,8	2,7		0,2	3,7	1986
30/9-19	1,6	4,9			6,5	1998
35/9-1 Gjøa	6,5	29,4	1,5		38,7	1989
6305/5-1 Ormen Lange		400,0		23,7	423,7	1993
6406/2-1 Lavrans		13,4	2,5	4,7	22,9	1995
6407/1-2 Tyrihans Sør	16,6	26,1	3,6		49,5	1983
6507/5-1 Skarv	16,5	33,8	4,3	4,1	62,4	1998
6608/10-6 Svale	7,0				7,0	2000
Sum	83,0	546,3	12,8	36,1	689,7	

1) 1.9 er omregningsfaktor for NGL i tonn til Sm³.

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

Tabell 1.3.8. Ressurser i nye funn som ikke er evaluert (ressurskategori 7F)

Funn	Olje	Gass	NGL	Kondensat	Olje-ekvivalenter ¹⁾	Funnår ²⁾
Ressurskategori 7F	mill Sm ³	mrd Sm ³	mill tonn	mill Sm ³	mill Sm ³	
30/6-27	1,4	1,1			2,5	2001
34/8-12	3				3	2001
6506/11-7	9,3	4,5			13,8	2001
6507/11-6		2,6		0,3	2,9	2001
6507/7-13	1,5				1,5	2001
7019/1-1		11,5			11,5	2001
7228/7-1	0,5	8,7		0,6	9,8	2001
Sum	15,7	28,4	0	0,9	45	

1) 1.9 er omregningsfaktor for NGL i tonn til Sm³.

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

Reserver i funn som rettighetshaverne har besluttet å utvinne

Rettighetshaverne for 7121/4-1 Snøhvit besluttet å sende inn PUD i september 2001.

Betingede ressurser

Ressurser i funn i planleggingsfase (ressurskategori 4F)

Ved årsskiftet 2001/2002 var 21 funn under planlegging for utvinning, se tabell 1.3.6. Dette er 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 fem år. Petroleumsressursene i disse funnene utgjør 689 millioner Sm³ oljeekvivalenter.

I forhold til siste år er ressursene redusert med om lag 250 millioner Sm³ oljeekvivalenter. Den viktigste årsaken er at 7121/4-1 Snøhvit er flyttet til kategori 3 etter at PUD ble levert. Videre er 2/4-17 Tjalve og 35/8-1-funnet flyttet til kategori fem. Som tilskudd til ressurskategori fire er det nye 15/12-12-funnet og 25/4-3 Gekko som er et gammelt funn,

Tabell I.3.7. Ressurser i funn der utvinning er sannsynlig, men uavklart (ressurskategori 5F)

Funn	Olje mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	NGL mill tonn	Kondensat mill Sm ³	Olje- ekvivalenter ¹⁾ mill Sm ³	Funnår ²⁾
Ressurskategori 5F						
1/2-1	2,1				2,1	1989
1/5-2 Flyndre	5,1	1,6			6,6	1974
15/3-1 S Gudrun		15,6		13,8	29,4	1975
15/3-4	7,5	3,8			11,3	1982
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
2/2-5	2,4				2,4	1992
2/4-10	2,4				2,4	1973
2/4-17 Tjalve	1,0	1,6	0,1		2,8	1992
2/5-3 Sørøst Tor	1,0				1,0	1972
2/6-5	0,9				0,9	1997
2/7-19	3,6	3,4			7,1	1990
2/7-22		0,6			0,6	1990
2/7-29	1,5	0,6			2,1	1994
24/6-1 Peik		5,3		1,2	6,5	1985
24/9-5	2,7				2,7	1994
25/8-4	1,0				1,0	1992
30/10-6		5,7			5,7	1992
30/6-26 Gamma Vest	2,9	1,5			4,4	2001
30/7-6 Hild	13,1	33,4			46,5	1978
31/4-11	0,4				0,4	2000
33/9-6 Delta	0,5				0,6	1976
34/10-23 Gamma		12,8		1,3	14,1	1985
34/7-18	1,7				1,7	1991
35/10-2		1,6			1,6	1996
35/3-2 Agat		20,0			20,0	1980
35/8-1		15,6		2,8	18,4	1981
35/9-3	0,3	0,4			0,7	1997
36/7-2	1,1				1,1	1997
6406/2-1 Lavrans ³⁾		13,4	2,5	4,7	22,9	1995
6406/2-6 Ragnfrid		7,9		5,7	13,6	1998
6406/2-7 Erlend		2,9		3,2	6,1	1999
6406/3-2 Trestakk	5,3	1,8			7,0	1986
6407/9-9	0,3	0,3			0,6	1999
6506/11-2 Lange	3,5	1,8			5,3	1991
6506/12-3 Lysing	1,2	0,2			1,4	1985
6506/6-1		118,0			118,0	2000
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
6608/11-2 Falk	2,0	0,1			2,1	2000
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
7121/4-1 Snøhvit ³⁾		4,2		0,6	4,7	1984
7121/4-2 Snøhvit Nord		3,5		0,2	3,7	1985
7121/5-2 Beta	3,1	3,3		0,2	6,6	1986
7122/6-1	2,6	5,4		0,6	8,6	1987
7122/7-1 Goliat	11,3				11,3	2000
7124/3-1		2,1			2,1	1987
Sum	90,7	396,9	3,4	35,7	529,8	

1) 1.9 er omregningsfaktor for NGL i tonn til Sm³.

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

3) Deler av funnet er også registrert i lavere ressurskategori

Tabell 1.3.9 Funn som i 2001 rapporteres som deler av andre felt eller funn.

Funn	Rapportert inn i felt	Funnår
2/7-8	Eldfisk	1973
35/11-2	Fram	1987
35/11-7	Fram	1992
35/11-8 S	Fram	1996
34/10-34 Gullfaks Vest	Gullfaks	1991
34/10-17 Rimfaks	Gullfaks Sør	1983
34/10-21	Gullfaks Sør	1984
34/10-37 Gullveig	Gullfaks Sør	1995
34/10-43 S	Gullfaks Sør	2001
34/10-44 S Lunde	Gullfaks Sør	2001
15/9-20 S	Gungne	1994
2/1-9 Gyda Sør	Gyda	1991
6507/8-4 Heidrun Nord	Heidrun	1990
2/11-10 S	Hod	1994
25/7-3 Jotun	Jotun	1995
25/8-8 S Jotun	Jotun	1995
33/9-0 Murchison NØ Horst	Murchison	1989
6608/10-4	Norne	1994
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
30/6-19 Beta Sadel	Oseberg Øst	1986
25/8-1 Ringhorne	Balder	1970
25/8-10 S Ringhorne	Balder	1997
25/8-11 Ringhorne	Balder	1997
16/7-7 S	Sigyn	1997
15/9-17 Loke	Sleipner Øst	1983
34/7-25 S	Tordis	1996
15/12-10 S	Varg	1996
30/3-6 S	Veslefrikk	1994
30/3-7 A	Veslefrikk	1998
30/3-7 B	Veslefrikk	1998
30/3-7 S	Veslefrikk	1995
30/3-9	Veslefrikk	2000
34/7-16	Vigdis	1990
34/7-23 S	Vigdis	1994
34/7-29 S	Vigdis	1998
34/7-31	Vigdis	2001
34/8-4 S	Visund	1991
9/2-3	Yme	1990
9/2-6 S	Yme	1996
9/2-7 S	Yme	1997
9/2-9 S	Yme	1999
6506/12-1 Smørbukk	Åsgard	1985
6506/12-3 Smørbukk Sør	Åsgard	1985
Funn	Rapportert inn i funn	Funnår
2/7-31	2/7-19	1999
24/9-6	24/9-5	1994
30/7-2	30/7-6 Hild	1975
35/8-2	35/8-1	1982
36/7-1	35/9-1 Gjøa	1996
6406/1-1	6406/2-7 Erlend	2001
6407/1-3 Tyrihans Nord	6407/1-2 Tyrihans	1984
6507/5-3 Snadd	6507/5-1 Skarv	2000
7120/7-1 Askeladd Vest	7121/4-1 Snøhvit	1982
7120/7-2 Askeland Sentral	7121/4-1 Snøhvit	1983
7120/8-1 Askeladd	7121/4-1 Snøhvit	1981
7120/9-1 Albatross	7121/4-1 Snøhvit	1982
7121/7-1	7121/4-1 Snøhvit	1984

som er blitt tolket på nytt. Fra ressurskategori fem kommer 15/5-2-funnet og 24/6-2-funnet.

Ressurser i funn der utvinning er sannsynlig, men uavklart (ressurskategori 5F)

Ved årsskiftet er det registrert 50 funn der utvinning er sannsynlig men uavklart (tabell 1.3.7). Dette omfatter funn der det ikke foreligger konkrete planer om utvinning og der en antar at plan for utbygging og drift vil bli godkjent om tidligst fem år. Ressursmengden utgjør 530 millioner Sm³ oljeekvivalenter. Dette er en økning på om lag 140 millioner Sm³ oljeekvivalenter fra i fjor og skyldes i hovedsak at 6505/6-1-funnet (Viktoria) med 118 milliarder Sm³ i gass og 7122/7-1 Goliat med 11 millioner Sm³ olje, som ble funnet i 2000, er flyttet fra kategori 7F til 5F. Funnet 35/3-2 Agat har i flere år ligget i tilbakelevert område og området er nå tildelt på nytt. Ressursanslaget på 35/3-2 Agat er redusert med 23 milliarder Sm³ gass, men funnet er under videre utforskning. I funnet 15/3-1 Gudrun er ressursene oppjustert med 10 millioner Sm³ oljeekvivalenter.

I denne ressurskategorien er det også inkludert funn som ligger i tilbakeleverte områder. Oljedirektoratet antar at noen områder vil kunne bli tildelt på nytt og at funnene på lang sikt kan bli bygd ut.

Ressurser i funn der utbygging er lite sannsynlig (ressurskategori 6)

Gjennom årene er det gjort en rekke tekniske funn der petroleumsmengden enten er så liten eller så vanskelig å utvinne at det selv på lang sikt synes lite sannsynlig at utvinning vil finne sted. Siden Oljedirektoratet har lav forventning til at disse funnene blir utvunnet, er de ikke med i årets regnskap. Oljedirektoratet vil imidlertid i løpet av 2002 sette i gang en mer detaljert vurdering av funnene for å undersøke om noen av disse på sikt kan ha mulighet for å komme i produksjon.

Ressurser i funn som ikke er ferdig evaluert (ressurskategori 7F)

Ved årsskiftet er det bokført sju funn i denne ressurskategorien. De foreløpige anslagene for funn i ressurskategori 7F utgjør ca. 45 millioner Sm³ oljeekvivalenter (tabell 1.3.8). Anslagene er foreløpige og beheftet med stor usikkerhet.

Tabell I.4.1 Produksjon i millioner Sm³ oljeekvivalenter

2001	Produksjon			Forbruk av gass		Salgbare produkter			Sum
	Olje	Gass	Kond	Fakkel	Brensel	Olje	Gass	NGL / Kond	
Balder	3,888	0,211		0,034	0,002	3,888			3,888
Borg	2,203	0,271					0,207	0,126	0,333
Brage	2,241	0,306		0,008	0,068	2,229	0,170	0,162	2,561
Draugen	11,859	0,663		0,005	0,061	11,859	0,276	0,721	12,856
Ekofisk	15,389	3,006		0,013	0,305	16,580	2,868	0,524	19,972
Eldfisk	1,791	1,221		0,001	0,094	1,988	0,758	0,141	2,887
Embla	0,432	0,233				0,497	0,082	0,043	0,622
Frigg		0,738	0,001	0,001	0,012		0,737		0,737
Frøy	0,033	0,052				0,036	0,042		0,078
Gitne	0,746	0,039		0,014	0,007	0,746			0,746
Gullfaks	10,533	3,762		0,106	0,383	10,533	0,845	0,197	11,575
Gullfaks Sør	3,838	1,469				3,838			3,838
Gungne		0,860	0,602					0,658	0,658
Gyda	1,113	0,459		0,001	0,033	1,115	0,234	0,111	1,460
Heidrun	10,226	2,086		0,040	0,123	10,105	1,339	0,181	11,625
Heimdal		0,144	0,025	0,009	0,010	0,018	0,225		0,243
Hod	0,383	0,052				0,377	0,042	0,015	0,434
Huldra		0,001	0,033			0,039	0,087	0,002	0,128
Jotun	5,480	0,242		0,004	0,039	5,480	0,199		5,679
Lille-Frigg		0,000				0,0004			0,0004
Murchison	0,137	0,015		0,001	0,006	0,139			0,139
Njord	2,937	2,489		0,012	0,068	2,937			2,937
Norne	11,380	2,244		0,010	0,159	11,297	1,075	0,197	12,569
Oseberg ¹⁾	12,085	10,689		0,019	0,365	10,970	3,572	0,955	15,497
Oseberg Sør	4,390	1,077		0,003	0,062	4,456			4,456
Oseberg Øst	3,820	0,323		0,005	0,033	3,813			3,813
Sleipner Vest		8,193	3,565	0,013	0,087			3,944	3,944
Sleipner Øst inkludert Loke og salgbar gass fra Sleipner Vest		7,365	3,813	0,004	0,224		11,647	4,087	15,734
Snorre	11,624	1,880		0,049	0,126	11,545	0,525	1,019	13,089
Statfjord	10,126	5,902		0,090	0,406	10,126	1,477	0,620	12,223
Statfjord Nord	2,838	0,215				2,841	0,116	0,111	3,068
Statfjord Øst	2,197	0,311				2,197	0,309	0,296	2,802
Sygna	2,550	0,160				2,550			2,550
Tambar	0,535	0,124				0,535		0,026	0,561
Tor	0,235	0,040		0,000	0,008	0,257	0,035	0,009	0,301
Tordis	2,531	0,244				4,753	0,129	0,137	5,019
Trollområdet	19,559	23,036	0,553	0,023	0,228	19,503	21,433	0,640	41,576
Ula	1,270	0,130		0,003	0,052	1,322	0,006	0,069	1,397
Valhall	4,304	1,108		0,008	0,085	4,359	0,882	0,215	5,456
Varg	1,185	0,254		0,004	0,011	1,185			1,185
Veslefrikk	1,999	0,664		0,014	0,047	1,976	0,066	0,065	2,107
Vigdis	3,670	0,257				3,670			3,670
Visund	2,536	1,655		0,009	0,081	2,536			2,536
Yme	0,125	0,006		0,003	0,003	0,206			0,206
Åsgard	8,320	10,373		0,045	0,214	8,320	3,805	2,084	14,209
Sum 2001	180,508	94,569	8,592	0,551	3,402	180,824	53,189	17,362	251,375
Sum 2000	181,641	90,266	8,749	0,685	3,267	181,210	49,748	13,498	244,456
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) Oseberg Vest inngår i Oseberg

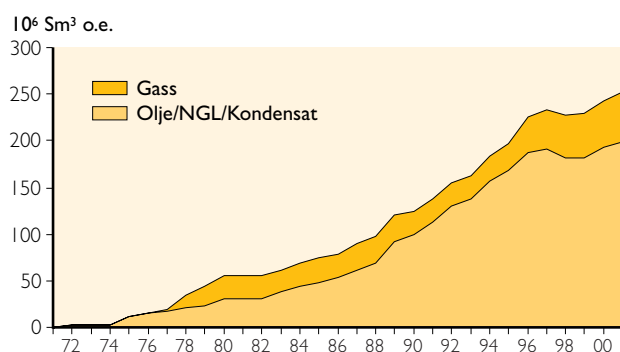
1.4 PRODUKSJON AV OLJE OG GASS

Produksjonen av olje og gass på norsk sokkel var i 2001 251,4 millioner Sm³ oljeekvivalenter. Produksjonen i 2000 var 244,4 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 1971-2001

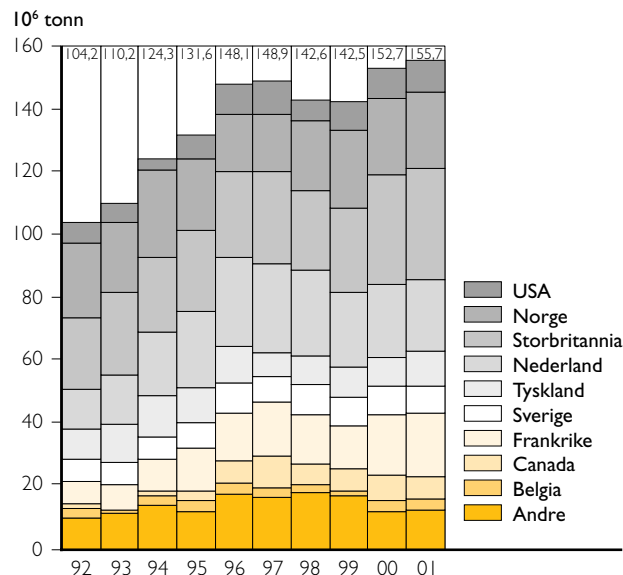


1.5 PETROLEUMSØKONOMI

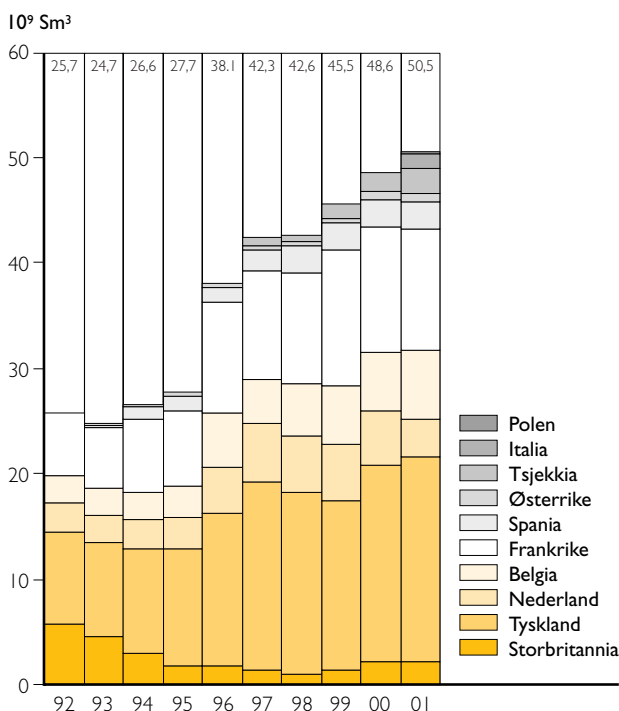
1.5.1 SALG AV PETROLEUM FRA NORSK KONTINENTALSOKKEL

Det ble i 2001 solgt 155,7 millionertonn råolje fra norsk kontinentalsokkel. Dette representerer en oppgang på 1,8 prosent i forhold til 2000. Storbritannia var den største mottakeren med 22,7 prosent av skipningene. Norge mottok 15,4 prosent, Nederland 14,5 prosent, Frankrike 12,8 prosent og Sverige 5,5 prosent. I 2000 mottok Norge 15,7 prosent. Figur 1.5.1. viser råoljesalget fordelt på land i perioden 1992-2001.

Figur 1.5.1
Råoljesalget fordelt på land i perioden 1992-2001



Figur 1.5.2
Salg av gass fordelt på land i perioden 1992-2001



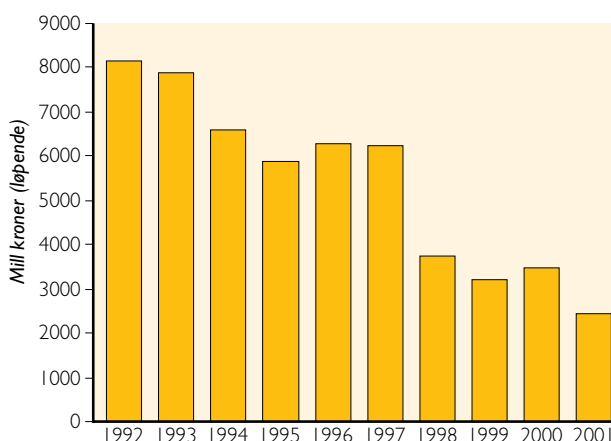
Salg av NGL (inkludert kondensat) fra norsk sokkel nådde i 2001 opp i 9,7 millioner tonn.

Norge eksporterte 50,5 milliarder Sm³ gass i 2001. Dette er en oppgang på 3,9 prosent i forhold til 2000. Det ble solgt 19,3 milliarder Sm³ til Tyskland, 2,2 milliarder Sm³ til Storbritannia, 11,6 milliarder Sm³ til Frankrike, 3,7 milliarder Sm³ til Nederland, 6,4 milliarder Sm³ til Belgia, 2,5 milliarder Sm³ til Spania, 2,4 milliarder Sm³ til Tsjekkia, 1,2 milliarder Sm³ til Italia, 0,9 milliarder Sm³ til Østerrike og 0,3 milliarder Sm³ til Polen, jf. figur 1.5.2.

1.5.2 PRODUKSJONSAVGIFT

Oljedirektoratet er tillagt myndighet til å innkreve produksjonsavgift. Produksjonsavgift beregnes etter bestemmel-

Figur 1.5.3
Innbetalt produksjonsavgift 1992-2001



Tabell 1.5.1 Totalt innbetalt produksjonsavgift i 2000 og 2001 (millio-
ner NOK)

Produkt	Felt/område	2000	2001
Olje	Ekofiskområdet, Ula og Valhall	122,6	0,2
"	Statfjord	1604,8	1058,8
"	Murchison	19,6	0,0
"	Oseberg	1077,9	577,2
"	Gullfaks	639,9	845,7
Sum olje		3464,8	2481,9
NGL	Ekofiskområdet	-5,7	0,1
"	Valhall	1,5	-0,4
"	Ula	2,0	-0,2
"	Murchison	0,9	0,0
Sum NGL		-1,3	-0,5
Sum olje og NGL		3 463,5	2 481,4

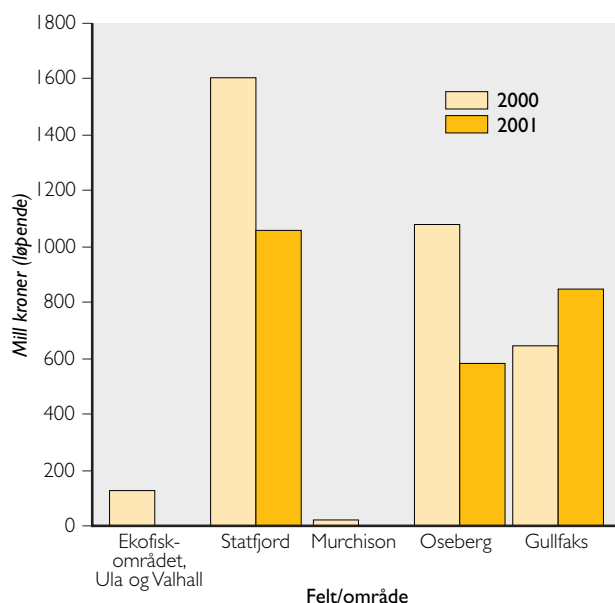
sene i petroleumsloven og petroleumsforskriften. Beregningsgrunnlaget for avgiften er verdien av produsert petroleum ved utvinningsområdets avskjningspunkt. Ettersom prisen på petroleumproduktene normalt ikke fastsettes på avskjningspunktet, vil i praksis beregningsgrunnlaget for avgift være differansen mellom brutto salgsverdi og kostnader som påløper mellom avgiftspunktet og salgspunktet.

Det skal ikke betales produksjonsavgift av produksjon fra forekomster hvor plan for utbygging og drift godkjennes eller krav til plan for utbygging og drift frafalles 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 utvinnings-tillatelse 018.

Regjeringen gikk i St.prp. nr. 1 (1999-2000) inn for en gradvis nedtrapping av produksjonsavgiften fra og med

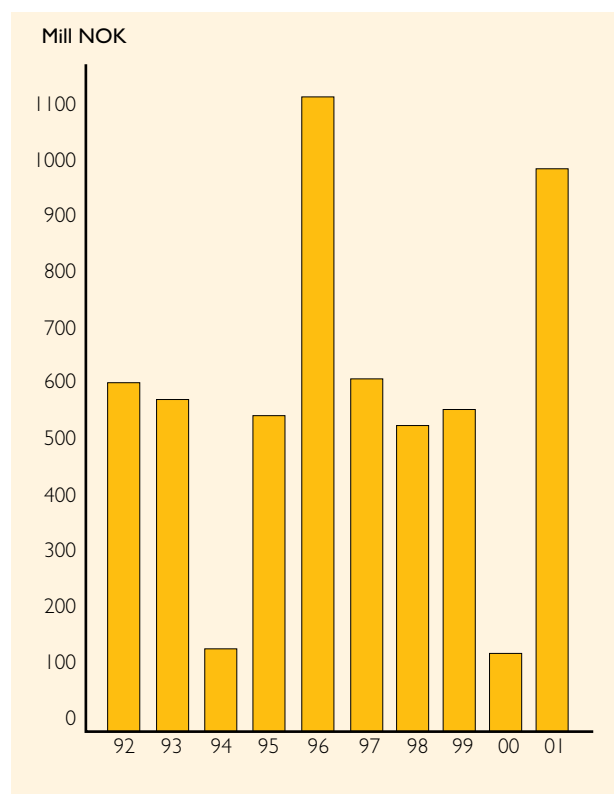
Figur 1.5.4
Innbetalt produksjonsavgift per felt 2000-2001

Tabell 1.5.2 Arealavgift fordelt på tildelingsår

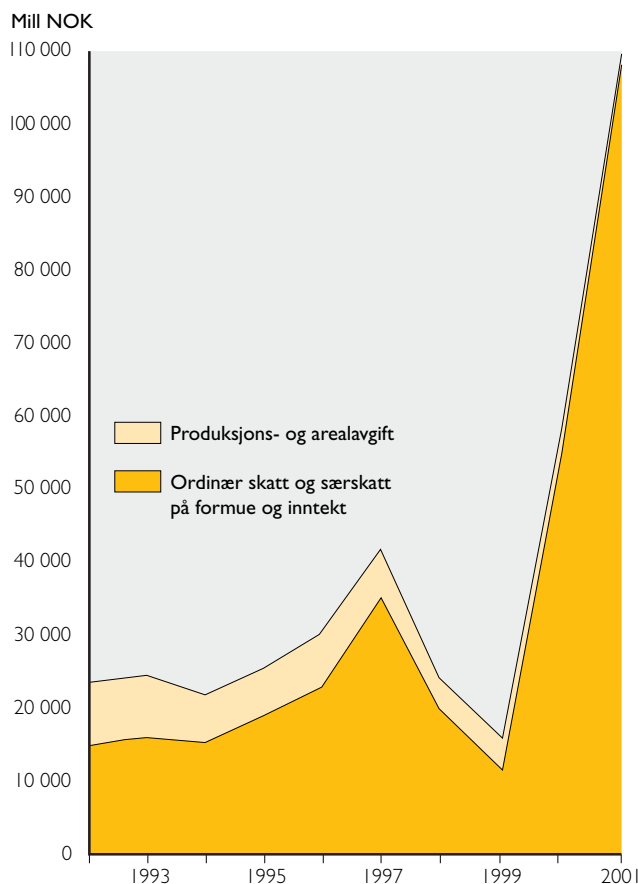
Arealavgift			
Tildelingsår	NOK	Tildelingsår	NOK
1965	36 207 604	1986	74 278 140
1969	27 179 668	1987	13 717 258
1971	3 900 600	1988	90 461 369
1973	38 279 380	1989	16 541 464
1975	14 700 000	1991	39 030 255
1976	51 072 000	1992	1 769 972
1977	7 661 400	1993	76 360 519
1978	29 316 000	1995	9 474 858
1979	98 532 000	1996	10 457 365
1981	24 133 200	1998	4 574 232
1982	32 566 800	1999	5 544 000
1983	66 780 000	2000	13 200 242
1984	130 222 400	2001	5 707 341
1985	93 996 000	Totalt	1 015 664 067

1.1.2000. Feltene Heimdal, Tor, Murchison og Valhall fikk fjernet produksjonsavgiften allerede fra 1.1.2000. Produksjonsavgiften trappes ned over tre år for feltene Statfjord og Ula, mens den for feltene Oseberg og Gullfaks vil bli trappet ned over seks år.

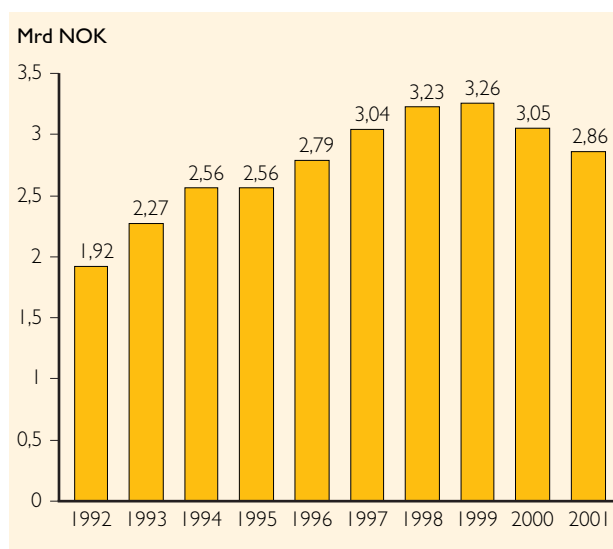
Ettersom olje og NGL på enkelte felt er ett produkt på avskjningspunktet, og NGL først blir skilt ut på et senere stadium, vil det for de felt dette gjelder bli betalt produksjonsavgift av NGL. På den andre siden vil NGL ikke

Figur 1.5.5
Innbetalt arealavgift 1992-2001

Figur 1.5.6
Totalt innbetalte skatter og avgifter 1992-2001



Figur 1.5.7
Innbetalt CO₂-avgift 1992-2001 i mrd kroner



følge av at staten har redusert sin direkte eierandel i feltet fra 73 prosent til 30 prosent. Reduksjonen i kvantum skyl- des tre forhold. For det første var det i 2001 en generell nedgang i produksjonen på de felt hvor det fortsatt er produksjonsavgift. For det andre har reduksjonen sammen- heng med avgiftslettelsene som ble gjennomført for alle felt fra og med 1.1.2000. Lavere produksjon har også medført at avgiftssatsen har blitt redusert på enkelte felt. I 2001 ble avgiftsoljen avregnet til en gjennomsnittspris på ca. kr 226 per fat mot ca. kr 239 per fat i 2000.

være avgiftsbelagt på de felt hvor NGL på avskipnings- punktet er en del av gassen.

Total produksjonsavgift

Fra rettighetshaverne på norsk sokkel er det i 2001 innbetalt kroner 2 481 372 503 i produksjonsavgift til Oljedirektoratet. Tabell 1.5.1 viser fordelingen på de ulike petroleum- produktene for 2000 og 2001. Figur 1.5.3 viser innbetalt produksjonsavgift i perioden 1992-2001. I figur 1.5.4 er inn- betalt produksjonsavgift i 2000 og 2001 vist per felt.

Produksjonsavgift for olje

Det er i 2001 innbetalt kroner 2 481 858 216 i produksjons- avgift for olje fra feltene Ula, Valhall, Statfjord, Oseberg og Gullfaks. Dette er en reduksjon på 28 prosent i forhold til året før. Innbetalingen fra Valhall skyldes omberegning av avgiften for tidligere år. Produksjonsavgift for olje blir nor- malt tatt ut i olje. Salg av statens avgiftsolje foretas av Statoil, som foretar innbetaling til Oljedirektoratet månedvis. Avregningen har til og med mai 2001 foregått etter normpris fastsatt av Petroleumspriserådet. Det ble da fastsatt nye re- tningslinjer for beregning av avregningsprisen for den oljen som Statoil overtar fra staten, herunder avgiftsolje.

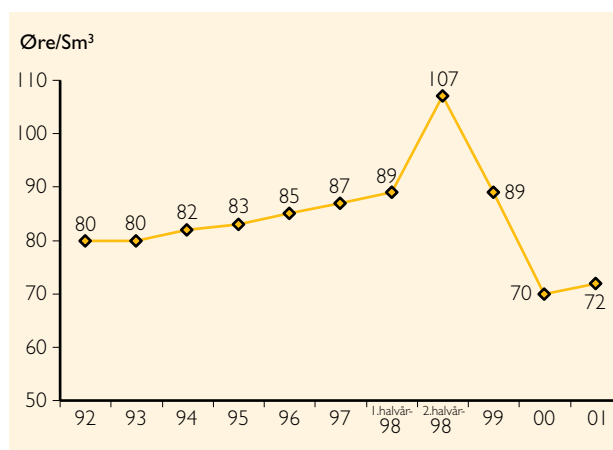
Mottatt kvantum avgiftsolje er redusert med 25 prosent i 2001. På Oseberg og Statfjord er kvantum avgiftsolje redu- sert med henholdsvis 43 og 30 prosent, mens kvantum avgiftsolje på Gullfaks er økt med nær 44 prosent som en

Produksjonsavgift for NGL

Det er i 2001 foretatt en netto utbetaling på kroner 485 713 vedrørende produksjonsavgift for NGL. Dette har sammen- heng med refusjon på i alt kroner 574 893 av for mye innbe- tatt avgift på feltene Valhall og Ula i tidligere år.

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

Figur 1.5.8
Avgiftsats for CO₂-avgiften øre/Sm³



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 2001 innkrevd kroner 1 015 664 067 i brutto arealavgift før refusjoner. Beløpet, fordelt på de ulike tildelingsår, er vist i tabell 1.5.2. Arealavgift fordelt på tildelingsårene 1998, 1999, 2000 og 2001 gjelder utvinningstillatelser som er fradelt fra eksisterende utvinningstillatelser og tildelt som nye utvinningstillatelser i henhold til petroleumsløven § 3-10 i disse årene. Satsen for arealavgift følger den opprinnelige utvinningstillatelsen.

Oljedirektoratet har refundert kroner 33 064 307 i arealavgift i 2001. Dette representerer den fradragsberettigede delen av arealavgiften i produksjonsavgiftsoppgjøret for utvinningstillatelsene 019A, 019B, 037, 050, 053 og 079.

Figur 1.5.5 viser netto innbetalt arealavgift 1992 - 2001. For 2001 er det en økning fra 2000 på over 860 millioner kroner. Årsaken til dette er at utvinningstillatelser i henhold til 1972-resolusjonen og petroleumsløven på grunn av hagedag fikk forskjøvet innbetalingsdato fra 31.12.2000 til 2.1.2001. I tillegg ble arealavgift for 2002 innbetalt per 31.12.2001.

Produksjons- og arealavgiften for 2001 utgjorde tre 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 1992-2001.

1.5.4 CO₂-AVGIFT

Lov 21. desember 1990 nr. 72 om avgift på utslipp av CO₂ i petroleumsvirksomheten 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-avgiftsloven 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.

CO₂-avgiften var i andre halvår 2000 og i første halvår 2001 satt til henholdsvis kroner 0,70 og 0,72 per Sm³ gass og kroner 0,70 og 0,72 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 2001. Avgiften er fordelt på de enkelte felt og transportsystemer. Nye avgiftspliktige felt/innretninger er Njord B, Oseberg Sør og Snorre B. Korrigeringer som gjelder tidligere halvår er medregnet. Det ble totalt innbetalt kroner 2 861 557 567 i CO₂-avgift i 2001. Figur 1.5.7 viser de årlige innbetalinger av CO₂-avgift for 1991-2001 og figur 1.5.8 viser endringene i avgiftssatsen.

Tabell 1.5.3 Innbetalt CO₂-avgift i 2001

Felt	1.halvår	2.halvår	Totalt 2000
Balder	58 179 286	25 467 798	83 647 084
Brage	25 146 100	25 994 160	51 140 260
Draugen	25 766 968	24 745 750	50 512 718
Ekofiskområdet	153 431 276	159 879 799	313 311 075
Friggområdet	8 064 606	6 292 987	14 357 593
Gullfaks A, B og C	145 152 078	171 072 944	316 225 022
Gyda	11 407 313	13 130 438	24 537 751
Heidrun	48 295 535	55 591 325	103 886 860
Heimdal	1 463 000	7 334 640	8 797 640
Hod	62 790	72 396	135 186
Jotun	15 404 088	15 110 060	30 514 148
Murchison	5 834 219	5 439 807	11 274 026
Njord A og B	27 579 300	32 299 200	59 878 500
Norne	57 594 148	63 362 043	120 956 191
Oseberg A, B, C og D	137 604 600	135 585 360	273 189 960
Oseberg Sør	20 328 000	23 472 720	43 800 720
Oseberg Øst	14 389 200	13 641 120	28 030 320
Sleipner	104 004 180	110 370 572	214 374 752
Snorre A og B	37 700 870	59 148 720	96 849 590
Statfjord A, B og C	175 257 012	175 737 099	350 994 111
Troll A	261 793	323 129	584 922
Troll B	44 986 900	47 581 920	92 568 820
Troll C	33 779 200	42 441 120	76 220 320
Ula	19 603 812	21 594 338	41 198 150
Valhall	34 355 756	36 378 667	70 734 423
Varg	11 322 500	7 704 720	19 027 220
Veslefrikk	30 696 456	24 719 190	55 415 646
Visund	32 635 400	33 020 640	65 656 040
Yme	15 644 411	9 189 573	24 833 984
Åsgard A, B og C	81 498 295	124 047 191	205 545 486
Transportsystemer			
Norpipe	5 129 643	3 864 472	8 994 115
Statpipe	2 093 533	2 271 401	4 364 934
Sum	1 384 672 268	1 476 885 299	2 861 557 567

1.6. UNDERSØKELSESTILLATELSER

1.6.1 TILLATELSE TIL UNDERSØKELSE ETTER PETROLEUM

Det er per 31.12.2001 tildelt 277 undersøkelsestillatelser totalt. Slike tillatelser tildeles i henhold til petroleumsløven og har en varighet på tre år. Følgende tillatelser er gitt i 2001:

Selskap	
GECO.A.S	268
TotalFinaElf Exploration Norge AS	269
Den norske stats oljeselskap a.s	270
BP Amoco Norge AS	271
Enterprise Oil Norge Ltd	272
CGG Marine	273
InSeis AS	274
Veritas DGC Limited	275
RWE-DEA Norge AS	276
Kerr-McGee Norway AS	277

1.6.2 TILLATELSE TIL VITENSKAPELIGE UNDERSØKELSER

Per 31.12.2001 er det gitt 374 tillatelser til vitenskapelige undersøkelser på den norske del av kontinentalsokkelen. I 2001 ble det gitt 25 slike tillatelser, se tabell 1.6.1. En undersøkelse ble ikke gjennomført.

Tabell 1.6.1 Tillatelse til vitenskapelige undersøkelser etter naturforekomster

Tillatelse	Navn	Arbeidsfelt			Område
		Geo-fysikk	Geo-logi	Andre	
350/2001	Institut für Meereskunde an der Universität Kiel			Marinbiologi	Nordsjøen, Skagerrak
351/2001	Universitetet i Bergen	x			Norskerenna
352/2001	Gøteborgs Universitet			Hydrografi	Skagerrak
353/2001	IFREMER, France		x	Oseanografi	Norskehavet, Grønlandshavet
354/2001	British Geological Survey	x			Norskehavet, Nordsjøen
356/2001	Universitetet i Tromsø	x	x		Ullsfjorden, Balsfjorden
357/2001	Universitetet i Tromsø	x	x		Norskehavet, Andfjorden, Vestfjorden
358/2001	Alfred Wegener Institut für Polar- und Meeresforschung		x	Oseanografi, kjemi, marinbiologi	Grønlandshavet
359/2001	Alfred Wegener Institut für Polar- und Meeresforschung		x	Oseanografi, marinbiologi	Nansenbassenget, Gakkelryggen
360/2001	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie			Oseanografi, geokjemi	Skagerrak
361/2001	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie			Hydrografi, marinbiologi	Nordsjøen
362/2001	Netherland's Institute For Sea Research			Marinbiologi	Nordsjøen, Skagerrak
363/2001	Alfred Wegener Institut for Polar- and Marine Research			Oseanografi, geokjemi	Svalbard / Grønlandshavet
364/2001	Institut für Meereskunde an der Universität Kiel			Geokjemi	Skagerrak
365/2001	Gøteborgs Universitet			Geokjemi	Skagerrak
366/2001	MAFF/CEFAS Fisheries Laboratory UK			Marinbiologi	Nordsjøen
367/2001	Universitetet i Tromsø	x	x		Svalbard / Grønlandshavet
368/2001	Institut für Meereskunde an der Universität Kiel			Geokjemi	Skagerrak
369/2001	Universitetet i Tromsø	x	x		Svalbard, Knipovichryggen
370/2001	Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung			Marinbiologi	Nordsjøen
371/2001	Belgian Ministry for Science Policy			Marinbiologi	Nordsjøen
372/2001	United States Coast Guard			Oseanografi	Svalbard
373/2001	Netherland's Institute For Sea Research			Marinbiologi	Nordsjøen, Skagerrak
374/2001	Universitetet i Tromsø	x	x		Fugløyundet, Stjernsund, Ytre Andfjorden

1.7 UNDERSØKELSESAKTIVITET

1.7.1 GEOFYSISKE UNDERSØKELSER

Det ble samlet inn 748 913 km seismikk på norsk sokkel i 2001. Antall km refererer til linjekilometer.

Til sammen ble det samlet inn 197 784 km seismikk i Nordsjøen, 529 630 km i Norskehavet og 21 499 km i Barentshavet.

Oljedirektoratet samlet inn 1 149 km seismikk, mens oljeselskap, seismiske kontraktører og universiteter samlet inn 747 764 km. Av dette samlet norske oljeselskap inn 224 455 km og utenlandske selskaper 172 536 km. Kontraktørselskapene CGG, Fugro Geoteam, Inseis, TGS-Nopec, PGS og WesternGeco samlet inn 350 773 km for egen regning.

Av totalt innsamlet seismikk utgjør 3D-seismikk 729 249 km; 196 856 km i Nordsjøen, 522 211 km i Norskehavet og 10 182 km i Barentshavet. Figur 1.7.1 viser utviklingen med hensyn til innsamlet antall linjekilometer seismikk.

1.8 UTVINNINGSTILLATELSER

Den 27.4.2001 ble seks utvinningstillatelser tildelt i Nordsjøen i Nordsjøtildelingen 2000. To av tildelingene skjedde

i form av av seismikkområder. Utvinningstillatelsene omfatter syv blokker eller deler av blokker og seismikkområdet åtte blokker.

I tillegg var det fem fradelinger i eksisterende utvinningstillatelser. Disse var utvinningstillatelse 029B (tilleggsareal til Glitnefeltet), 033B (tillegg til Valhallfeltet), 048B (fradeling fra Glitnefeltet), 052B (tillegg til Huldrafeltet) og 072B (fradeling fra Sigynfeltet).

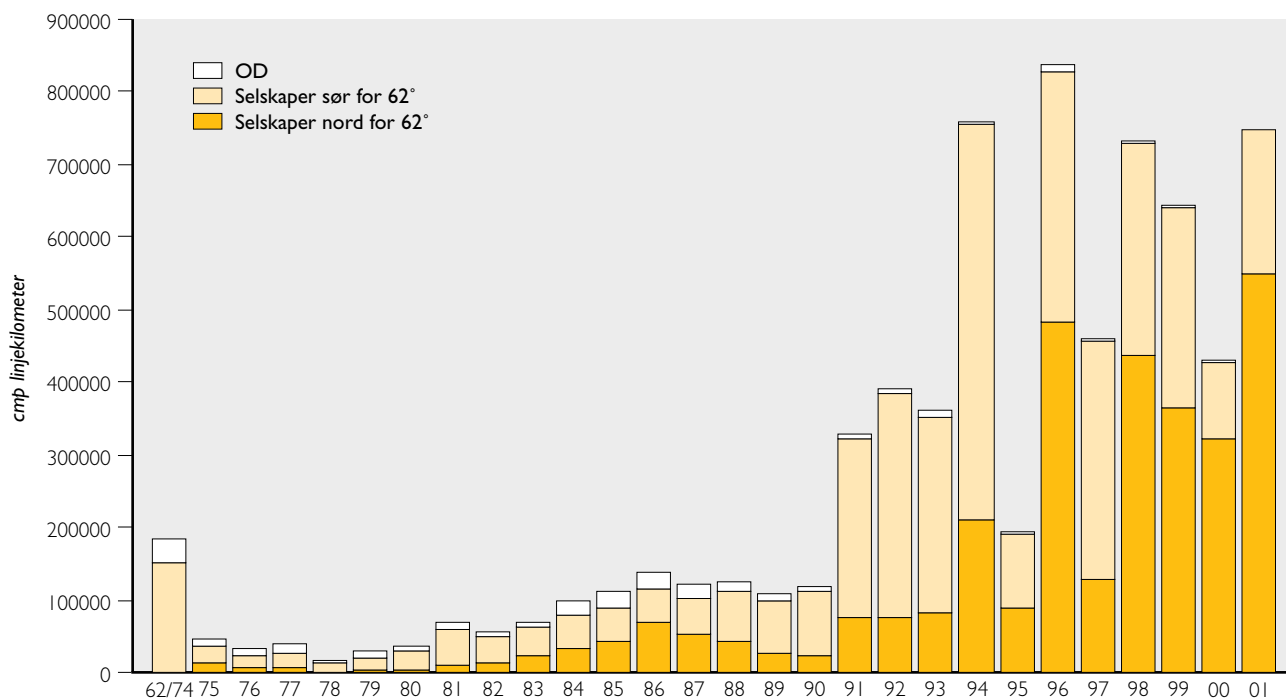
1.9 LETEAKTIVITET

1.9.1 LETEBORING

Ved årsskiftet 2000/2001 var tre letebrønner under boring.

I 2001 ble det påbegynt 34 letebrønner, fordelt på 25 undersøkelsesbrønner og ni avgrensingsbrønner. Borevirkomheten i 2001 har vært fordelt med 15 undersøkelses- og to avgrensingsbrønner i Nordsjøen, åtte undersøkelses- og fem avgrensingsbrønner i Norskehavet og to undersøkelses- og to avgrensingsbrønner i Barentshavet. I tillegg ble fem midlertidig forlatte letebrønner gjenåpnet for permanent plugging, fire i Nordsjøen og en i Norskehavet.

Figur 1.7.1
Seismikk innsamlet på norsk kontinentalsokkel 1962-2001

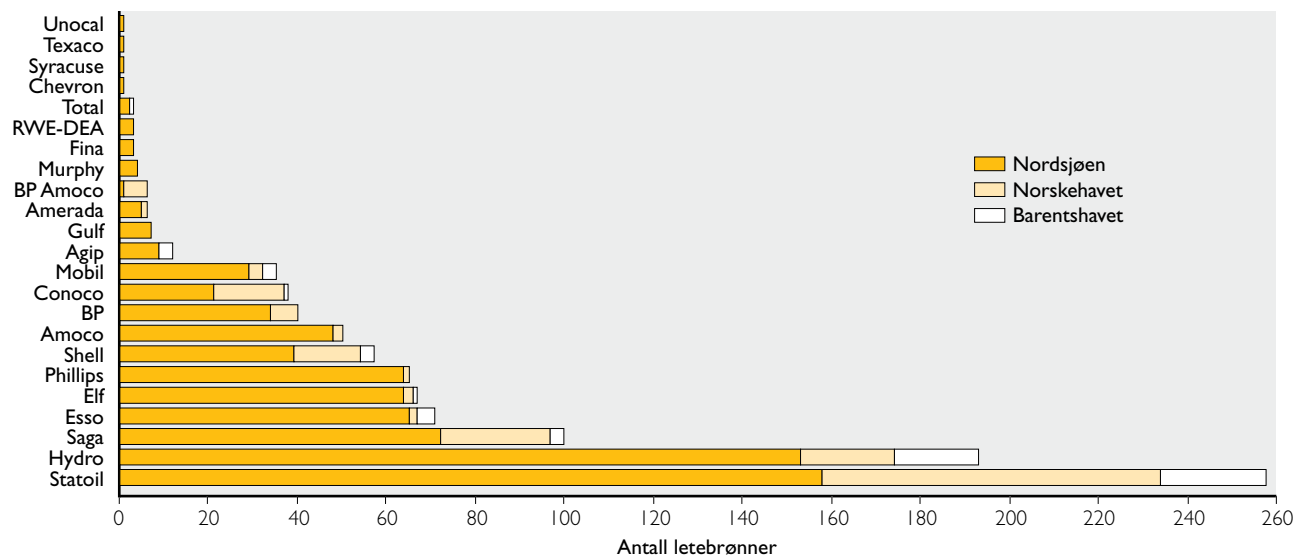


Ved årsskiftet 2001/2002 var åtte letebrønner under boring slik at 29 letebrønner ble avsluttet i 2001.

Geografisk fordeler disse seg som følger: 12 undersøkelses- og avgrensningsbrønner i Nordsjøen, seks undersøkelses- og fire avgrensningsbrønner i Norskehavet samt tre undersøkelses- og to avgrensningsbrønner i Barentshavet.

Fordelingen av operatøransvaret for brønnene som ble avsluttet eller midlertidig forlatt i 2001, har vært som følger: Statoil 12, Norsk Hydro ti, BP Amoco to, Conoco to og Esso, Chevron og Agip en hver. Regional fordeling er vist i figur 1.9.1. Avsluttede letebrønner er vist i tabell 1.9.1.

Fig. 1.9.1
Regional fordeling av letebrønner per operatørselskap



Per 31.12.2001 var det totalt påbegynt 1022 letebrønner på norsk sokkel. Disse fordeler seg med 733 undersøkelses- og 289 avgrensningsbrønner, se figur 1.9.2.

Totalt er 79 letebrønner reklassifisert på norsk sokkel - 73 fra undersøkelses- til avgrensningsbrønner og seks fra avgrensnings- til undersøkelsesbrønner.

Per 31.12.2001 var 1014 letebrønner avsluttet eller midlertidig forlatt på norsk sokkel. Etter reklassifisering fordeler de seg med 658 undersøkelses- og 356 avgrensningsbrønner.

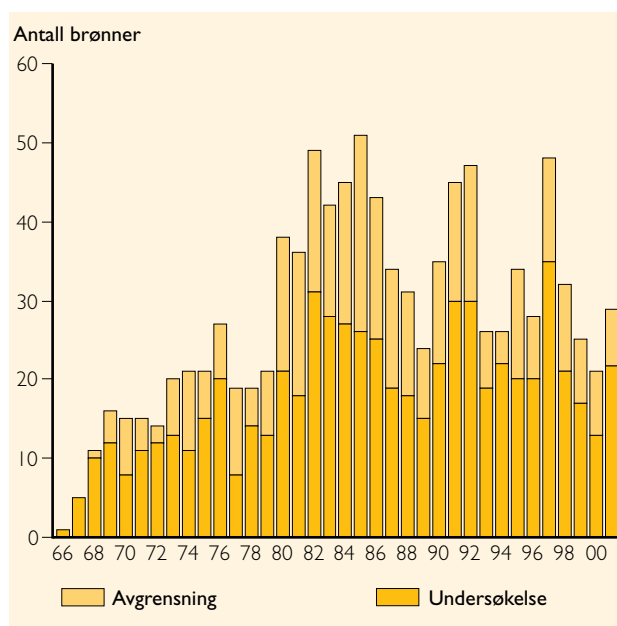
Totalt er 53 letebrønner midlertidig forlatt på norsk sokkel ved årets slutt.

De midlertidig forlatte letebrønnene er vist i tabell 1.9.2.

Tabell 1.9.1 Avsluttede letebrønner i 2001

Letebrønn	Type brønn	Utvinnings-tillatelse	Operatør	Totalt vertikalt dyp m (MSL)	Totalt dyp (alder)	Status (31.12.2001)
15/3-7	avgrensingsbrønn	025	Statoil	4818	Jura	tørr
15/12-12	undersøkelsesbrønn	038	Norsk Hydro	3085	Trias	olje/gass
16/2-2	undersøkelsesbrønn	265	Statoil	1855	Kritt	tørr
24/12-4	undersøkelsesbrønn	204	Statoil	2265	Tertiær	tørr
25/2-16 S	undersøkelsesbrønn	244	Norsk Hydro	4013	Tidligjura	tørr
25/8-13	undersøkelsesbrønn	027 B	Esso	2258	Jura	tørr
30/6-26	undersøkelsesbrønn	053	Norsk Hydro	2860	Jura	olje
30/6-27	undersøkelsesbrønn	053	Norsk Hydro	3432	Jura	olje
34/7-31	undersøkelsesbrønn	089	Norsk Hydro	2650	Senjura	olje
34/7-31 A	avgrensingsbrønn	089	Norsk Hydro	3454	Jura	tørr
34/7-32	undersøkelsesbrønn	089	Norsk Hydro	2651	Jura	tørr
34/8-12 S	undersøkelsesbrønn	120	Norsk Hydro	3160	Trias	olje
34/10-43 S	undersøkelsesbrønn	050 B	Statoil	5725	Tidligjura	olje
34/10-44 S	undersøkelsesbrønn	050	Statoil	4865	Trias	olje
6305/9-1	undersøkelsesbrønn	252	Norsk Hydro	2655	Kritt	tørr
6406/1-1	undersøkelsesbrønn	257	Statoil	5057	Tidligjura	gass/kond
6506/3-1	undersøkelsesbrønn	259	Chevron	3662	Kritt	tørr
6506/11-7	undersøkelsesbrønn	134	Statoil	4972	Tidligjura	olje/gass
6507/5-4	avgrensingsbrønn	212	BPAmoco	3814	Jura	tørr
6507/5-4 A	avgrensingsbrønn	212	BPAmoco	3858	Jura	tørr
6507/7-13	undersøkelsesbrønn	095	Conoco	2623	Jura	olje
6507/7-13 A	avgrensingsbrønn	095	Conoco	2623	Jura	tørr
6507/11-6	undersøkelsesbrønn	263	Norsk Hydro	3440	Tidligjura	gass/kond
6608/10-7	avgrensingsbrønn	128	Statoil	2319	Jura	tørr
7121/5-3	undersøkelsesbrønn	110	Statoil	2265	Trias	tørr
7122/7-2	avgrensingsbrønn	229	Norsk Agip	1418	Trias	tørr
7228/7-1 S	undersøkelsesbrønn	202	Statoil	2071	Perm	tørr
7228/7-1 A	undersøkelsesbrønn	202	Statoil	2881	Trias	olje/gass
7228/7-1 B	avgrensingsbrønn	202	Statoil	2227	Trias	tørr

Fig. 1.9.2
Letebrønner avsluttet per år etter reklassifikasjon



Nye funn 2001

Det er gjort 12 nye funn på norsk sokkel i løpet av 2001, se tabell 1.9.3. Ett funn er gjort i Barentshavet, fire i Norskehavet og syv i Nordsjøen. På grunnlag av antall avsluttede undersøkelsesbrønner (21) gir dette en funnrate på 57 prosent.

Nærmere beskrivelse av boringene i 2001

Nordsjøen

18 letebrønner ble boret i Nordsjøen i 2001, hvorav en ble påbegynt i 2000 og fire var ikke avsluttet ved årsskiftet, se figur 1.9.3 og 1.9.4.

Avgrensingsbrønn 15/3-7 på Gudrunfunnet påviste olje i øvre jura bergarter og spor av hydrokarboner i bergarter av midt jura alder.

Undersøkelsesbrønn 15/12-12 påviste olje og gass i Revprospektet, sør for Vargfeltet i utvinningstillatelse 038. Utbygging er sannsynlig, men ikke avklart ennå.

Undersøkelsesbrønn 16/2-2 sør for Grane- og Balderfeltene med boremål i tertiær var tørr.

Undersøkelsesbrønn 24/12-4 vest for Grane- og Balderfeltene med boremål i tertiær var tørr.

Undersøkelsesbrønn 25/2-16 S sørvest for 25/2-5 Lille Frøy med boremål i jurabergarter, var tørr.

Tabell 1.9.2 Midlertidig forlatte letebrønner

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

Undersøkellesbrønn 25/8-13 sørøst for Jotunfeltet med bore mål i tertiær var tørr.

To undersøkellesbrønner på vestflanken av Oseberg, 30/6-26 på Gamma Vest og 30/6-27 på Kappa Nord, gjorde funn av olje og gass. Funnene blir vurdert som oppmuntrende og vil inngå i planer for videre utvikling av området.

Undersøkellesbrønn 34/7-31 og avgrensingsbrønn 34/7-31 A ble boret på Borg Nord-prospektet sør for Snorre i utvinningstillatelse 089. Begge brønnene påviste olje i sandstein av senjura alder og bekreftet derved en nordlig utbredelse av reservoarsandsteiner ved Borg. 34/7-31 Borg Nord-funnet inngår i planlagt utbygging av sentralområdet mellom Vigdis-, Statfjord Øst- og Tordisfeltene.

Undersøkellesbrønn 34/7-32 ble boret i en separat forkastningsblokk til bergarter av jura alder like nordvest for Vigdisfeltet. Denne brønnen var tørr.

Undersøkellesbrønn 34/8-12 S ble boret i en struktur mellom Visundfeltet og Gullfaksfeltet. Brønnen gjorde funn av olje/kondensat i to separate lag i bergarter av henholdsvis mellom- og tidligjura alder. Funnet ble ikke testet men vurderes som lovende for videre leting i tilgrensende og nærliggende strukturer. Dersom videre leting viser at forekomsten har en større utbredelse, kan utbygging bli aktuelt.

I Gullfaksområdet har Statoil gjort to olje-/kondensat-funn. Undersøkellesbrønn 34/10-43 S ble boret på en separat jurastruktur ved Gullfaks Sør. Brønnen påviste bare små mengder olje i Statfjordformasjonen, men ga likevel verdifull informasjon for videre leting i området. Undersøkellesbrønn 34/10-44 S ble boret som en forlengelse av en utvinningsbrønn i Rimfaksforekomsten til den dypere-liggende Lundeforformasjonen av trias alder. Det ble påvist olje og gasskondensat. Funnet representerer en interessant tilleggssressurs til Gullfaks Sør.

Norskehavet

14 letebrønner ble boret i dette området i 2001, hvorav en ble påbegynt i 2000 og fire var ikke avsluttet ved årsskiftet.

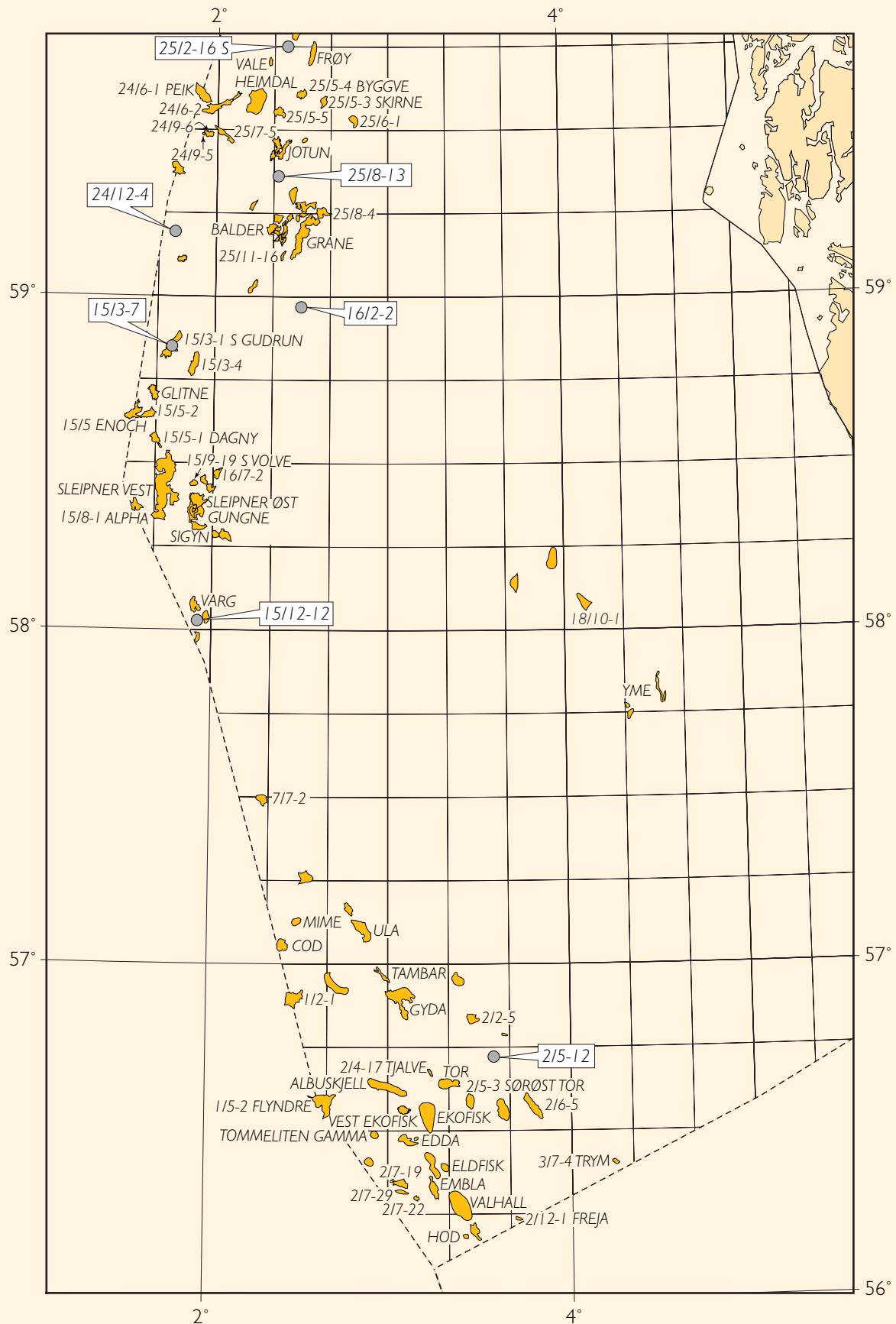
Undersøkellesbrønn 6305/9-1 ble boret i utvinnings-tillatelse 252 sørøst for 6305/5-1 Ormen Lange. Brønnen ble avsluttet i bergarter av senkritt alder og var tørr.

Undersøkellesbrønn 6406/1-1 i utvinningstillatelse 257 ble boret på den nordlige delen av en struktur som er kalt Erlendstrukturen, like vest for Kristinfeltet. Brønnen ble avsluttet i bergarter av jura alder og påviste mindre mengder gass/kondensat under høyt trykk i sandstein av tidlig-

Tabell 1.9.3 Nye Funn 2001

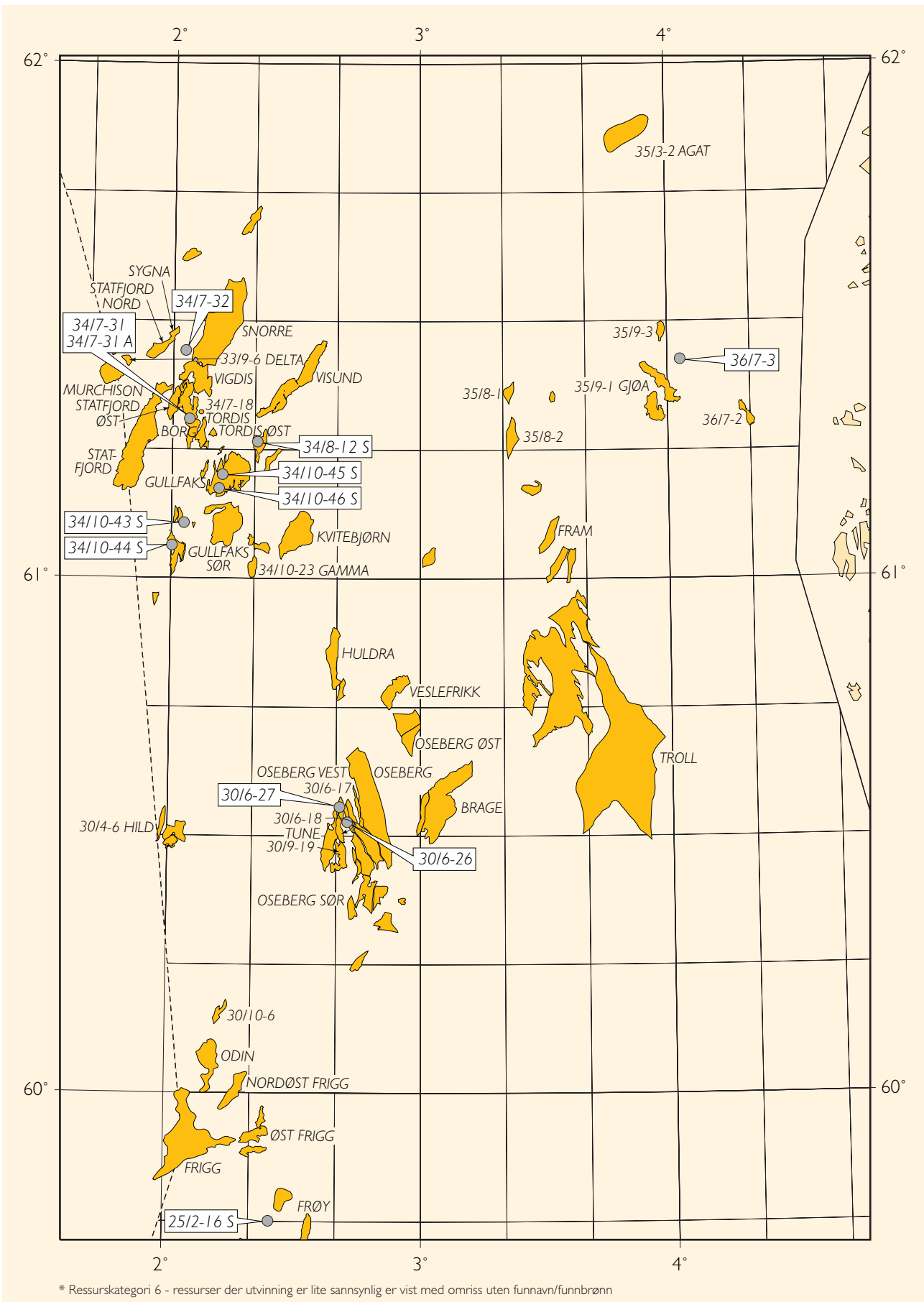
Brønn	Operatør	Hydrokarbon-type	Reservoarnivå (alder)	Funnstørrelse (utvinnbare ressurser) Olje/ kondensat millioner Sm ³	Funnstørrelse (utvinnbare ressurser) Gass milliarder Sm ³
6506/11-7	Statoil	olje/gass	Jura	6,4	3,1
15/12-12	Norsk Hydro	olje/gass	Senjura	6-7	2-3
34/7-31	Norsk Hydro	olje	Senjura	6	
30/6-26	Norsk Hydro	olje	Jura	3,85	1,8
7728/7-1A	Statoil	olje/gass	Trias	<1	5-10
6507/11-6	Norsk Hydro	gass/kond.	Mellomjura	0,6	3,7
34/8-12 S	Norsk Hydro	olje	Mellomjura	<1	<1
		olje	Tidligjura	2	
6507/7-13	Conoco	olje	Jura	1-2	
30/6-27	Norsk Hydro	olje	Jura	1-2	
6406/1-1	Statoil	gass/kond.	Senjura	<1	1,3
34/10-44 S	Statoil	olje	Trias	0,73	
34/10-43 S	Statoil	olje	Tidligjura	0,25	

Figur 1.9.3
Letebrønner i sørlige Nordsjø som er påbegynt eller avsluttet i løpet av året *



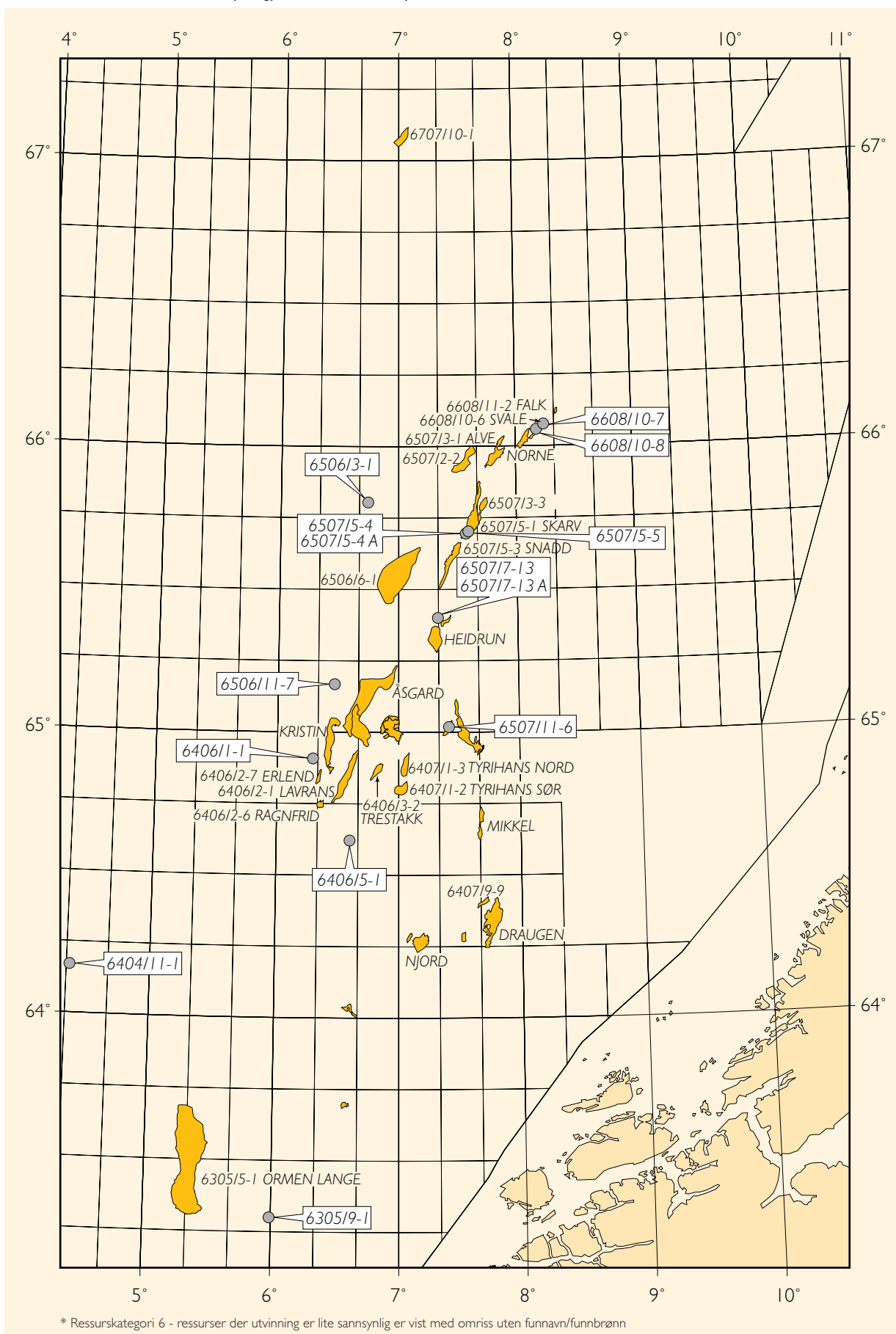
* Ressurskategori 6 - ressurser der utvinning er lite sannsynlig er vist med omriss uten funnavn/funnbrønn

Figur 1.9.4
 Letebrønner i nordlige Nordsjø som er påbegynt eller avsluttet i løpet av året *

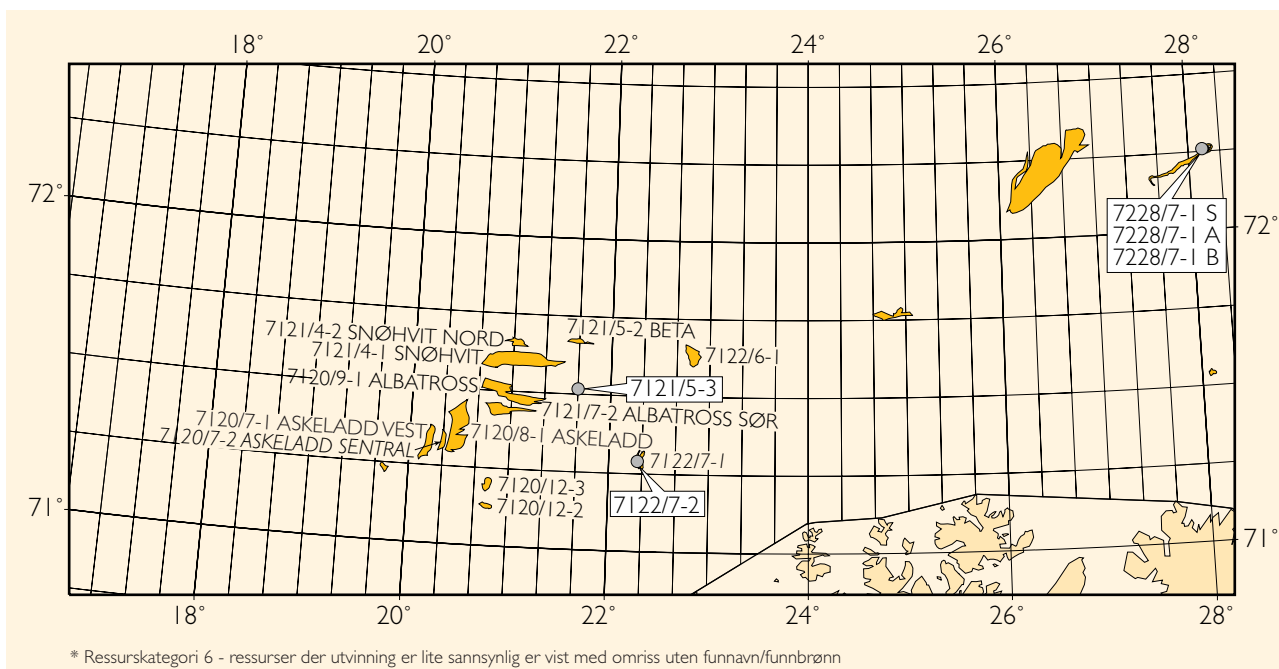


* Ressurskategori 6 - ressurser der utvinning er lite sannsynlig er vist med omriss uten funnavn/funnbrønn

Figur 1.9.5
 Letebrønner i Norskehavet som er påbegynt eller avsluttet i løpet av året *



Figur 1.9.6
Letebrønner i Barentshavet som er påbegynt eller avsluttet i løpet av året *



jura alder. Det er tidligere påvist gass og kondensat i struktur-ens østlige del.

I undersøkellesbrønn 6506/3-1 i utvinningstillatelse 259 ble det kun påtruffet spor av gass. Brønnen, som er lokalisert vest for 6507/5-1 Skarv, har gitt viktige geologiske data i et lite utforsket område av Norskehavet. Utvinningstillatelsen ble tildelt i 16. konsesjonsrunde våren 2000.

Undersøkellesbrønn 6506/11-7 i utvinningstillatelse 134 B ble boret på en struktur like nord for Kristinfeltet. Brønnen, som ble formasjonstestet, påviste olje under høyt trykk i sandstein av jura alder.

På 6507/5-1 Skarv i utvinningstillatelse 212, blokk 6507/5 og 6, er det blitt boret to avgrensingsbrønner, 6507/5-4 og sidesteg 6507/5-4A. Blokkene i utvinningstillatelsen ligger ca. 200 km vest for Sandnessjøen. Brønn 6507/5-4 påviste olje og gass i sandsteinslag av jura og kritt alder. Side-steg 6507/5-4A ble boret for å påvise ytterligere utvinnbare ressurser i sandsteiner av jura alder nedflanks fra den vertikale brønnen. Brønnen påviste olje i bergarter av jura alder.

Undersøkellesbrønn 6507/7-13, som ble påbegynt i 2000, og avgrensingsbrønn 6507/7-13A påviste olje i bergarter av tidligjura alder i en liten struktur nord for Heidrun. Funnet vil eventuelt bli bygd ut via Heidrun.

Undersøkellesbrønn 6507/11-6 i utvinningstillatelse 263 ble boret på en struktur like vest for 6507/11-1 Midgard. Brønnen påviste gass og kondensat i sandstein av mellomjura alder og ble avsluttet i bergarter av tidligjura alder.

Avgrensingsbrønn 6608/10-7 i utvinningstillatelse 128 ble boret på 6608/10-6 Svale. 6608/10-6 Svale ble påvist i 2000 og ligger ca. 10 km nordvest for Nornefeltet. Brønnen påviste olje i sandsteiner av jura alder. Brønnen ble forsøkt testet, men testen ble avsluttet på grunn av tekniske problemer. Det ble imidlertid utført omfattende logging og kjerne-taking av brønnen. Avgrensingsbrønnen førte til at oljeres-

sursene i 6608/10-6 Svale ble nedjustert på grunn av mindre reservoarsand og mer vann enn forventet.

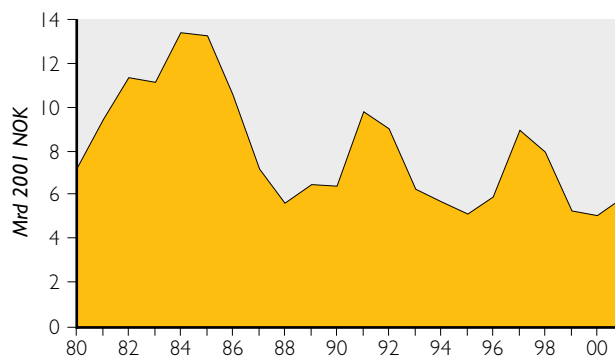
Barentshavet.

Det ble boret fem letebrønner i Barentshavet i 2001, hvorav en ble påbegynt i 2000. Tre av brønnene var undersøkellesbrønner, mens to var avgrensingsbrønner, se figur 1.9.6.

Undersøkellesbrønnene 7228/7-1 S og 7228/7-1 A samt avgrensingsbrønnen 7228/7-1 B ble boret innenfor utvinningstillatelse 202 i Nordkappbassenget ca. 130 km nordøst for Nordkapp. Formålet med brønnene var å lete etter hydrokarboner i sandsteiner av jura og trias alder. Det ble påvist mindre mengder olje og gass i bergarter av trias alder. Brønnene ble avsluttet i bergarter av tidligtrias alder.

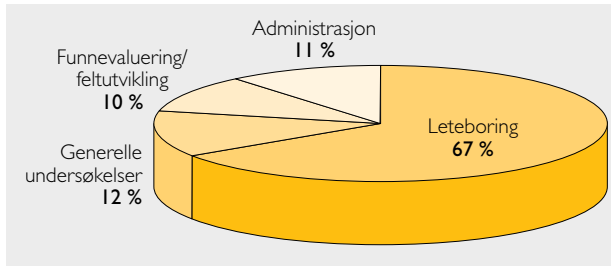
Undersøkellesbrønn 7121/5-3 ble boret innenfor utvinningstillatelse 110 i Hammerfestbassenget for å lete etter hydrokarboner i sandsteiner av mellomjura alder. Brønnen ble avsluttet i bergarter av trias alder og var tørr. Brønnen gav viktig informasjon for videre evaluering av området.

Figur 1.9.7
Kostnader til lete- og planleggingsvirksomhet fra og med 1980



Avgrensingsbrønn 7122/7-2 i utvinningstillatelse 229 ble boret på 7122/7-1 Goliat, sørøst for 7121/4-1 Snøhvit. Brønnen ble avsluttet i bergarter av trias alder. En oljekolonne på over 70 m ble påvist i sandsteiner av jura/trias alder. Brønnen ble formasjonstestet. Resultatet av avgrensingsbrønnen er positivt og inngår i den videre evaluering av funnet med tanke på en utbygging.

Figur 1.9.8
Letekostnader i 2001 fordelt på kostnadsgrupper



1.9.2 LETEKOSTNADER

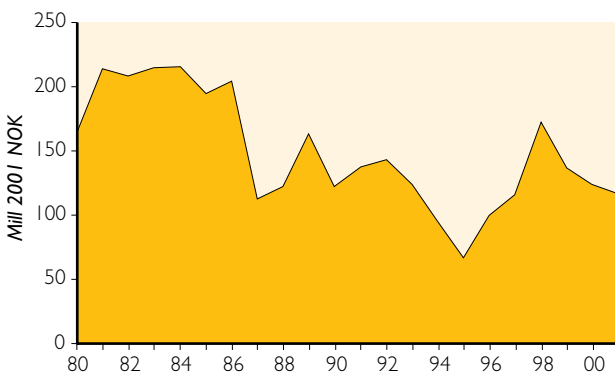
I 2001 ble det påbegynt 34 letebrønner hvorav åtte var under boring ved årsskiftet. Av disse er 25 undersøkelsesbrønner og ni avgrensingsbrønner. Dette er en økning på ti letebrønner i forhold til 2000. I perioden fra 1996 til og med 2001 har antallet påbegynte undersøkelses- og avgrensingsbrønner vært i gjennomsnitt henholdsvis 20 og åtte.

Figur 1.9.7 viser letekostnadene fra og med 1980. Kostnadene inkluderer kostnader til undersøkelsesboring, generelle undersøkelser, funnevaluering/feltutvikling og administrasjon og andre kostnader. Totale letekostnader fra 1980 til og med 2001 beløper seg til 174 milliarder 2001 NOK.

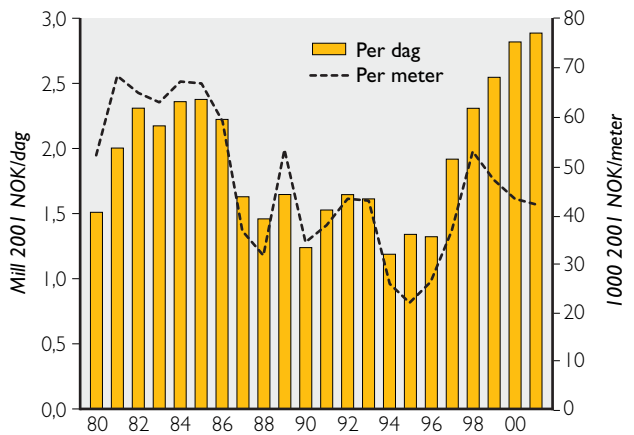
Tabell 1.9.4 viser letekostnadene for 2001 totalt og for de fire kostnadsgruppene. Figur 1.9.8 viser den prosentvise fordeling mellom kostnadsgruppene.

I 2001 utgjorde leteboring 67 prosent av de totale letekostnadene, mens tilsvarende tall for 2000 var 58 prosent. Kostnadene til generelle undersøkelser utgjorde 12 prosent både i 2001 og i 2000.

Figur 1.9.9
Gjennomsnittlige borekostnader per letebrønn



Figur 1.9.10
Gjennomsnittlig borekostnad per dag og per meter boret i årene 1980-2001



Figur 1.9.9 viser gjennomsnittlige borekostnader per letebrønn. I 2001 ble det boret for 3,97 milliarder NOK, og borekostnaden per letebrønn er beregnet til 117 millioner NOK. I 2000 var borekostnaden per letebrønn 124 millioner 2001 NOK. I 1998 var borekostnaden per letebrønn 173 millioner 2001 NOK.

Tabell 1.9.4
Letekostnader fordelt på kostnadsgrupper

Kostnadsgrupper	Millioner NOK
Leteboring	3970
Generelle undersøkelser	733
Funnevaluering/feltutvikling	610
Administrasjon og andre kostnader ¹	686
Totalt	5999

¹ Administrasjon og andre kostnader inkluderer arealavgift

Figur 1.9.10 viser gjennomsnittlig borekostnad per dag og per meter boret i årene 1980 til og med 2001. Fra 1998 har borekostnaden per meter avtatt selv om borekostnaden per dag har økt.

1.10 UTBYGGING OG DRIFT

Faktaopplysninger om felt og funn omtalt i områdebeskrivelsene finnes på Oljedirektoratets hjemmeside: www.npd.no. Omtale av felt med videre 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, 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. En større gassinjeksjonsstudie for Ula og Gyda ble startet i 2001. Potensialet for at blant annet gassinjeksjon vil øke de utvinnbare reservene i Ula, førte til at varigheten av utvinningstillatelsen til Ula ble forlenget til 2028.

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 nå en del av Gydafeltet.

Tambar startet produksjonen sommeren 2001. Feltet har en enkel utbyggingsløsning som består av en normalt ubemannet innretning med fjernstyring fra, og prosessering på, Ula.

Gassen fra Tambar benyttes til alternerende vann og gassinjeksjon i Ula og bidrar til å øke produksjonen og levetiden for Ula. Det ble lagt en gassrørledning mellom Ula og Gyda i 2001. Den vil øke fleksibiliteten og gi ytterligere muligheter for gassinjeksjon i Ulareservoaret samt gi eksportmulighet for den tilbakeproduserte gassen.

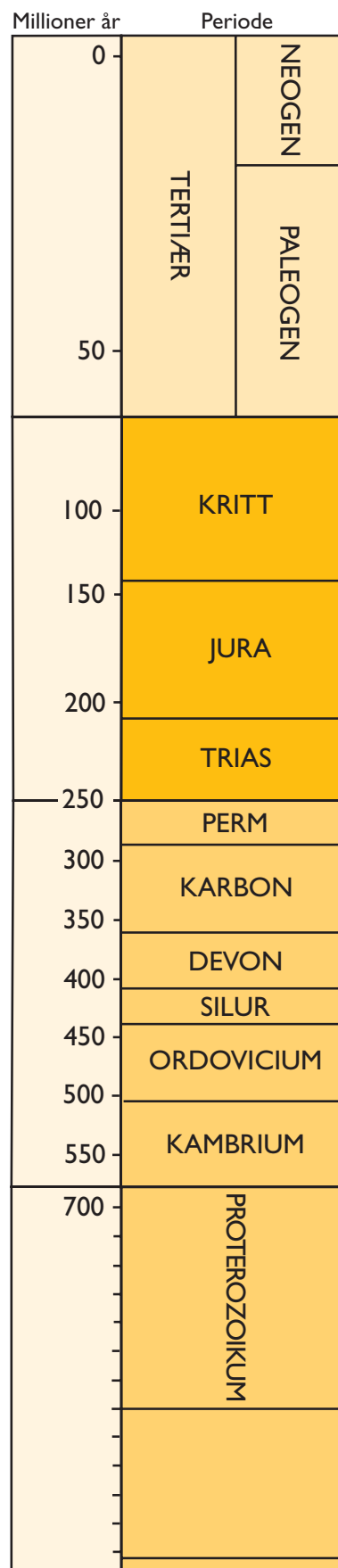
Ekofiskområdet omfatter feltene Ekofisk, Vest Ekofisk, Albuskjell, Tor, Eldfisk, Embla, Edda, og Cod som alle er operert av Phillips Petroleum Company Norway, og Tommeliten Gamma som har vært operert av Statoil. Produksjonen fra området skjer i overveiende grad fra krittbergarter, men Embla produserer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

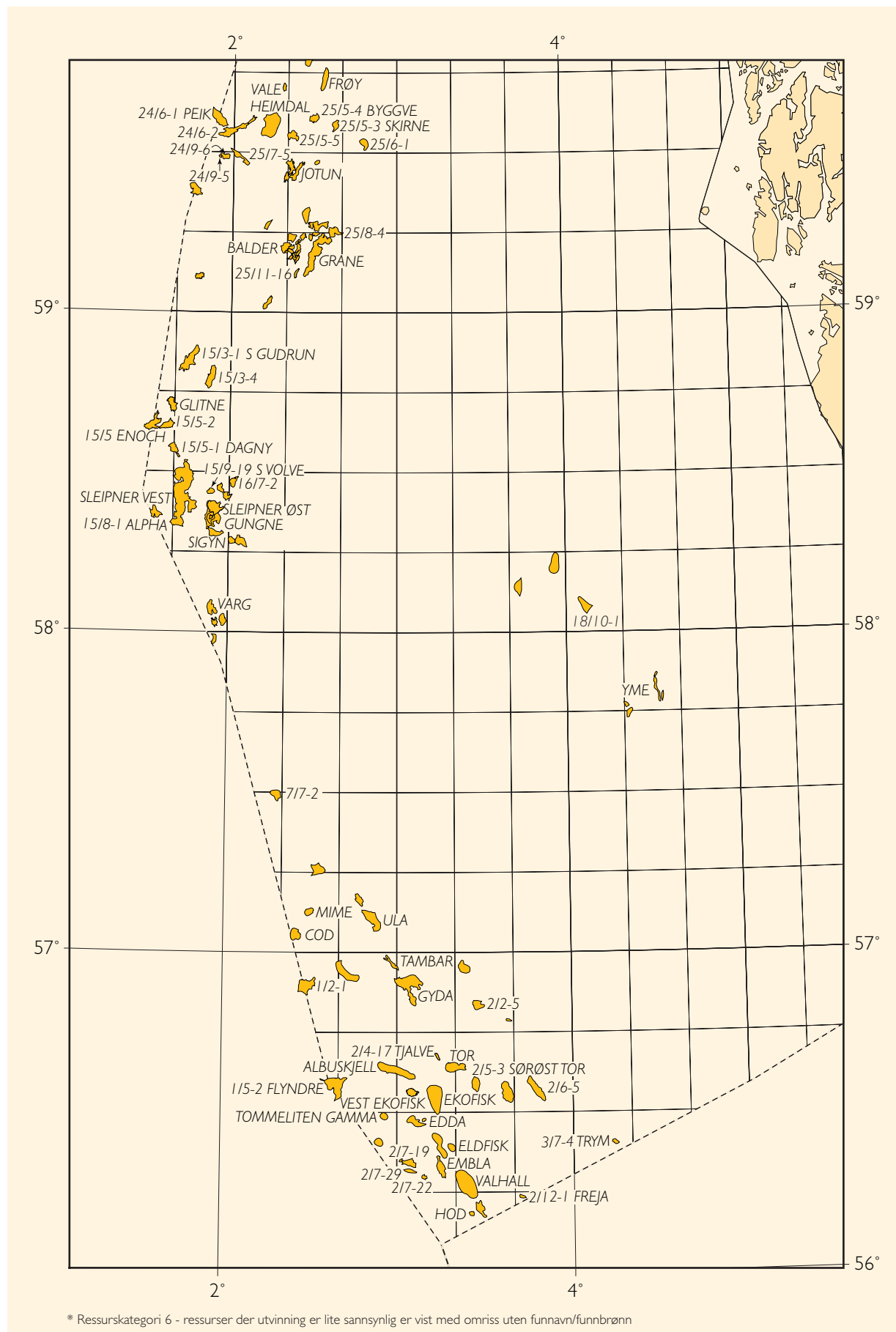
Ekofiskfeltet har en kombinasjon av gammel og ny infrastruktur. På grunn av innsynkning av havbunnen og aldrende innretninger ble utbygging av Ekofisk II besluttet i 1994. Utbyggingen omfattet en bore- og brønnhodeinnretning og en integrert prosess- og eksportinnretning. Sistnevnte ble satt i drift i 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 vurdere fremtidens behov for infrastruktur. Resultatet av studien kan bli at man øker boreaktiviteten samt foretar større modifikasjoner på innretningene i området for å øke prosesskapasiteten og produksjonen. En plan for første trinn av denne prosessen forventes overlevert myndighetene mot slutten av 2002.

Den geologiske tidssøylen



Figur 1.10.1
Felt og funn i sørlige Nordsjø (Ressurskategori 1-5)*



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.

I 2001 ble plan for utbygging og drift av to brønnhodeinnretninger som skal produsere fra flankene av feltet godkjent. Studier pågår for å evaluere løsninger for fremtidig drift i lys av innsynkningen på feltet og aldrende innretninger.

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

Yme avsluttet produksjonen i 2001.

I tillegg til de produserende feltene i sørlige nordsjø, er det en viss aktivitet på noen funn. Amerada Hess er operatør for 2/12-1 Freja, hvor det er planlagt å overlevere en plan for utbygging og drift i 2002. Den mest sannsynlige løsningen 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 gjenværende ressurser i nedstengte felt kan bygges ut etter hvert som det blir ledig prosesseringskapasitet på Ekofisk.

Sleipnerområdet

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

Det er inngått avtaler om samordnet drift for disse feltene. Gassen blir transportert i rørledning både til Zeebrugge i Belgia, gjennom Statpipe/Norpipe og gjennom Europesystemet til Emden i Tyskland. Kondensatet blir ilandført til Kårstø gjennom en 250 km lang rørledning fra Sleipner R til Kårstø. I fjor ble Sigynfeltet godkjent bygd ut, som en satellitt til Sleipner A.

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.

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 delen av Sleipner Øst samt en brønnramme for å produsere det som tidligere ble omtalt som Lokefeltet. Lokefeltet regnes nå som en del av Sleipner Øst.

Gungnefeltet produseres fra Sleipner A. Det er boret tre produksjonsbrønner på Gungne. En av brønnene produserer fra 15/9-20 S-funnet som nå regnes som en del av Gungne.

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 behøves 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 har broforbindelse til Sleipner A. I 2001 ble boreinnretningen West Epsilon flyttet bort fra Sleipner B og Sleipner B vil etter dette drives uten permanent bemanning.

I henhold til opprinnelige planer skulle det bygges en ny kompresjonsinnretning på Sleipner Vest. Disse planene er nå endret slik at det i stedet installeres prekompresjon på Sleipner T. Neste fase av utbyggingen er en undervannsinretning for produksjon av gass fra den nordlige delen av feltet.

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. Avslutningsplan for feltet ble godkjent i 2001. Planen er å produsere fram til sommeren 2002. Undersøkelsesbrønn 15/12-12 påviste olje og gass i Revprospektet sør for Varg. Utbygging er sannsynlig, men uavklart.

Glitne er et lite oljefelt som ligger i blokkene 15/5 og 15/6, nord for Sleipner Vest, og har fire produksjonsbrønner og en vanninjektor. Utbyggingsløsningen består av produksjons- og lagerskipet Petrojarl 1. Feltet ble satt i produksjon i slutten av august 2001 og har en forventet levetid på to til tre år.

15/5-1 Dagny er et gass- og kondensatfunn i bergarter av jura alder nord for Sleipner Vest. En mulig utbyggingsløsning er undervannsproduksjonssystem kople opp mot Sleipner A eller Sleipner T ved ledig kapasitet. En eventuell utbygging kan også inkludere **15/5-2 -funnet** lenger nord. Begge funnene ble gjort i 1978.

15/9-19 S Volve er et oljefunn nord for Sleipner Øst. Det er påvist olje i bergarter av jura og trias alder. Mulige utbyggingsløsninger er produksjonsskip eller oppjekkbar innretning.

16/7-4 Sigyn ligger ca. 12 km sørøst for Sleipner A. Hovedreservoaret ligger i Skagerrakformasjonen og inneholder

gass/kondensat og lettolje. PUD for Sigyn ble godkjent i 2001. Funnet skal bygges ut med havbunnskomplettete brønner som en satellitt til Sleipner A. Esso som operatør for Sigyn, Statoil som operatør av Sleipner A og rettighets-haverne i utvinningstillatelse 072 står sammen om gjennomføringen av utbyggingsprosjektet. Planen er å starte produksjonen i desember 2002.

Balderområdet omfatter feltene Balder, inklusive 25/8-1 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. Ringhorne kom i produksjon i mai 2001 og inngår nå i Balderfeltet.

Balder består av flere adskilte strukturer med sandstein i flere stratigrafiske nivå. Havbunnskomplettete brønner er knyttet opp til Balderskipet der olje og gass prosesseres. Oljen eksporteres via tankskip. Feltet utvinnes ved naturlig vandring og vanninjeksjon. Produsert gass blir reinjisert i en brønn på feltet. Vannkuttet fra brønnene har vært større enn antatt, og oljeproduksjonen vesentlig lavere.

Plan for utbygging og drift av **Ringhorne** ble godkjent av myndighetene i november 2000.

Havbunnsutbyggingen av Ringhorne er fullført og var i utgangspunktet planlagt med to havbunnsrammer knyttet opp mot Balderskipet. En brønn på sørøstflanken av feltet viste seg å ha vesentlig mindre reservoarsand enn antatt, og utbyggingen omfatter nå bare en havbunnsramme. Ringhorneinnretningen er under bygging og vil bli installert på feltet i løpet av 2002. Olje fra tertiærreservoarene vil gå i rørledning til Balderskipet, mens olje fra jurareservoaret, som har vesentlig høyere kvalitet, sannsynligvis vil gå i rør til Jotunskipet.

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 vandring, men har en vanninjeksjonsbrønn som trykkstøtte. Første fase av boring av utvinningsbrønner ble avsluttet i begynnelsen av 2001. En ny borekampanje er planlagt for 2002. Produksjonsraten for Jotun var svært god initielt, men vannkutt i brønnene er etter hvert blitt høyt, og feltet har nå klart avtagende oljeproduksjon. Oljen blir lastet på feltet og gassen eksporteres gjennom Statpipe.

Grane inneholder relativt tung olje. Plan for utbygging og drift 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. Bygging av produksjonsinnretningen og forboring av utvinningsbrønnene startet i 2001. Fremdriftsplanen innebærer at produksjonen vil starte i 2003.

1.10.2 NORDLIGE NORDSJØ

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

Frigg/Heimdalområdet

Frigg er et gassfelt som kom i produksjon i 1977. Feltet ligger både på norsk og britisk sokkel. Feltet er bygd ut i tre faser, hvor fase III kom i drift i 1981. Deler av feltet er nå stengt ned. Utviklingen med hensyn til vanninntrengning i brønnene vil være avgjørende for når hele feltet blir stengt ned. Det forventes at produksjonen fra Frigg avsluttes i 2003. Transport av gass fra feltet Alwyn North på britisk sektor foregår via Frigg. Gassen fra Frigg transporteres 355 km til St. Fergus i Skottland gjennom to rørledninger. Væsken transporteres i Frostpipe via Oseberg til Stureterminalen.

Frøyfeltet ble stengt ned i mars 2001, etter seks års produksjon. Oljefeltet produserte fra en brønnhodeinnretning som er knyttet opp mot Frigg. Plugging av brønnene på Frøy er gjennomført og innretningen vil bli fjernet i løpet av 2002.

Heimdal startet i 1985 produksjon fra en integrert stål-innretning med bore-, produksjons- og boligfunksjon. I 2001 kom en ny stigerørsinnretning i drift på feltet. Gass fra Heimdal kan transporteres både gjennom Statpipesystemet til Emden, og, fra 2001, også via rørledningen Vesterled til Storbritannia. Kondensat transporteres i rørledning fra Heimdal til Brae på britisk sektor og videre til Skottland. Etter en ombyggingsfase kom feltet i drift igjen i 2001, og nå produseres de resterende reservene fra feltet. Gass fra Huldra, som startet sin produksjon høsten 2001, blir prosessert på Heimdal. Gass fra Oseberg transporteres over den nye stigerørsinnretningen på Heimdal.

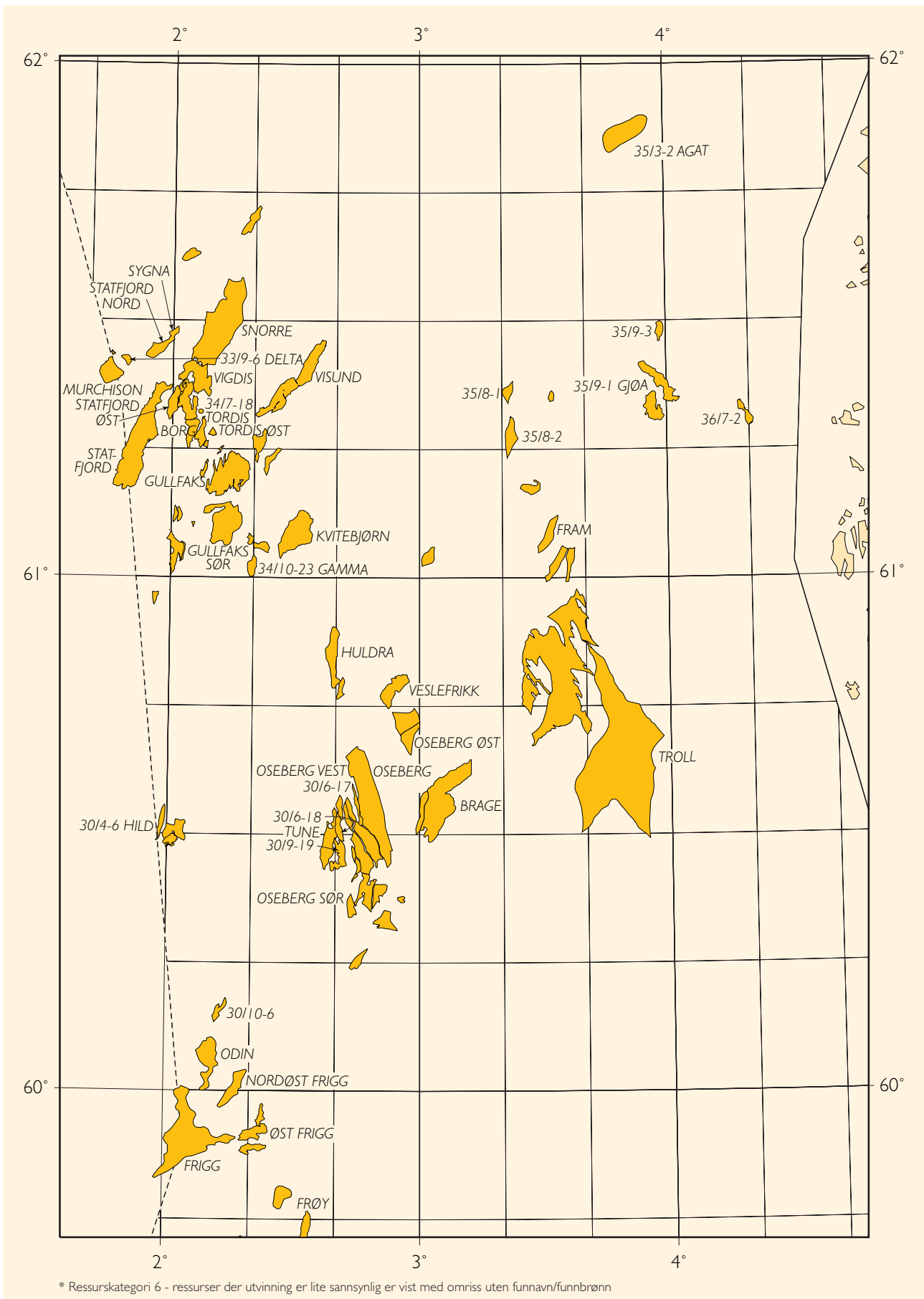
Det nye Heimdal Gassenter antas fremover å bli et sentralt knutepunkt for gasstransport og innfasing av omliggende funn. **Vale** er et gass- og kondensatfelt som er under utbygging og forventes å komme i produksjon i 2002. Feltet er bygd ut med en produksjonsbrønn boret fra en havbunnsinnretning og knyttet opp med en rørledning til Heimdal.

Andre funn i området vurderes innfaset til Heimdal. Gassfunnene 25/5-3 Skirne og 25/5-4 Byggve i utvinningstillatelse 102, samt oljefunnet 25/5-5 Øst Heimdal, er planlagt tilknyttet Heimdal. En utbyggingsplan kan bli overlevert myndighetene i 2002. I utvinningstillatelse 203 er det flere olje- og gassfunn som vurderes bygd ut. Heimdal er et aktuelt tilknytningspunkt dersom utbygging av disse funnene blir besluttet.

Osebergområdet omfatter feltene Oseberg, Oseberg Vest, Oseberg Øst, Oseberg Sør, Brage, Veslefrikk, Huldra og Tune. Tune vil etter planen få produksjonsstart i 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.

Figur 1.10.2
Felt og funn i nordlige Nordsjø (Ressurskategori 1-5) *



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. 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 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 flere mindre funn av olje og gass på Oseberg vestflanke, 30/9-19, 30/6-17, 30/6-18, 30/6-26 og 30/6-27. De to sistnevnte funnene ble gjort i 2001. Det arbeides med planer for utbygging av disse funnene.

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 førstetrinnsseparasjon av olje, vann og gass. Ferdigprosessering foregår på Oseberg feltcenter.

Oseberg Sør er et oljefelt som også inneholder noe gass og består av en rekke reservoarstrukturer. Sju av disse strukturene inngår i den godkjente 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 senere fase. Feltet er bygd ut med en innretning med stålunderstell og anlegg for førstetrinnsseparasjon av olje og gass. Ferdigprosessering foregår på Oseberg feltcenter. 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 12 km vest for Oseberg feltcenter. Feltet ble påvist i 1995. Plan for utbygging og drift ble godkjent i desember 1999. Tune bygges ut med en havbunnsinnretning med transport av brønnstrømmen til Oseberg. Forboring av produksjonsbrønner pågår. Produksjonsstart er planlagt til 3. kvartal 2002.

Brage er et oljefelt med noe gass. Produksjonen fra feltet startet opp i 1993 og har vært fallende siden 1998. 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 transportsystem (OTS). Mye av den produserte gas-

sen blir injisert for å bedre utvinningen, mens resten av gassen blir transportert gjennom Statpipe. Vanninjeksjon og alternerende vann- og gassinjeksjon er hoveddrivmekanismen på feltet som består av reservoar i formasjonene Fensfjord, Staffjord og Sognefjord. Det ble i 2001 boret nye brønner for å øke utvinningen fra feltet.

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 12 års produksjon er feltet nå i avtrappingsfasen, men feltet har til nå produsert større mengder enn det som var forutsatt i plan for utbygging og drift.

Huldra er et gassfunn som ble påvist i 1982 og er bygd ut med en ubemannet brønnhodeinnretning. Produksjonen startet en del forsinket i november 2001. Etter førstetrinnsseparasjon blir gass og kondensat transportert til henholdsvis Heimdal og Veslefrikk.

Trollområdet omfatter Troll fase I (gassutvinning fra Troll Øst), Troll fase II (oljeutvinning fra Troll Vest), TOGI og området nord for Troll, også kalt Sogn.

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 bunnfast 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. 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 utvinningstillatelsene 090 (35/11-4 Fram), 153 (35/9-1 Gjød), utvinningstillatelse 248 (35/8-1-funnet og 35/8-2-funnet), 174 og 190. Oljefeltet Fram er under utbygging og vil starte produksjonen i 2003. Fram er en undervannsutbygging tilknyttet Troll C, med gassinjeksjon som drivmekanisme. Videre undersøkelse og utbygging i området er under evaluering.

Tampenoområdet ligger i den nordvestlige delen av Nordsjøen og består av flere store oljefelt som har vært i drift over en lang periode: Gullfaks, Murchison, Snorre og Statfjord, samt flere mindre gass- og oljefelt som er knyttet til hovedfeltene og bruker prosess- og/eller transportanleggene på disse: Gullfaks Sør, Tordis (inklusive Borg og Tordis Øst), Statfjord Nord, Statfjord Øst, Sygna, Vigdis og Visund. Tampen inneholder også funn som vil bli bygd ut de nærmeste årene, i tillegg til mulige ressurser i mindre uborede strukturer mellom feltene. Mengdene av gjenværende olje og gass i reservoarene i området vil kunne opprettholde produksjonen i mer enn 20 år.

Fra Tampen transporteres gass i Statpiperørledningen til Kårstø, mens olje lastes på skip fra lastebøyer ved Statfjord og Gullfaks. Ti integrerte bolig-, bore- og prosessinnretninger er i drift på Tampen, i tillegg til en (Kvitebjørn) under bygging. Totalt 33 havbunnsrammer er knyttet til de ulike prosessinnretningene med rørledninger. Dette representerer den største konsentrasjonen av infrastruktur på norsk sokkel.

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

Feltene i Statfjordområdet er i en avtrappingsfase. Utfordringen framover blir å få til en lønnsom produksjon av gjenværende utvinnbare reserver i feltene kombinert med en effektivisering av infrastrukturen.

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 alle er koblet til Statfjord C og bruker prosessanlegget der. Stabilisert olje lagres i lagerceller på hver innretning, og lasting 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 Statpiperørledningen til Kårstø og videre til Emden, mens NGL tas ut på Kårstø. Statfjordfeltet inneholder mye gass etter mange års gassinjeksjon. Det vurderes for tiden produksjon av denne gassen i en sen fase av feltets levetid.

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

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

Den sørlige delen av **Snorrefeltet** er bygd ut med en flytende stålennretning (Snorre TLP) og en havbunnsramme. Den nordlige delen av feltet er bygd ut med en halvt nedsenkbar produksjonsinnretning i stål (Snorre B) som ble satt i produksjon sommeren 2001. Oljen fra Snorre TLP blir transportert til Statfjord A for sluttprosessering, mens ferdig prosessert olje fra Snorre B blir overført til Statfjord B for lagring og utlasting. Mye av gassen på Snorre blir injisert tilbake i reservoaret for å øke oljeutvinningen.

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-gassinjeksjon) har bidratt til økt oljeutvinning. I tillegg er det gjennomført et storskala pilotprosjekt med skuminjeksjon (FAWAG) som har gitt lovende resultater. Det er besluttet å øke bruken av denne metoden på Snorre.

Vigdis- og Tordisfeltene er bygd ut med havbunnsinnretninger. Vigdis er tilkoblet Snorre TLP, mens Tordis er tilkoblet Gullfaks C. I det sentrale området mellom Vigdis og Tordis er det flere små funn og prospekter som ventes å bli bygd ut i løpet av de neste årene. Disse vil sannsynligvis bli bygd ut ved bruk av eksisterende eller nye bunnrammer tilkoblet de eksisterende innretningene i området. Plan for utbygging og drift av sentralområdet planlegges levert myndighetene sommeren 2002. Dette vil bidra til fortsatt høy oljeproduksjon fra området i tiden fremover.

Gullfaksområdet

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

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

Gullfaks er bygd ut med tre integrerte prosess-, bore- og boliginnretninger med understell av betong og dekkramme av stål. Gullfaks B har et forenklet prosessanlegg med bare førstetrinnsseparasjon. 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 56 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, og dels ved økt vann- og gassirkulering.

Gullfaks Sør består av tre funn; 34/10-2 Gullfaks Sør, 34/10-17 Rimfaks og 31/10-37 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 startet høsten 2001 og omfatter eksport av gass fra Gullfaks Sør gjennom ny rørledning til Statpipe.

Reservoaret på Gullfaks Sør har vist seg å være strukturelt svært komplekst og det er foretatt flere justeringer av reserveanslagene de siste årene.

Visundområdet

Visund ligger nordøst for Gullfaks og inneholder olje og gass i flere skrånede forkastningsblokker. Utbyggingsløsningen omfatter en halvt nedsenkbar integrert bolig-, bore- og prosessinnretning i stål, og oljen transporteres i rør til Gullfaks A for lagring og utskipning. I tillegg er den nordlige delen av Visund bygd ut med en havbunnsinnretning som kommer i produksjon tidlig i 2002. Feltet utvinnes ved hjelp av vanninjeksjon og gassinjeksjon. Inntil en avtale om gassalg foreligger, blir all produsert gass reinjisert i reservoaret. PUD for gasseksport planlegges innsendt våren 2002.

Kvitebjørnområdet

Kvitebjørn er under utbygging i blokk 34/11, ca. 20 km sydøst fra Gullfaks. Havdypet er 190 meter, og reservoaret er på 4000 meters dyp med utstrekning på 44 km². Feltet inneholder gass og kondensat med høyt trykk og høy temperatur. Plan for utbygging og drift av Kvitebjørn ble godkjent av Stortinget i juni 2000. Produksjon fra Kvitebjørn skal starte i 2004.

Kvitebjørn bygges ut med en integrert bolig-, bore- og prosessinnretning på et bunnfast stålunderstell. 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 raffineriet på Mongstad.

34/10-23 Gamma er et funn som ligger like 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 kunne være i stand til å håndtere en eventuell fremtidig 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 stod for ca. en fjerdedel av norsk oljeproduksjon i 2001.

Norskehavet Sør

Kristin er et gass/kondensat felt som ligger sørvest av Åsgard. Plan for utbygging og drift ble levert myndighetene august 2001 og godkjent desember 2001. Antatt produksjonsstart er høsten 2005. Det er valgt en halvt nedsenkbar innretning med full prosessering som utbyggingsløsning på Kristin. Gassen og kondensatet vil bli transportert i egne rørledninger til henholdsvis Åsgard Transportrør for videre transport til Kårstø og til lagerskip for kondensat på Åsgard. Samordningsavtale for utvinningstillatelsene 134B, 199 og 257 ble godkjent samtidig med godkjenning av plan for utbygging og drift. Kristin er tenkt

brukt som et feltcenter ved utbygging av andre funn og prospekter i området.

Mikkel er et gass-/kondensatfelt som ligger i blokkene 6407/5 og 6407/6 ca. 35 km sør for 6507/11-1 Midgard og 39 km nord for Draugen. Blokkene omfattes av utvinningstillatelsene 121 og 092.

Rettighetshaverne inngikk en samordningsavtale som ble godkjent i juni 2001. Plan for utbygging og drift ble levert myndighetene juli 2001 og godkjent september 2001. Mikkel blir bygd ut med fire havbunnsbrønner (tre ved produksjonsstart) boret fra to havbunnsrammer. Produksjonen fra disse vil bli overført til en av 6507/11-1 Midgards havbunnsrammer.

Derfra vil brønnstrømmen bli sendt sammen med produksjon fra 6507/11-1 Midgard til Åsgard B for prosessering. Det er planlagt oppstart med kommersielle leveranser fra 1.10.2003.

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

Åsgardfeltet består av tre funn: 6506/12-1 Smørbukk, 6506/12-3 Smørbukk Sør og 6507/11-1 Midgard, og produserer via havbunnskomplettete brønner til to flytende prosesseringsanlegg, Åsgard A og Åsgard B. Gassrørledningen Åsgard Transport og lagerskipet Åsgard C er knyttet opp til Åsgard B-innretningen.

Produksjonen på Åsgard B ble nedstengt i august 2001 på grunn av lekkasjer i gassrørledningen mellom Åsgard A og Åsgard B, samt i Åsgard B gasseksport stigerør. Gasseksporten var lavere enn designkapasiteten også i første halvår. Dette skyldtes tekniske problemer på Åsgard B og perioder med begrenset kapasitet på Kårstø. For å kunne oppfylle gasseksportforpliktelsene, måtte Åsgard låne gass fra andre felt. Tilbakelevering vil skje i løpet av 2002-2003. Oppstarten av Åsgard B gasseksport etter utbedringene ble forsinket til årsskiftet 2001/2002. Reparasjonsarbeidet på undervannssystemene er imidlertid ikke ferdig, og vil fortsette i 2002.

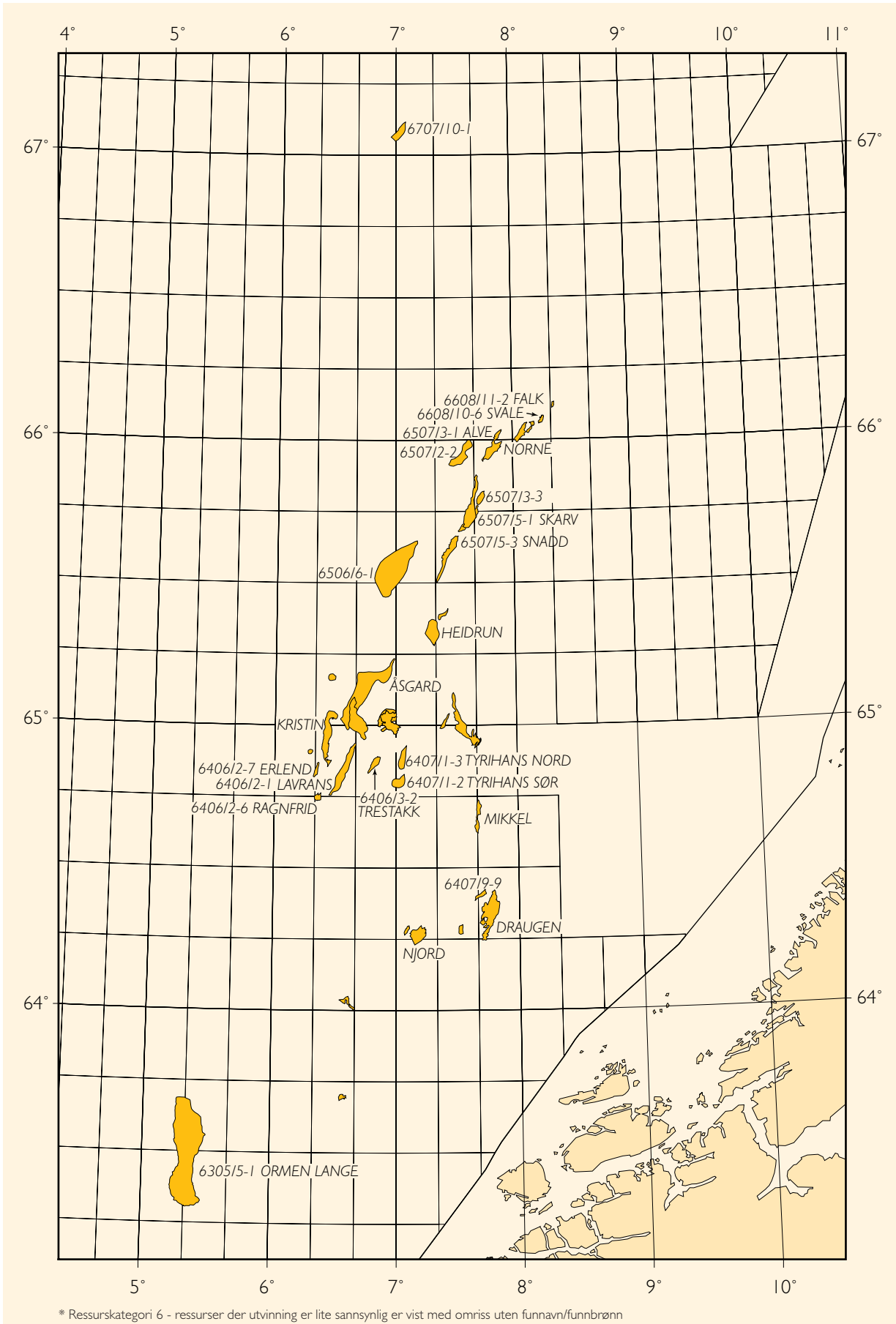
Ved utgangen av året var de fleste planlagte brønnene på Åsgard blitt boret og komplettert. Den ene av de to flytbare boreinnretningene som har vært i aktivitet på feltet forlot Åsgard i oktober.

Flere tiltak for å øke utvinningen på Åsgard er allerede blitt iverksatt. Potensialet for økt utvinning er fortsatt betydelig, men beheftet med stor usikkerhet, og ytterligere tiltak er under vurdering.

Det finnes flere prospekter og funn i området som kan være aktuelle for tilknytning til Åsgard for bruk av ledig behandlings- og eksportkapasitet.

På **Njordfeltet**, der all produsert gass blir reinjisert, har behandlings- og injeksjonskapasiteten for gass vært begrensende faktorer for produksjonen. I tillegg til synkende reservoartrykk, har produksjonen også blitt negativt påvirket av at det ikke ble boret noen nye produksjonsbrønner i 2001, samt av tekniske problemer og fortsatt utskifting av fleksible stigerør.

Figur I.10.3
Felt og funn i Norskehavet (Ressurskategori 1-5) *



Reservene i det nordlige området er blitt redusert på grunnlag av nye data og produksjonserfaring. Feltets potensial for økt utvinning er også blitt redusert. Kondensatfunnet på Nordvestflanken er blitt vurdert med hensyn på utvinning, men har ikke blitt funnet økonomisk lønnsomt med konvensjonelle brønner.

Ny boreperiode starter i 2002, og det er planlagt tre nye produksjonsbrønner. Produksjonen forventes å gå av plata i 2003. Ulike tiltak for å øke utvinningen blir vurdert, blant annet vann- og VAG-injeksjon, gassinjeksjon i det nordlige området og avanserte brønner. Ny gassseksportstudie startet i 2001, men tidspunktet for eksportstart er avhengig av beslutning om eventuell gassinjeksjon i det nordlige området.

På **Draugenfeltet** pågår utbygging av tilleggsressurser. I 2001 ble det boret to produksjonsbrønner på Garn Vest-strukturen og en ny havbunnsramme ble installert og tilknyttet produksjonsinnretningen. Produksjonen fra Garn Vest-strukturen startet i desember 2001. Tilleggsutbyggingen på Rogn Sør-strukturen er godkjent og vil bli gjennomført i 2002. Den vil omfatte to produksjonsbrønner fra en havbunnsinnretning med tilknytning til hovedinnretningen på Draugen. Produksjonen er planlagt å starte i januar 2003.

Anslaget for tilstedeværende ressurser på Draugen er blitt oppjustert med ca. fem prosent på grunnlag av ny geologisk informasjon. Også anslaget for utvinnbare reserver har økt og har ført til at feltets økonomiske levetid kan forlenges med syv år. Det forventes at oljeproduksjonen vil gå av plata i 2005 og at mengden av produsert vann vil øke betydelig. Behandlingsanlegget for produsert vann er blitt oppgradert i 2001.

Hittil er vel halvparten av de utvinnbare ressursene på Draugen blitt produsert. Ulike tiltak for å øke utvinningen blir vurdert, som brønnfortetting, gass- og VAG-injeksjon.

Norskehavet Nord og dypvannsområder

I området mellom Norne og Heidrun er det gjort flere funn som omfatter 6507/2-2, 6506/11-2 Lange, 6506/12-3 Lysing, 6507/3-1 Alve, 6507/3-3 Idun, 6507/5-1 Skarv, 6507/5-3 Snadd og 6506/6-1-funnet. Det er også gjort et lite funn like nordvest for Heidrun, i brønn 6507/7-13. Rettighetshaverne vurderer utbygging av funnene enkeltvis og/eller samordnet ved bruk av eksisterende infrastruktur i området; Norne FPSO, Heidrun TLP og Åsgard Transport. Gassrørledningene fra Norne og Heidrun til Åsgard Transport, som startet levering 1. kvartal 2001, har mulighet for tilkøpling av gassrørledning fra tredje part.

En utbygging av 6608/11-2 Falk er lagt på is i påvente av påvisning av mulige tilleggsressurser i området. Før beslutning om utbygging tar operatøren sikte på å bore en avgrensingsbrønn nedflanks på strukturen for å bestemme oljevolumene.

Den planlagte utbyggingen av 6608/10-6 Svale er utsatt på grunn av nedjustering av ressursanslaget etter boring av avgrensingsbrønn 6608/10-7 i 2001. En utbygging av Svalefunnet er bare økonomisk realiserbar sammen med nye

funn i området. Rettighetshaverne håper nå på at en undersøkelsesbrønn på naboprospektet Stær i 2002 vil påvise tilstrekkelig med tilleggsressurser slik at en PUD kan leveres i 2003. Funnene planlegges bygd ut med havbunnskompleterte brønner som tilknyttes Norneskipet. Det pågår vurderinger med hensyn til oppgradering av kapasiteter på skipet og/eller etablering av havbunnsseparasjonsanlegg som tilknyttes skipet.

Gassfunnene i utvinningstillatelse 122 vurderes bygd ut ved innfasing til Norneskipet. Rettighetshaverne venter på en avklaring med hensyn til ledig kapasitet på Norneskipet og i Åsgard Transport.

6507/5-1 Skarv, utvinningstillatelse 212, planlegges bygd ut enten med eget feltcenter eller med en undervannsutbygging knyttet opp til Heidrun. En avgrensingsbrønn vil bli boret i B-segmentet på funnet i 2002 for å avklare ressursgrunnlaget før en foretar endelig valg av utbyggingsløsning. Plan for utbygging og drift for 6507/5-1 Skarv er så langt planlagt levert rundt årsskifte 2002/2003.

Arbeidet med å velge utbyggingskonsept for 6305/5-1 Ormen Lange pågår for fullt. En avgrensingsbrønn som er planlagt våren 2002, vil eventuelt bekrefte ressursanslaget for funnet. Endelig valg av utbyggingskonsept er planlagt ved årsskiftet 2002/2003, mens forslag til sted for eventuell ilandføring vil bli lagt fram i mars 2002. I landføringsalternativet vil bli vurdert opp mot utbygging til havs med en full prosesseringsinnretning og direkte gassseksport sør-øst. PUD/PAD er ventet lagt fram sent i 2003. Utbyggingen av 6305/5-1 Ormen Lange vil bli den første virkelige dypvannsutbyggingen på norsk sokkel.

Norne

Oljen og gassen på Nornefeltet er påvist i sandsteiner av tidlig- og mellomjura alder.

Mot slutten av året var oljeproduksjonen fra feltet på plata med om lag 35 000 Sm³/d, og både olje- og gassbehandlingskapasiteten ble utnyttet nesten fullt ut. Hittil er omtrent 40 prosent av forventet utvinnbar olje blitt produsert. Feltet dreneres ved hjelp av vann- og gassinjeksjon. Vanninjeksjonskapasiteten ble i 2001 økt fra 42 000 til 55 000 m³/d i den hensikt å opprettholde reservoartrykket og oppnå best mulig drenering.

Et pilotprosjekt for vurdering av mikrobiell økt oljeutvinning ved injeksjon av oksygen og næringssalter (AMIOR) i reservoaret var vellykket. Fullfelt-injeksjon ble satt i gang ved årets begynnelse. Andre tiltak for økt oljeutvinning som det arbeides med, er prosessering og tolkning av ny 3D seismikk med påfølgende 4D tolkning for identifikasjon av udrenerte områder i reservoaret og framtidig brønnplassering, samt dreneringseffektive brønnløsninger. Oljeproduksjonen på Nornefeltet ventes å gå av plata i 2003. For å kunne opprettholde plataproduksjonen lengst mulig, arbeides det mye med å påvise og fase inn nye funn i området.

Fra gasskappen på Nornefeltet kan det utvinnes ca. 15 milliarder Sm³ gass. Gasseksporten fra feltet, som skjer via rør til Åsgard Transport og videre til Kårstø, kom i gang

februar 2001. Gassinjeksjonsvolumet ble da omtrent halvert. Eksportvolumet antas å være 0,9 milliarder Sm³/år de første årene.

Spesielle tiltak på miljøområdet som ble gjennomført i 2001, var installasjon av VOC-anlegg og testing av injeksjon av produsert vann.

Heidrun

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

Det første hele året med produksjon fra den nordlige flanken på Heidrun har gått omtrent som forventet, til tross for flere negative overraskelser i de første brønnene. Systematisk arbeid med bruk av flere pilotbrønner til å undersøke uborede segmenter har gitt flere positive resultater som oppveier for de negative overraskelsene.

Vannhåndtering er viktig på Heidrunfeltet. Sjøvanninjeksjon har vist seg å forårsake dannelse av saltavleiringer (scale) med dertil hørende redusert produksjon og økt brønnvedlikehold. Det er nå vedtatt å bygge et sulfatfjerningsanlegg for sjøvann. Dette vannet skal så brukes til injeksjon i de dypere delene av reservoaret, slik at man her unngår saltutfellinger (scale). Sulfatfjerningsanlegget skal være ferdig til sommeren 2003.

Gasseksporten til Tjeldbergodden gjennom Haltenpipe går som normalt. Heidrunfeltet eksporterer også gass via Åsgard Transport til Kårstø. Gasseksporten til Kårstø startet opp 1. kvartal 2001.

Heidrunfeltet har gode muligheter til å ta imot produksjon fra tredjeparts funn. Heidrun TLP har blant annet ledig

areal til en ny prosessmodul. Det forventes fortsatt betydelig leteaktivitet nær Heidrun de kommende årene.

1.10.4 BARENTSHAVET

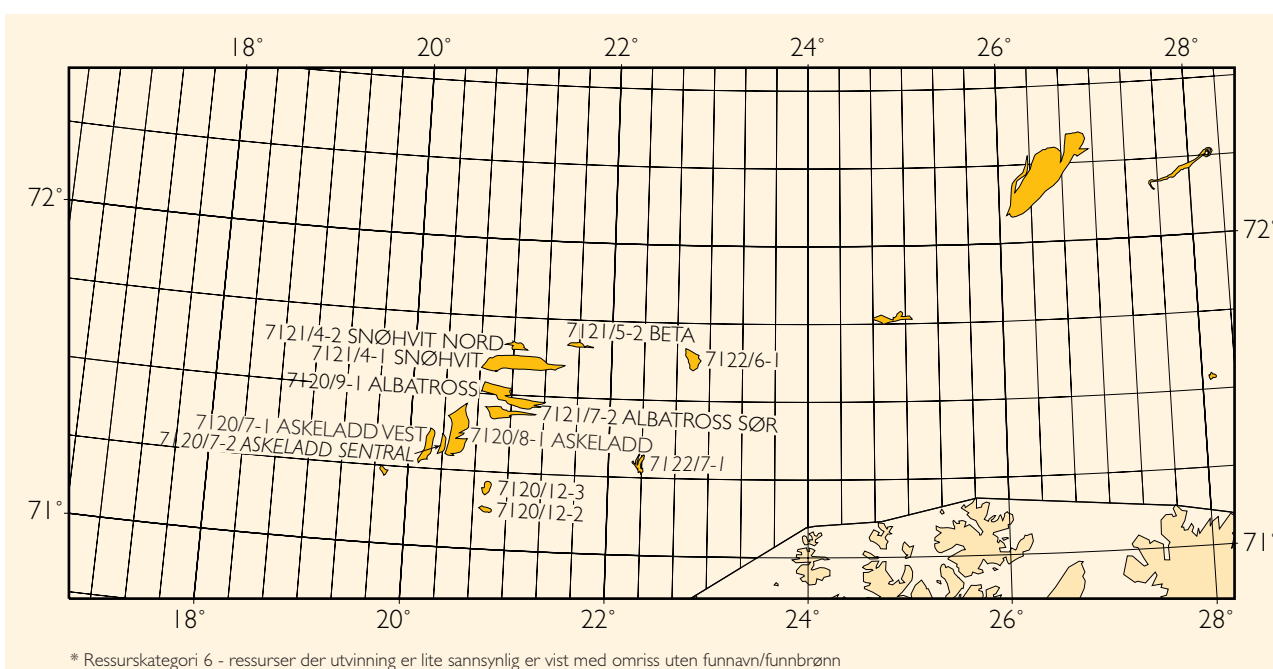
7122/7-1 Goliat ble påvist i 2000. Norsk Agip boret høsten 2001 en avgrensingsbrønn på 7122/7-1 Goliat og resultatet fra denne brønnen vurderes som positivt med tanke på utbygging.

Snøhvit

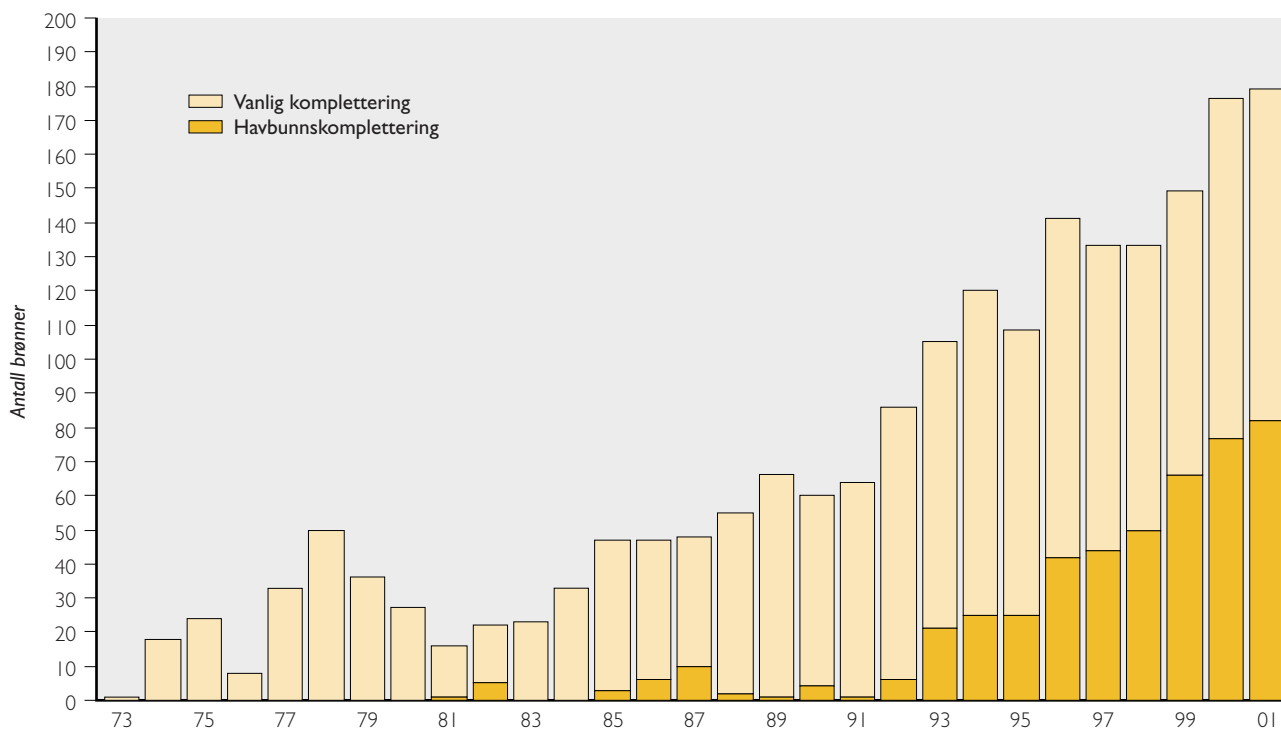
Snøhvit ble påvist i 1984 og ligger ca. 140 km nordvest for Hammerfest. Den planlagte Snøhvitutbyggingen omfattes av funnene 7121/4-1 Snøhvit, 7120/8-1 Askeladd og 7120/9-1 Albatross. Funnene 7121/4-2 Snøhvit Nord, 7121/5-2 Beta og andre småfunn i området er ikke inkludert i utbyggingsplanene. Operatørens planlagte utbyggingsløsning er basert på havbunnsinnretninger hvor gass og kondensat sendes i flerfaserørledning til ett anlegg på Melkøya like utenfor Hammerfest. På Melkøya vil gassen bli prosessert og konvertert til flytende form (LNG), og sendt til markedet i spesialbygde skip. Biproduktene vil være flytende naturgass (LPG) og kondensat som vil bli skipet ut fra Melkøya og solgt på spotmarkedet. Oppstart av gassproduksjonen er planlagt til desember 2005, men leveranseforpliktelsene til kjøperne i USA og Europa er fra oktober 2006. Uvinnbare volumer utgjør 193 milliarder Sm³ gass, og produksjonen er ventet å kunne vare fram til 2035.

PUD/PAD for Snøhvit LNG ble levert myndighetene i september 2001. Planene inkluderer ikke utvinning av oljen på Snøhvit. Tilstedeværende oljevolumer er anslått til 73 millioner Sm³. Planene forventes å bli behandlet i Stortinget i løpet av første kvartal 2002. Fram til sommeren 2002 har

Figur 1.10.4
Funn i Barentshavet (Ressurskategori 3-5) *



Figur 1.10.5
Utvinningsbrønner på norsk kontinentalsokkel



operatøren forpliktet seg til å arbeide videre med utbyggingsløsninger som kan ivareta kravet til en lønnsom og fleksibel utnyttelse av oljeressursene, inkludert en samordnet utbygging av oljen i Snøhvit og oljefunnet 7122/7-1 Goliat.

1.10.5 UTVINNINGSBORING

Det er siden 1973 påbegynt 2 017 utvinningsbrønner på den norske kontinentalsokkelen, 1 836 i Nordsjøen samt 181 i Norskehavet, hvor boringen startet i 1992. 1 481 er produksjonsbrønner, 337 er injeksjonsbrønner og 199 er observasjonsbrønner. Brønnene er boret fra 161 permanent plasserte innretninger. 20 utvinningsbrønner var under boring per 31.12.2001. Figur 1.10.5 viser utvinningsbrønner påbegynt per år i tidsrommet 1973-2001.

Det produseres per 31.12.2001 fra 45 felt. 12 felt er nedstengt. I 2001 er det påbegynt 180 utvinningbrønner på 29 felt. 149 i Nordsjøen og 31 i Norskehavet. 94 av brønnene, det vil si 53 prosent, er boret fra 20 forskjellige flyttbare innretninger. Antall havbunnskompletterte brønner har vist en kraftig økning de siste ti årene. Særlig merkbar har økningen vært fra 1995 til 2001 da antall havbunnskompletterte brønner gikk opp fra 25 til 84. Dette tilsvarer en økning av havbunnskompletterte brønner boret per år fra syv prosent i 1992 til 47 prosent i 2001.

1.10.6 AVSLUTNINGSPLANER

I henhold til petroleumsloven skal rettighetshaverne levere en avslutningsplan to-fem år før en utvinningstillatelse 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 konsekvensutrednings-

del. På bakgrunn av planen fatter myndighetene vedtak om disponering.

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 2001 ble behandlingen av avslutningsplanen for Ekofisk I sluttført, første utkast til avslutningsplanen for Frigg ble behandlet og det andre utkastet ble mottatt på slutten av året. Vurderinger omkring avslutningstidspunkt for Varg ble også foretatt, samt at avslutningsplan for noen overflødig rørdninger i Ula-/Gydaområdet ble behandlet.

Ekofisk

Avslutningsplanen for Ekofisk I omfatter de eldre innretningene på Ekofiskfeltet som var forventet å bli overflødig ved overgangen fra Ekofisk I til Ekofisk II i 1998 og innretninger på feltene Albuskjell, Cod, Edda og Vest Ekofisk. Videre inngår pumpeinnretningene 36/22-A og 37/4-A på britisk sokkel. I alt omfatter planen 15 større innretninger og 235 km med rørdninger. Phillips Petroleum Company Norway er operatør for samtlige innretninger. Med unntak av Ekofisktanken, 2/4-T, har alle innretningene stålunderstell.

Forhold som har stått sentralt i vurderingen av planen er disponering av betongtanken og tidsplanen for gjennomføring av operasjonene, og det ble gjennomført en omfattende konsultasjonsprosedyre i Oslo-/Pariskonvensjonen (OSPAR) knyttet til etterlatelse av betongtanken. OSPAR hadde ingen innvendinger til å etterlate tanken, og saken vil bli fremmet for Stortinget i 2002.

Frigg

Friggfeltet ligger på delelinjen mellom norsk og britisk kontinentalsokkel, og det er levert en felles avslutningsplan til norske og britiske myndigheter. Det er normalt sett forskjellige rutiner som følges ved behandling av avslutningsplaner i Norge og Storbritannia, men operatøren og myndighetene har kommet frem til enighet om lik behandling for Frigg. Dette innebærer justeringer i forhold til tidsplan, høringsrutiner og behandling. Frem til innlevering av første utkast ble norsk modell fulgt slik at planen ble levert to-fem år før forventet produksjonsavslutning. På samme måte går hele avslutningsplanen, og ikke bare konsekvensutredningsdelen ut på offentlig høring for å følge det britiske systemet.

Planen omfatter en betonginnretning, en stålinnretning og et havarert understell på norsk sokkel, samt to betonginnretninger og en stålinnretning på britisk sokkel. I tillegg kommer rørledninger og kabler. Første utkast av planen ble behandlet i 2001, og andre utkast ble levert mot slutten av året. Dette utkastet er sendt på offentlig høring til aktuelle parter.

Varg

Avslutningsplanen for Varg ble behandlet i 2000, og som en oppfølging til denne har det vært foretatt vurderinger omkring nedstengningstidspunkt for produksjonen fra dette feltet.

Rørledninger

Avslutningsplan for overfløydige deler av rørledninger knyttet til Ula, Gyda og 2/4-G er behandlet, og konsekvensutredning for Frostopipe avslutningsplan er vurdert.

Innretninger som er fjernet

I løpet av 2001 ble innretningene på Yme, Tommeliten Gamma, Lille-Frigg, Øst Frigg og dekkсанlegget på stigerørsinnretningen 2/4-S på Ekofisk fjernet.

Industriprosjekt omkring fjerning og gjenbruk

Olje- og energidepartementet tok i 2000 initiativ til et industriprosjekt omkring fjerning og gjenbruk av innretninger som er tatt ut av bruk i petroleumsvirksomheten. Både myndigheter, oljeselskap, relevante organisasjoner og kontraktører har tatt del i studien. Oljedirektoratet har bidratt med oversikter over innretninger på norsk sokkel, estimert tidspunkt for avsluttet produksjon og vurdering av usikkerheter knyttet til nedstengningstidspunkt.

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.

Draugen gasseksport

Draugen gasseksport transporterer rikgass fra Draugen-innretningen til Åsgard Transport. Rørledningen har en lengde på 78 km og en ytre diameter på 16 tommer. Kapasiteten er ca. to milliarder Sm³ per år. Gassleveransene startet opp i november 2000. Gassco er operatør fra 2002 og Shell er leid inn for å utføre alle oppgaver knyttet til teknisk drift.

Franpipe

Franpipe er en 840 km lang rørledning med en ytre diameter på 42 tommer mellom Draupner E (16/11 E) og Dunkerque i Frankrike. Rørledningen har en kapasitet på 16 milliarder Sm³/år. Denne kan økes ved å endre trykkregimet den opereres med. Gassleveransene startet høsten 1998. Franpipe het tidligere NorFra. Navneendringen skjedde høsten 1999. Gassco er operatør fra 2002 og Statoil er leid inn for å utføre alle oppgaver knyttet til teknisk drift.

Frigg transport

Eierskapet til den norske Friggørledningen (FNP) er overført til Vesterled.

Haltenpipe

Haltenpipe er en 250 km lang rørledning med en ytre diameter på 16 tommer 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. Gassco er operatør fra 2002 og Statoil er leid inn for å utføre alle oppgaver knyttet til teknisk drift.

Heidrun gasseksport

Heidrun gasseksport transporterer rikgass fra Heidrun-innretningen til Åsgard Transport. Rørledningen har en lengde på 39 km med en ytre diameter på 16 tommer. Kapasiteten er ca. fire milliarder Sm³ per år. Gassleveransene startet opp november 2000. Gassco er operatør fra 2002 og Statoil er leid inn for å utføre alle oppgaver knyttet til teknisk drift.

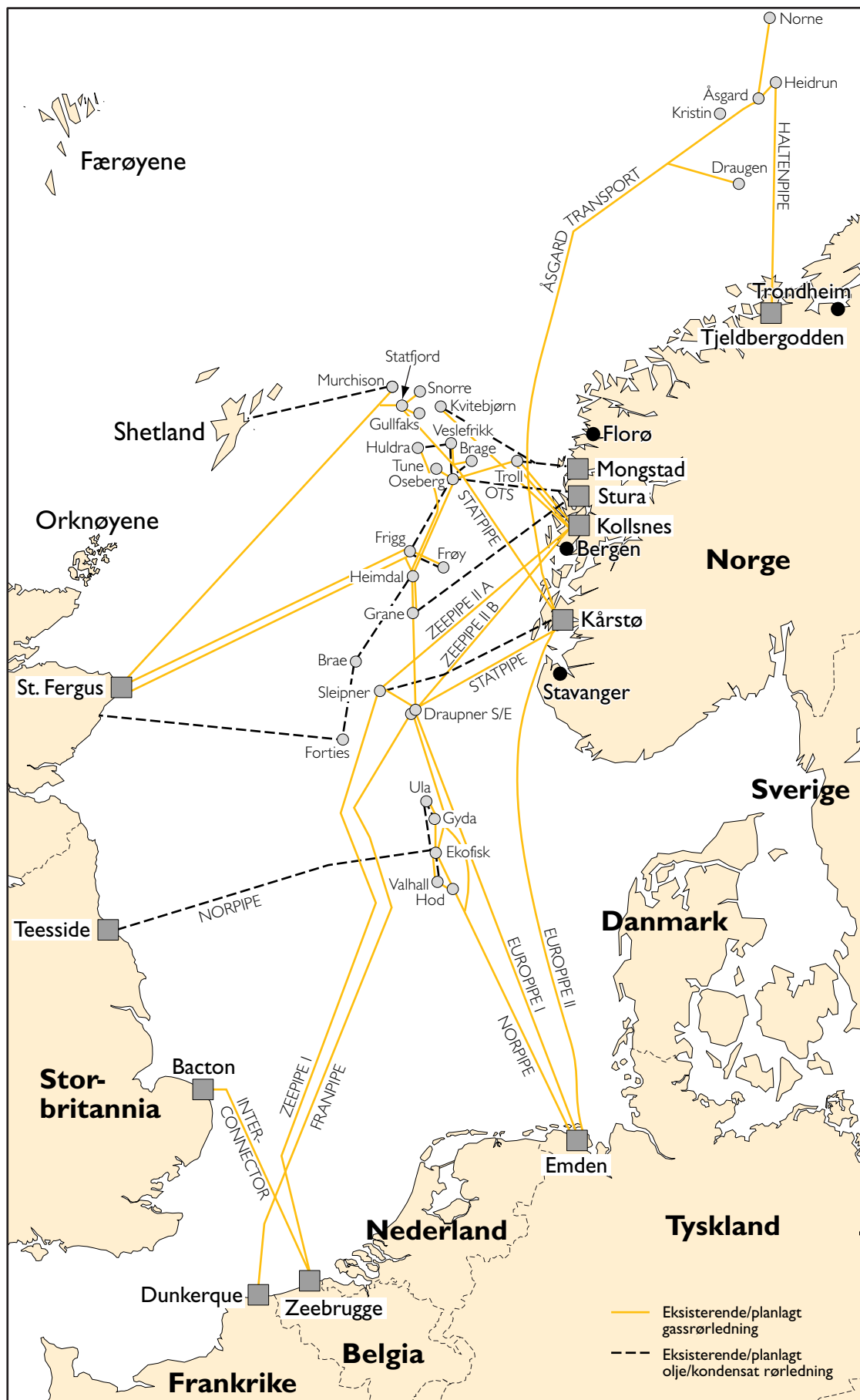
Europipe I

Rørledningen går fra Draupner E (16/11 E) til Emden i Tyskland og er ca. 620 km lang med en ytre diameter på 40 tommer. Kapasiteten er på ca. 13 milliarder Sm³ gass per år. Gassleveransene startet 1.10.1995. Gassco er operatør fra 2002 og Statoil er leid inn for å utføre alle oppgaver knyttet til teknisk drift.

Europipe II

Europipe II er en 658 km lang rørledning med en ytre diameter på 42 tommer 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. Gassco er operatør fra 2002 og Statoil er leid inn for å utføre alle oppgaver knyttet til teknisk drift.

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



Norne gasseksport

Norne gasseksport transporterer rikgass fra Norneinnretningen til Åsgard transport. Rørledningen har en lengde på 128 km og en ytre diameter på 16 tommer. Kapasiteten er ca. 3,6 milliarder Sm³ per år. Gassleveransene startet opp i november 2000. Gassco er operatør fra 2002 og Statoil er leid inn for å utføre alle oppgaver knyttet til teknisk drift.

Norpipe gassledning

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

Gassrørledningen er 442 km lang med en ytre diameter på 36 tommer. Kapasiteten er om lag 14 milliarder Sm³ per år, forutsatt bruk av kompressorstasjonen B11 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 for ledningen, mens Statoil ivaretar de økonomiske og administrative funksjonene.

Norsea Gas Terminal

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

Oseberg Gasstransport

Oseberg Gasstransport er en 108 km lang rørledning med en ytre diameter på 36 tommer 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. Gassco er operatør fra 1.1.2002 og Norsk Hydro er leid inn for å utføre alle tekniske driftsoppgaver.

Statpipe Transport

Statpipesystemet er et 880 kilometer langt rørledningsnett som omfatter:

- rikgassledning fra Statfjordområdet og feltene Gullfaks, Snorre, Brage, Tordis og Veslefrikk til Kårstø. Transportkapasiteten for rørledningen fra Statfjord til Kårstø er 8,5-9 milliarder Sm³ per år. Rørledningen har en ytre diameter på 30 tommer.
- ekstraksjons- og fraksjoneringsanlegg på Kårstø, samt lager og lasteanlegg.
- tørrgassledning fra Heimdal til stigerørsinnretningen Draupner S med en lengde på 155 km og en ytre diameter 36 tommer, tørrgassledning fra Kårstø til Draupner S med en lengde på 228 km og en ytre diameter 28 tommer, og en rørledning fra Draupner S til Ekofisk-omløp med en lengde på 188 km og en ytre diameter 36 tommer.

Gassco er operatør fra 2002 og Statoil er leid inn for å utføre alle oppgaver knyttet til teknisk drift.

Zeepipe

Zeepipe er et gasstransportsystem som transporterer gass fra Kollsnes i Øygarden til kontinentet. Fase I av prosjektet omfatter en 800 km lang rørledning med en ytre diameter på 40 tommer fra Sleipner til Zeebrugge i Belgia. I tillegg er det installert 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. Rørledningen til Sleipner R, fase II-A, ble satt i drift i 1996 og rørledningen 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. Gassco er operatør fra 2002 og Statoil er leid inn for å utføre alle oppgaver knyttet til teknisk drift.

Vesterled

Vesterled er navnet på en ny 45 km lang rørledning med en diameter på 32 tommer som er knyttet til den norske Friggledningen og muliggjør transport av gass fra Heimdal til St. Fergus i Storbritannia. Kapasiteten er 12-13 milliarder Sm³ per år. Hele rørledningssystemet Vesterled består av den tidligere 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 var oktober 2001. Gassco er operatør fra 2002 og Total Oil Marine er leid inn for å utføre alle oppgaver knyttet til teknisk drift.

Åsgard Transport

Åsgard transport er en 745 km lang rørledning med en ytre diameter på 42 tommer 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. Gassco er operatør fra 2002 og Statoil er leid inn for å utføre alle oppgaver knyttet til teknisk drift.

Oljetransport**Frostpipe**

Frostpipe er en ca. 80 km lang rørledning med en ytre diameter på 16 tommer for transport av stabilisert olje og kondensat mellom Frigg og Oseberg. Transportsystemet har en kapasitet på ca. 16 000 Sm³ per dag. Driftsstart var våren 1994. TotalFinaElf er operatør.

Norpipe oljeledning

Rørledningssystemet for transport av olje fra Ekofisksenteret 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)

Rørledningen for transport av olje og kondensat fra Oseberg til Stureterminalen ble lagt sommeren 1987. Ledningen har en ytre diameter på 28 tommer 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 Stureterminalen, eies og drives av et eget interessentskap 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, Gungne og også Sigyn når dette feltet starter opp produksjonen, til Kårstø. Ledningen er ca. 250 km lang og har en ytre diameter på 20 tommer. 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 tomers rør som ble satt i drift sommeren 1995. Troll II er et 20 tomers 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, Tambar 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 tommer, og har vært i drift siden 1986. Ledningen fra Gyda til Ularørledningen er 25 km lang med en diameter på 20 tommer, 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 tommer. Planlagt oppstart er 2003. Kapasiteten vil ligge rundt 3,5 milliarder Sm³ per år. 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 tommer, som vil gi en transportkapasitet for oljen fra Grane 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 rikgass til prosessering på Kollsnes. Gassrøret på 140 km ble opprinnelig godkjent som et 26 tomers rør. Senere er det omgjort til 30 tommer for å kunne transportere større mengder våtgass. Tilleggs-mengdene kan komme fra Tampen og/eller fra Trollområdet. Gassen skulle opprinnelig behandles i et duggpunktsanlegg i Troll anlegget. Planene er nå å bygge et NGL-anlegg i stedet. Dermed kan en ta ut propan, butan og nafta av gassen, og sende disse i den eksisterende kondensatledningen til Mongstad for videreforedling. Statoil er operatør for røret. Røret vil få en kapasitet i overkant av 9 milliarder Sm³/år. Kapasiteten avhenger av hvor i røret gassen tas inn. Røret tas i bruk i år 2004.

Kvitebjørn transport

Kvitebjørn oljerørledning (KOR) skal transportere kondensat fra Kvitebjørn til Mongstad via Troll oljerør II (TOR II). KOR knyttes til TOR II nedstrøms Troll via Fram/Gjøa T-en som allerede er installert på TOR II. Diameteren på KOR ble 16 tommer som foreslått i PAD, etter at det lenge var aktuelt å øke den til 20 tommer for å kunne ta med olje fra Gullfaks i samme røret. Oppstart for oljetransport er planlagt til år 2004.

2.1 INNLEDNING

Oljedirektoratets myndighetsutøvelse er basert på en helhetlig forvaltning av petroleumsvirksomheten på området helse, miljø og sikkerhet. Direktoratet er utpekt til å ha en koordinerende rolle i forhold til de andre myndighetsorganene som har selvstendig tilsynsansvar innenfor dette området. Videre innhenter Oljedirektoratet faglig bistand fra andre etater på særskilte fagområder der direktoratet ikke har egen ekspertise.

Forvaltningen av helse, miljø og sikkerhet 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 for petroleumsvirksomheten.

Tilsynet med hvordan regelverket etterleves, rettes dermed først og fremst mot styringssystemer og beslutningsprosesser som har betydning for helse, miljø og sikkerhet. 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 helse, miljø og sikkerhet. 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 rettighets-haverne i en utvinningstillatelse, mot det enkelte operatørselskap eller andre som deltar i petroleumsvirksomheten. Direktoratet gir også råd til de foresatte departementene med hensyn til de overordnede rammer for virksomheten og i spesielle saker.

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) Petroleumsloven, lov 29. november 1996 nr. 72
Herunder:
Sikkerhetsforskriften, kgl. res. 27. juni 1997
Styringssystemforskriften, kgl. res. 27. juni 1997
Fra 1.1.2002 oppheves Sikkerhetsforskriften og Styringssystemforskriften. Rammeforskriften, kgl.res. 31.8.2001, trådte i kraft 1.1.2002.
- b) Arbeidsmiljøloven, lov 4. februar 1977 nr. 4
Herunder:
Arbeidsmiljøforskriften, kgl. res. 27. november 1992
Enkelte fellesforskrifter for land og til havs gitt med hjemmel i arbeidsmiljøloven
Fra 1.1.2002 oppheves arbeidsmiljøforskriften. Rammeforskriften, kgl.res. 31.8.2001, trådte i kraft 1.1.2002.

- c) Røykeloven, lov 9. mars 1973 nr. 14
- d) Forskrift om sikkerhet for undersøkelse og leteboring etter petroleumsforekomster på Svalbard, kgl. res. 25. mars 1988

2.3 PRIORITERTE OMRÅDER I 2001

Prioriteringer som berører helse-, miljø- og sikkerhetsforvaltningen utarbeides først og fremst av Arbeids- og administrasjonsdepartementet. For 2001 ba departementet Oljedirektoratet om å prioritere innsats på følgende saksområder:

- 1 Ferdigstillelse av nytt regelverk for helse, miljø og sikkerhet
- 2 Tilsyn med flyttbare innretninger
- 3 Tilsyn med organisatoriske endringsprosesser
- 4 Tilsyn med selskapenes opprettholdelse av teknisk tilstand
- 5 Metodikk for å beskrive og følge opp sikkerhetsnivået

Innsats i og resultater fra arbeid innenfor disse prioriteringene er omtalt under avsnittene 2.4 *Premisser for virksomheten* (prioritet 1), og 2.5 *Tilsyn med virksomheten* (prioritetene 1–4).

2.4 PREMISER FOR VIRKSOMHETEN

2.4.1 NYTT REGELVERK FOR HMS-OMRÅDET I PETROLEUMSVIRKSOMHETEN

Oljedirektoratet, Statens forurensningstilsyn og Helse- tilsynet sluttførte i 2001 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, med underliggende regelverk, samt kgl. res 28. juni 1985 om tilsynsordningen. Arbeidet er gjennomført i tett dialog med det treparts regelverksforumet "Ekstern Referansegruppe for Regelverksutvikling" (ERR).

Revisjonsarbeidet har ikke hatt som mål å skjerpe kravene til virksomheten, men å videreføre den gjeldende regulering innenfor rammen av en ny regelverksstruktur. Slik direktoratet ser det, gjør denne omleggingen regelverket mer tilgjengelig og gir tilsynsmyndighetene mer helhetlige og effektive styringsinstrumenter. Formålet har videre vært 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.

De berørte departementene har deltatt aktivt i arbeidet og har spesielt hatt ansvar for den overordnede forskriften ("rammeforskriften").

Det nye HMS-regelverket ble fastsatt høsten 2001, Rammeforskriften ved kongelig resolusjon 31. august og de

fire utfyllende forskriftene (styringsforskriften, opplysningspliktforskriften, innretningsforskriften og aktivitetsforskriften) 3. september. Alle forskriftene trådte i kraft 1.1.2002. Regelverket har blitt godt mottatt av industrien og fagforeningene.

De nye forskriftene om helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten inneholder ikke tekniske veiledninger utviklet av Oljedirektoratet. Forskriftene viser derimot til et omfattende antall nasjonale og internasjonale standarder, deriblant over 40 NORSOK-standarder.

Det er blitt arbeidet mye med språket i de nye forskriftene, og tilbakemeldinger tyder på at formuleringene er gode, klare og lette å forstå.

Det nye regelverket er lagt ut på Oljedirektoratets Internettider. Den tidligere trykte utgave av regelverkssamlingen vil ikke lenger bli utgitt.

Det er satt i gang eksterne kompetanseutviklingstiltak gjennom "Regelverkskompetanse for petroleumindustrien" (RVK) i regi av Oljeindustriens Landsforening, Norges Rederiforbund, NOPEF, OFS, Lederne og BI. Oljedirektoratet har bidratt aktivt som leverandør av underlag, ekspertise og forelesere.

2.5 TILSYN MED VIRKSOMHETEN

2.5.1 OMFANG AV TILSYNET

Oljedirektoratet bruker en betydelig del av personellressursene i tilsynet med hvordan de selskapene som deltar i petroleumsvirksomheten på norsk sokkel, ivaretar sine plikter i samsvar med krav i regelverket. 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, inklusiv 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 og lignende
- behandling av søknader om unntak fra regelverkskrav
- enkeltvedtak og annen bruk av virkemidler
- møter med berørte parter i forbindelse med tilsyn
- ledelse og administrasjon av tilsynsaktivitetene

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

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

I 2001 omfattet den refunderbare delen av direktoratets tilsynsarbeid 53 311 arbeidstimer, mot 56 835 timer i 2000. Reduksjonen har sammenheng med den omfattende omorganiseringen som direktoratet satte i verk 1. januar 2001. Det er forventet at den nye organiseringen vil bidra til en mer effektiv forvaltning, og dermed bidra til at større ressurser kan settes inn i tilsynet framover, samtidig som effekten av dette vil bli større. For å oppnå dette, har det i 2001 imidlertid vært nødvendig å sette av ressurser til en del interne aktiviteter for å skape best mulig grunnlag for å nå de mål som er satt for Oljedirektoratets forvaltning av helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten.

2.5.2 ERFARINGER FRA TILSYNET

Flyttbare innretninger

Denne prioriteringen har i vesentlig grad vært ivarett gjennom Oljedirektoratets løpende oppfølging, dels i form av behandling av operatørselskapenes søknader om samtykke til aktivitet som omfatter bruk av en flyttbar innretning, dels i form tilsyn med at forutsetninger knyttet til samtykker som er gitt, er ivarett.

Tilsynet har blant annet vært rettet mot forhold knyttet til klarhet i og felles forståelse av fordelingen av ansvar og oppgaver mellom operatørselskap, entreprenør/eier og verifikatør, samt at hver deltaker ivaretar sitt respektive ansvar i praksis. Oljedirektoratet har i den sammenheng også vært opptatt av hvordan aktørene samvirker for å oppnå forbedringer i innretningenes tekniske tilstand. Videre har det vært ført tilsyn med kvaliteten i og effekten av de vurderingsprosesser operatørene 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 er påvist av operatørselskapet som har inngått kontrakt om bruk av en innretning, har også innvirket på direktoratets valg av tilsynsobjekter.

Videre har direktoratet ført tilsyn med redere og innretninger i forbindelse med ordningen med samsvarsuttalelse (SUT) for flyttbare innretninger som trådte i kraft i 2000. Erfaringene med dette arbeidet er omtalt i kap. 2.6.2.

Konklusjoner som er trukket fra tilsynet og andre tilbakemeldinger, synes å indikere at tilsynet har medvirket til at flyttbare innretninger som har vært tatt i bruk på norsk sok-

kel, har vært i sikkerhetsmessig forsvarlig stand og vært operert på en forsvarlig måte.

Videre er det direktoratets oppfatning at det er oppnådd forbedringer med hensyn samarbeid og samspill mellom operatør, eiere av innretninger og tillitsvalgte. Videre synes arbeidstakermedvirkningen i forbindelse med innleie av flyttbare innretninger å fungere bedre.

Andre konklusjoner som er trukket fra tilsyn med flyttbare innretninger, kan oppsummeres ved at næringen synes å ha oppnådd forbedringer og gevinster blant annet på følgende områder:

- oversikt over teknisk tilstand på innretningene
- generell sikkerhetsmessig standard på innretningene
- styrings-/ledelsessystemer
- bedre og mer realistisk oversikt over avvik og regelverksunntak på innretningene
- styrket regelverksforståelse i næringen
- mer effektivt og samordnet myndighetstilsyn
- forutsigbarhets- og effektiviseringsgevinst allerede erfart for innretninger med SUT
- bedret grunnlag for vurdering og bruk av SUT og Safety Case nasjonalt og internasjonalt

Organisatoriske endringsprosesser

Prioriterte oppgaver på dette området har i stor grad vært oppfølging av erfaringer fra foregående år. Således ble det i Oljedirektoratets årsberetning for 1999 gitt en omfattende oppsummering av problemområder og erfaringer knyttet til de organisatoriske endringsprosessene som var igangsatt i næringen, og som fremdeles pågår.

Tilsynet har vært rettet mot hvordan de nye organisasjonene er i stand til å håndtere utfordringer knyttet til helse, miljø og sikkerhet. Tilsynet på dette området har i 2001 først og fremst vært rettet mot selskapenes kapasitet og kompetanse til å gjennomføre nødvendig vedlikehold og andre aktiviteter som bidrar til å opprettholde en forsvarlig teknisk tilstand på anlegg og utstyr. 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.

I tilsynet med den operative virksomheten har oppmerksomheten i 2001 særlig vært rettet mot kontraktører, spesielt innenfor vedlikehold og forpleining. Det har vært gjennomført tilsyn med implementering av bedriftsinterne prinsipper, metoder og verktøy for styring av innretninger, med fokus på hvordan entreprenørene i samarbeid med operatørene og arbeidstakerorganisasjonene utvikler en praksis for å planlegge, gjennomføre og følge opp omstillingsprosessene.

I forbindelse med arbeidet for å utvikle metodikk for å beskrive og følge opp sikkerhetsnivået, har Oljedirektoratet samlet inn inngangsdata via spørreundersøkelser og dybdeintervjuer. Noen av temaene som har vært tatt opp, angår endrings- og utviklingsprosesser. Resultatet av dette arbeidet vil være nyttige bidrag innenfor prioriteringsområdet. Arbeidet med å innhente hoveddatamengden er påbegynt.

Teknisk tilstand

Departementet har i forbindelse med den tekniske tilstanden på innretningene, bedt Oljedirektoratet spesielt følge opp tiltak for å forhindre storulykker.

Tilsynsvirksomheten på dette området har særlig vært fokusert mot:

- Oppfyllelse av krav til løfteoperasjoner, kontroll, vedlikehold og modifikasjoner av kraner og løfteinnretninger, samt arbeidsmiljø relatert til løfteoperasjoner.
- Systemer for granskning, analyse, oppfølging, iverksetting og verifikasjon av tiltak og vurdere disse i forhold til krav i regelverket,
- Styringssystemer og tiltak for å redusere risikoen for storulykker, herunder tiltak for å forebygge hydrokarbonlekkasjer, og for å opprettholde leveransesikkerhet/regularitet.
- Hvordan selskapene sikrer at besluttede tiltak etter hendelser blir gjennomført og hvordan det blir verifisert at tiltak er iverksatt og fungerer.
- Beredskapen på innretningene, herunder beredskapsplaner, beredskapsøvelser/-trening og evakuerings- og redningsutstyr.

I forbindelse med arbeidet for å utvikle metodikk for å beskrive og følge opp sikkerhetsnivået, har Oljedirektoratet samlet inn data om innretningers teknisk tilstand på et overordnet nivå, spesielt med tanke på å vise oversikt for farepotensialet for storulykker. Dette datagrunnlaget vil være et nyttig bidrag i framtidig tilsyn på dette området.

Nivået for helse, miljø og sikkerhet

Etter en lang tid med en positiv utvikling av helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten, har Oljedirektoratet i de senere år registrert en rekke signaler som indikerer at risikonivået har vært i ferd med å endre seg i negativ endring, det vil si at den tidligere positive trend 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 samfunnmessig totalt perspektiv.

For å skape et pålitelig grunnlag for å kunne trekke entydige konklusjoner om risikonivået på sokkelen, satte Oljedirektoratet i 2000 igang et prosjekt for å etablere et grunnlag for resultatmåling i relasjon til sikkerhetsnivået i petroleumsvirksomheten på norsk sokkel.

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 sikker-

heten 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. Rapporten fra forprosjektet forelå i april 2001, og konkluderte med å bekrefte at risikonivået har økt i de senere årene.

Etter at modellen har vært testet ut i løpet av året, har direktoratet besluttet å ta modellen i bruk som et fast verktøy for å holde oversikt over nivået for helse, miljø og sikkerhet og hvordan dette utvikler seg over tid, med sikte på at tiltak skal kunne settes inn på riktig område til riktig tid.

Konkret har direktoratets arbeid på dette området i 2001 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.

Dødsulykker, alvorlige personskader og andre alvorlige hendelser skal varsles umiddelbart til Oljedirektoratet, slik at direktoratet kan avgjøre om det er behov for umiddelbare tiltak i hvert enkelt tilfelle. I 2001 ble det varslet om 442 slike hendelser, mot 523 året før. Det har også vært en reduksjon i andre skader og hendelser som blir innrapportert til direktoratet, slik som mindre alvorlige personskader, arbeidsbetinget sykdom, gasslekkasjer og strukturelle skader på innretninger. Disse dataene vil bli nærmere gjennomgått i 2002. Foreløpig er det for tidlig å si om disse kan indikere en utvikling i positiv retning. I tillegg til de målbare faktorene som her er nevnt, omfatter det totale risikobildet forhold som aldri av innretninger, nye teknologiske utfordringer og hvordan helse, miljø og sikkerhet blir styrt i virksomheten.

2.6 RÅDGIVENDE VIRKSOMHET

2.6.1 STORTINGSMELDING OM HELSE, MILJØ OG SIKKERHET

Arbeids- og administrasjonsdepartementet la 14. desember 2001 fram Stortingsmelding nr. 7 (2001-2002) om helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten. Oljedirektoratet har vært en vesentlig bidragsyter i departementets arbeid med meldingen. Direktoratets arbeid har vært basert på en gjennomgripende prosess med involvering av arbeidstakere, arbeidsgivere og eksterne fagmiljøer.

Blant annet arrangerte Oljedirektoratet i april 2001 to seminarer med bred deltakelse fra partene i arbeidslivet og berørte myndigheter. Hensikten med seminarene var å få fram alle momenter av betydning for meldingen, og å sikre en mest mulig omforent virkelighetsoppfatning om tilstan-

den for helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten på norsk sokkel.

Denne prosessen ga et verdifullt bidrag til å skape et solid grunnlag for de innspill og anbefalinger som gjennom dette arbeidet ble fremmet overfor departementet. Prosessen har også styrket direktoratets grunnlag for å prioritere framtidig arbeid innenfor de rammer departementet setter.

Meldingen er tiltaksorientert og konkluderer med forslag til konkrete tiltak på en rekke områder. Departementet går blant annet inn for å styrke Oljedirektoratet og direktoratets tilsyn. Dette har allerede for 2002 gitt seg utslag i at Oljedirektoratets driftsbudsjett er styrket med syv millioner kroner som er øremerket for kompetansehevede tiltak.

Stortingsmeldingen blir ventelig behandlet i Stortinget i vårsesjonen 2002.

2.6.2 ORDNINGEN MED SAMSVARSUTTALELSE – SUT

I 2001 er det gitt tre uttalelser etter den nye ordningen. Til sammen er det dermed gitt fire uttalelser etter at ordningen med samsvarsuttalelse (SUT) trådte i kraft 1.8.2000. I løpet av 2001 ga Oljedirektoratet samsvarsuttalelse til de flyttbare boreinnretningene

- West Vanguard (Smedvig)
- Deepsea Bergen (Odfjell)
- West Alpha (Smedvig)

Selve ordningen ble nærmere omtalt i årsberetningen for 2000. Samsvarsuttalelse (SUT) er en frivillig ordning, det vil si en tjeneste som Oljedirektoratet tilbyr redere/eiere av flyttbare innretninger. Hensikten med ordningen er å bidra til å gi eiere av flyttbare innretninger bedre forutsigbarhet med hensyn til innretningens egnethet i forhold til petroleumsvirksomhetens 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 eier av innretningen, der dette ansvaret naturlig hører hjemme.

Redernes utarbeidelse av søknader har gått seinere enn den opprinnelige planen som ble utarbeidet av Norges Redderforbund. Dette skyldes blant annet at det i forbindelse med utarbeidelse av søknadene er kommet fram en rekke behov for oppgraderinger, korrigerende avvik og lignende. Rederne er dermed også påført kostnader, men direktoratet antar likevel at ordningen vil kunne gi besparelser for næringen fordi verifikasjonsarbeid og lignende ikke lenger må gjentas ved hver ny anvendelse av en innretning. Videre mener Oljedirektoratet at en bedre sikkerhets- og arbeidsmiljømessig standard i det lange løp gir gevinster i seg selv.

2.7 ARBEIDSULYKKER MED PERSONSKADER

Oljedirektoratet mottar fortløpende meldinger om personskader som inntreffer på innretninger i petroleumsvirksomheten.

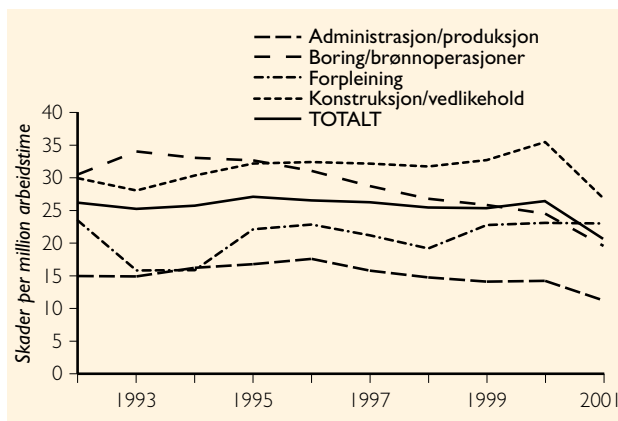
virksomheten på norsk sokkel. Dødsulykker, alvorlige personskader og andre alvorlige hendelser skal varsles slik at direktoratet kan avgjøre om det er behov for umiddelbare tiltak i hvert enkelt tilfelle. I tillegg til den umiddelbare varslingen, skal alle personskader som fører til medisinsk behandling 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 database 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.

Det inntraff ingen dødsulykker innenfor Oljedirektoratets forvaltningsområde i petroleumsvirksomheten i 2001.

Imidlertid omkom én mann i en arbeidsulykke på et ankerhåndteringsfartøy 31.5.2001 av skader han ble påført da han ble truffet i hode av en sjakkell under utsetting av anker. Denne ulykken følges opp av maritime myndigheter i samarbeid med Oljedirektoratet. Ulykken er ikke med i statistikk over skader i petroleumsvirksomheten.

Personskadedatabasen viste høsten 2001 en betydelig nedgang i antall rapporterte personskader. For å sikre kvaliteten på datagrunnlaget, ble det gjennomført en omfattende kontroll av mottatte rapporter for 2000 og 2001. Denne kontrollen viste til dels store uoverensstemmelser mellom ope-

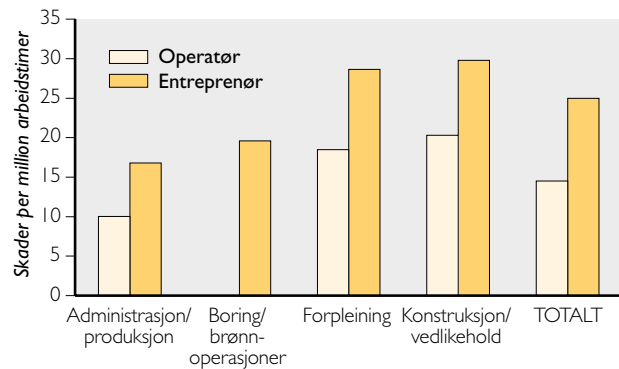
Figur 2.7.1
Personskadefrekvens relatert til arbeidstid på permanent plasserte innretninger



ratørenes og Oljedirektoratets data. Det ble avdekket mange skader som ikke var rapportert inn til tross for at de var rapporteringspliktige. Gjennomgangen viste i tillegg at Oljedirektoratet hadde fått innrapportert mange skader på RTV-skjema som ikke var med i operatørenes oversikter. Under kontrollen ble det også avdekket feil i Oljedirektoratets statistikk for 2000. Disse feilene er rettet og tallene for 2000 er justert i årets oversikter.

I 2001 registrerte Oljedirektoratet 679 personskader på innretninger i petroleumsvirksomheten på norsk sokkel. I tillegg er det rapportert 40 fritidsskader og 154 førstehjelpsskader. Justerte tall fra 2000 viser at det inntraff 843

Figur 2.7.2
Personskadefrekvens for operatør- og entreprenøransatte på permanent plasserte innretninger i 2001



rappporteringspliktige personskader dette året, i tillegg til 35 rapporterte fritidsskader og 106 førstehjelpsskader. Antall førstehjelpsskader er således økt betydelig fra 2000 til 2001, mens det totale antall skader er markant redusert. Førstehjelpsskader og fritidsskader inngår ikke i figurer og tabeller som er vist her.

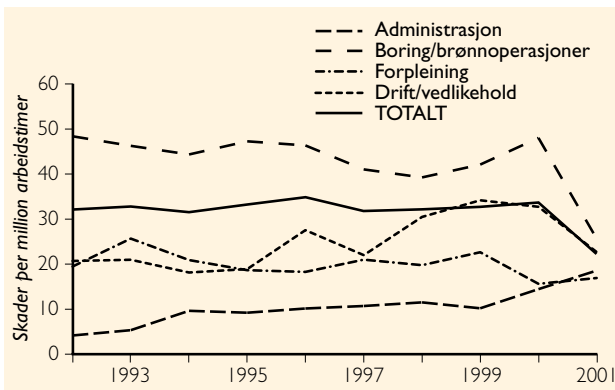
De uoverensstemmelsene som gjennom kontrollarbeidet er kommet fram mellom operatørenes og Oljedirektoratets data, viser at det er knyttet en viss usikkerhet til tallene. Operatørene har informert Oljedirektoratet om at de vil gjennomgå rapporteringsrutinene i lys av de erfaringene som er gjort, og direktoratet vil følge opp rapporteringsrutinene gjennom tilsynsaktiviteter i 2002.

Figur 2.7.1 viser skadefrekvenser per million arbeidstimer de siste ti årene for skader inntraffet på permanent plasserte innretninger. Figuren viser også skadefrekvenser for de forskjellige hovedaktivitetsområdene på innretningene. Mens skadefrekvensen i årene 1992 til 2000 viste små variasjoner mellom 25,3 og 27,2 skader per million arbeidstimer, viser skadefrekvensen i 2001 en klar nedgang til 20,8. Siden 1996 er det konstruksjons- og vedlikeholdsaktivitetene som har gitt det største bidraget til den totale skadefrekvensen på sokkelen, men skadefrekvensen for denne arbeidsgruppen ble redusert fra 35,4 i 2000 til 26,8 i 2001. Innenfor bore- og brønnoperasjoner har det også vært en jevn nedgang fra 34,0 i 1993 til 24,5 i 2000. Tallene for 2001 viser en markant nedgang til 19,5 skader per million arbeidstimer.

Figur 2.7.2 viser at entreprenøransatte på permanent plasserte innretninger er mer utsatt for skader enn operatøransatt personell.

Figur 2.7.3 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 1992 til 2000, men en klar nedgang fra 33,7 i 2000 til 22,4 i 2001. Fra 1999 til 2000 var det en innenfor boring/brønnoperasjoner en økning i skadefrekvens, mens tallene for 2001 viser en klar nedgang fra 48,0 i 2000 til 25,6 i 2001. Skadefrekvensen innenfor drift og vedlikehold varierte på 1990-tallet og var høyest i 1999 med 34,1 skader per millionarbeidstimer. Tallene for 2000 viser at skadefrekvensen var redusert til 32,7. Denne nedgangen har fortsatt og skadefrekvensen for 2001

Figur 2.7.3
Totalt antall personskader på flyttbare innretninger per hovedaktivitet relatert til arbeidstimer



er 22,7. Innenfor området administrasjon har skadefrekvensen variert fra 4,1 i 1992 til 11,5 i 1998. I 2000 steg den til 14,4. Denne stigningen har fortsatt og skadefrekvensen er 18,5 for 2001.

I forbindelse med prosjektet "Utvikling i risikonivå på norsk sokkel" blir det gjort et arbeid for å identifisere alvorlige personskader. Resultatet vil, sammen med andre risikoindikatorer, bli presentert i en rapport fra prosjektet som ventes i april 2002.

2.8 ARBEIDSBETINGEDE SYKDOMMER

Forekomst av arbeidsbetingede sykdommer er en viktig indikator for 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 598 meldinger om arbeidsbetinget sykdom i 2001. Av disse gjaldt 107 operatør- og 491 entreprenøransatte. Dette er en nedgang i antall meldinger på 19,5 prosent fra 2000, og gir en meldefrekvens på 18,9 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 er redusert i forhold til året før, men svingninger av denne størrelsen må kunne forventes uten at dette skal tillegges for stor vekt. En stor del av disse svingningene skyldes variasjon i antallet meldinger av tilfeller med støyindusert hørselstap.

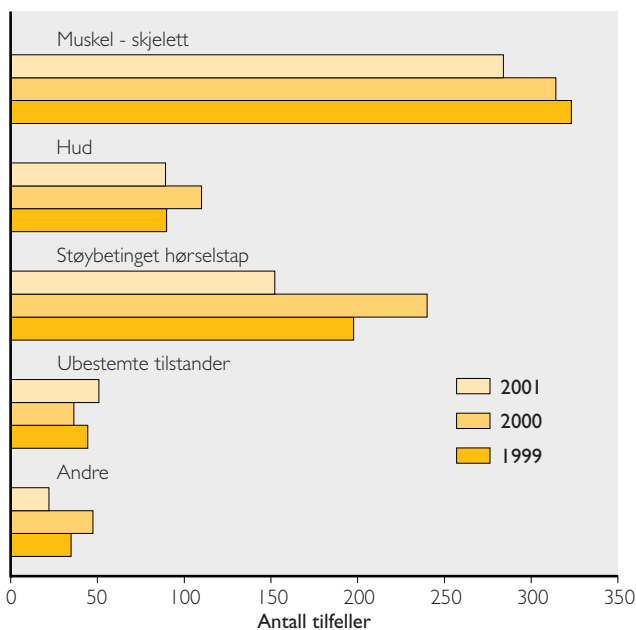
For å bidra til at selskapene fremdeles setter søkelys på arbeidsbetingede sykdommer og bruker innsamlede data i forebyggende arbeid, gjennomførte Oljedirektoratet tilsyn med melding og videre oppfølging av nye tilfeller både hos operatører og entreprenører i 2000 og 2001. Formålet med denne aktiviteten var blant annet å få til en mer ensartet meldepraksis fra selskapene. Tilsynsaktiviteten rettet seg først og fremst mot operatørens eget tilsyn med egne og underentreprenørers systemer på dette området. Direktoratet oppsummerte konklusjonene fra tilsynet i et brev til de

berørte selskapene i desember 2001. Det ble også utarbeidet en pressemelding som ble sendt ut i januar i 2002.

Dersom en ser bort fra hørselsskader på grunn av støy (146 tilfeller), blir frekvensen av andre sykdommer 14,3 tilfeller per million arbeidstimer. Dette er vesentlig høyere enn det som er blitt rapportert for landindustrien. Det er grunn til å tro at det fremdeles er en viss underrapportering, ettersom det fortsatt kommer få meldinger fra enkelte selskap med mange ansatte på sokkelen. Dette inntrykket ble også bekreftet av den ovenfor nevnte tilsynsaktiviteten.

Fra 1999 er formen på rapporteringen av arbeidsbetingede sykdommer i årsberetningen endret for bedre å få fram hovedtrekk i materialet og for å få et klarere samsvar med skader og arbeidsaktivitet. Figur 2.8.1 viser fordelingen av noen hovedgrupper av arbeidsbetingede sykdommer registrert i perioden 1999-2001. Støyindusert hørselstap er, som i de forrige årene, inkludert og skilt ut som egen gruppe. Dette skyldes at meldeplikten for denne typen sykdommer ble endret 1997 i samsvar med Arbeidstilsynets

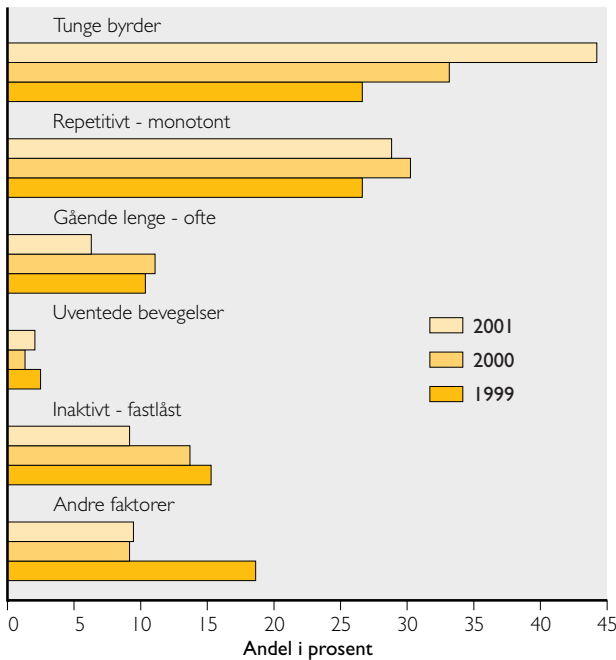
Figur 2.8.1
Diagnosegruppefordeling av arbeidsbetingede sykdommer 1999-2001



regelverk. Mens disse tilfellene tidligere skulle meldes summarisk skal de nå meldes enkeltvis. Dette vil gi bedre muligheter for oppfølging av enkelttilfeller. Det var en vesentlig reduksjon i antallet innmeldte tilfeller av støyindusert hørselstap fra 240 i 2000 til 146 i fjor. Store svingninger i meldefrekvens av støyindusert hørselstap de senere år og periodevis opphopning av innmeldinger tyder på mangel på gode rutiner i enkelte selskaper på dette området.

Som tidligere er muskel-skjelettlidelser (inkluderer lidelser i bindevev) dominerende. Denne typen benevnes vanligvis som belastningslidelser. Dette er ryggsykdommer, senebetennelser og ulike former for muskelsmerter. Antallet slike tilfeller gikk litt opp i forhold til året før, fra 43 prosent av meldte tilfeller i 2000 til 48 prosent i 2001. Den domine-

Figur 2.8.2
Eksponeeringsfaktorer - muskel-skjelettlidelser



rende andelen av muskel-skjelettlidelser understreker det anerkjente faktum at det er viktig å satse på forebyggende arbeid i forhold til denne typen tilstander. Ikke uventet er angitte årsaker til tilfellene i denne gruppen utpreget manuelt arbeid innenfor boring, vedlikehold og forpleining.

Eksponeeringen som er angitt som årsak til disse belastningslidelsene er oppsummert i figur 2.8.2. I denne figuren er det tatt med data for de tre siste årene.

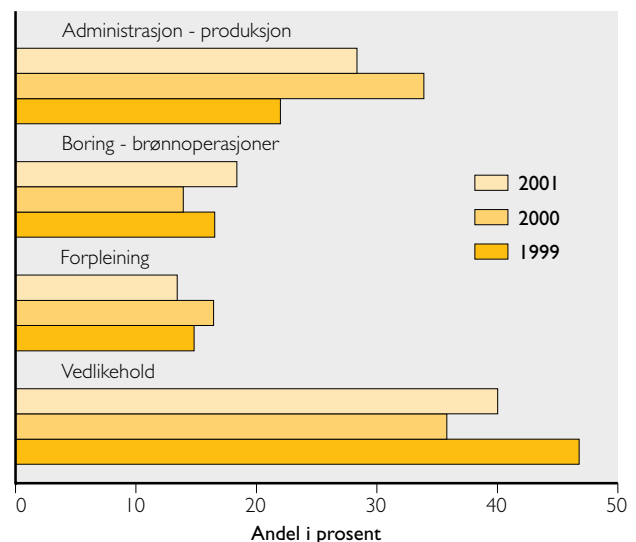
Av figuren framgår det at håndtering av tunge byrder og tunge løft var oppgitt som en av de to viktigste årsakene til sykdommer i muskel-skjelettsystemet i 2001, og denne årsaksandelen økte fra 33 prosent i 2000 til 44 prosent i 2001. Med økt mekanisering er det lite sannsynlig at dette skyldes tyngre manuelt arbeid generelt, men tallet understreker betydningen av god tilrettelegging av arbeidet. 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 slitasjeforandringer i kne og hofter som er tilskrevet mye gange på hardt underlag, er nesten halvert i forhold til året før, fra 11,0 til 6,3 prosent. Tunge løft, i tillegg til uventede bevegelser og inaktivt/fastlåst arbeid, kan gi ryggplager i form av lumbago/ischias. Andelen av de to sist nevnte av disse arbeidsmiljøfaktorene som årsak til ryggplager, er noe redusert i forhold til året før, fra 14,8 til 11,2 prosent. 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 faktorer", og var blant annet en viktig grunn til den observerte høye andelen av slike tilfeller i 1999. For 2001 var andelen tilfeller tilskrevet krypende/knestående arbeid, den samme som året før.

Hudlidelser er en annen stor diagnosegruppe. Antallet tilfeller i denne gruppen gikk litt ned, mens andelen tilfeller var uendret i forhold til året før. Over halvparten (59 prosent) av tilfellene er håndeksem som følge av kontakt med oljebasert boreslam. En del tilfeller er også tilskrevet andre organiske forbindelser, mens epoksy er angitt som årsak til fire tilfeller av kontakteksem (redusert fra 13 året før), samt ett tilfelle av generell allergisk reaksjon. Dette er en gledelig reduksjon i antall tilfeller. På grunn av den alvorlige karakteren av denne typen lidelser, er forebyggende arbeid på dette området særdeles viktig. I 2001 var det, som i 2000, ingen som anga at isocyanater var årsak til eksem, mens fire slike tilfeller ble meldt i 1998. Andre tilfeller i gruppen hudlidelser er antatt å skyldes uorganiske forbindelser som ulike metaller og brønnskjemikalier.

Ubestemte tilstander er ulike symptomer som skyldes eksponeering for uheldige arbeidsmiljøfaktorer, men som er vanskelige å klassifisere som sykdom. Her inngår også søvnforstyrrelser. Det synes åpenbart at mange får søvnforstyrrelser etter å ha arbeidet såkalt svingskift. Denne skiftordningen ble angitt som årsak til 35 tilfeller av søvnforstyrrelser mot 19 tilfeller i 2000. På tross av denne økningen i fjor, har antall tilfeller av denne typen gått ned de senere årene. Dette kan skyldes at flere selskaper har gått bort fra ordningen med svingskift. Imidlertid er forbruket av sovemedisiner høyt på innretningene til havs, noe som kan tyde på at det er en betydelig underrapportering av tilfeller av søvnvansker.

Diagnosegruppen "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 inn ett tilfelle av asbestbetenget lungesykdom, og to tilfeller av ondartet svulst som skyldes kjemisk eksponeering. I denne typen tilfeller ligger ofte den skadelige eksponeeringen noe tilbake i tid. Det ble i fjor ikke

Figur 2.8.3
Arbeidsbetingede sykdommer fordelt på stillingskategorier



registrert sykdomstilfeller der isocyanater ble angitt som årsak. Det forholdet at det samlet gjennom de senere årene er meldt 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 periodevis varierende oppmerksomhet rundt denne typen stoffer.

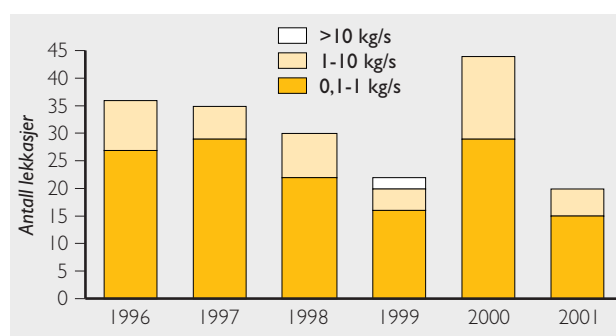
De stillingskategoriene som var utsatt for arbeidsbetingede sykdommer er angitt i figur 2.8.3. Arbeidstakere innenfor boring har vanligvis blitt betraktet som utsatt, men tatt i betraktning at denne funksjonen stod for 26,9 prosent av antall arbeidstimer, er andelen tilfeller vesentlig lavere enn det som kunne forventes. Denne andelen økte i forhold til året før, fra 14 prosent i 2000 til 18,3 prosent i 2001. Andelen meldinger for forpleiningsansatte er tradisjonelt høy i forhold til antall arbeidede timer. Dette var også tilfelle i 2001, der andelen var 13,4 prosent, mens andelen av arbeidstimer for denne gruppen utgjorde 9,6 prosent. I 2001 var antallet rapporterte tilfeller innenfor gruppen konstruksjon og vedlikehold litt høyere enn året før. Gruppen utførte 39,1 prosent av totalt antall arbeidstimer, og stod for 40,0 prosent av meldte sykdomstilfeller. Andelen tilfeller er dermed som forventet i forhold til antall timer eksponering. Andelen tilfeller i kategorien administrasjon og produksjon gikk ned fra 33,8 prosent i 2000 til 28,3 prosent i 2001. Administrasjon og produksjon er således overrepresentert i forhold til arbeidsvolumet på 24,4 prosent av totalt antall arbeidede timer. Svingninger i andel tilfeller i forhold til arbeidsvolum for denne gruppen de seinere år har i vesentlig grad sin bakgrunn i variasjon i innmeldingen av tilfeller av støybetinget hørselstap.

2.9 HYDROKARBONLEKKASJER, BRANNER OG BRANNTILLØP

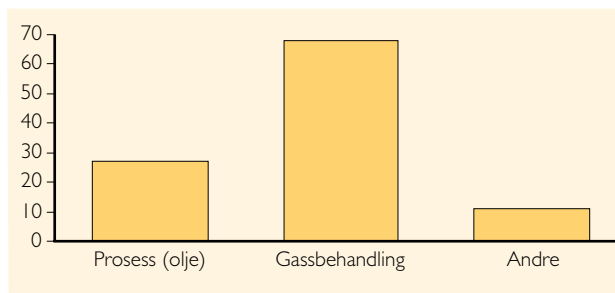
2.9.1 HYDROKARBONLEKKASJER

Figur 2.9.1 viser antall rapporterte hydrokarbonlekkasjer med størrelse anslått til mer enn 0,1 kg/s de siste fem årene. Disse lekkasjene inngår som en del av grunnlaget for beregning av risikonivået på sokkelen. Det siste året er det ingen

Figur 2.9.1
Hydrokarbonlekkasjer fordelt på størrelseskategorier 1996-2001



Figur 2.9.2
Områder på innretningen hvor hydrokarbonlekkasjene inntraff

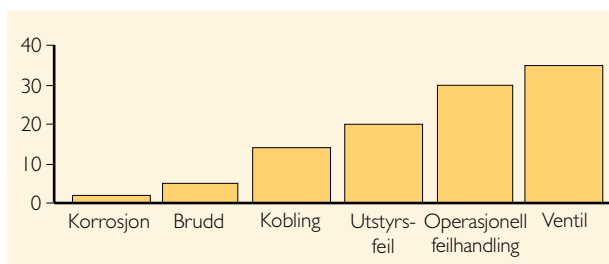


av lekkasjene som er karakterisert som 'store' ut fra en vurdering av alvorlighetsgrad. Størrelsen av lekkasjen inngår sammen med andre faktorer i vurdering av alvorlighetsgraden.

I 2001 ble det innrapportert totalt 106 tilfeller av hydrokarbonlekkasjer, som også omfatter mindre, utilsiktede utslipp av hydrokarbongass.

Figur 2.9.2 viser i hvilke områder på innretningen hydrokarbonlekkasjene inntraff. De fleste lekkasjene skjer i området for gassbehandling. Dette henger sammen med at det totalt sett blir produsert mer gass og at dermed blir installert mer utstyr for behandling av gass på innretningene.

Figur 2.9.3
Hovedtyper av feil som medfører hydrokarbonlekkasjer



Informasjon fra rapportene om lekkasjer viser at noe over halvparten blir oppdaget gjennom automatisk deteksjonsutstyr, mens de øvrige blir oppdaget av personell i det aktuelle området. Dette gjelder for det meste små lekkasjer fra ventiler og koblinger hvor mengden er for liten til å bli registrert av gassdetektorene.

Figur 2.9.3 viser at hovedtyper av feil som fører til lekkasjer som tidligere år er feil i ventiler og operasjonelle feil. En stor del av ventillekkasjene er relatert til sikkerhetsventiler, oftest knyttet til konstruksjonsmessige svakheter ved ventilene. Mange av de operasjonelle lekkasjene har sammenheng med mangelfull planlegging av arbeid og noen tilfeller med lekkasjer er uheldig utforming av utstyr og systemer.

2.9.2 BRANNER OG BRANNTILLØP

De siste årene har antall branner med middels risikopotensial holdt seg noenlunde stabilt. Det har ikke inntruffet brann

Tabell 2.9.1 Branner og branntilløp 1997 - 2001

År	Små	Middels	Store	Totalt
1997	22	2	1	25
1998	17	4	1	22
1999	38	4		42
2000	75	5		80
2001	26	5		31

som er klassifisert som stor siden 1998. Fem branner er vurdert som middels store ut fra varighet, mengde av røyk/flammer og beredskapsmessige forhold. Ingen av hendelsene medførte personskafer. De fleste av de registrerte brannene er gransket eller under granskning internt i de berørte selskapene. Tabell 2.9.1 viser antall rapporterte branner de siste fem årene, fordelt på størrelseskategorier.

To av de fem brannene som er klassifisert som middels, gjaldt brann i elektrisk utstyr, mens de øvrige tre skyldes at

Tabell 2.9.2 Årsaker til branner fordelt etter størrelse

Årsaker	Små	Middels	Totalt
Elektrisk	10	2	12
Selvantennelse	1		1
Sveising	1		1
Temperatur	12	3	15
Annet	2		2
Totalt	26	5	31

brennbar materiale kom i kontakt med varme flater. To av brannene berørte viktig sikkerhetsutstyr som brannpumper og nødtavle. I ett av tilfellene førte brann i et tavleskap til røykutvikling i kontrollrom, noe som ble vurdert som en alvorlig hendelse.

Innrapportering av små hendelser eller tilløp til branner har variert betydelig de siste årene. Slike hendelser, hvor det er registrert røyk, en liten flamme eller varmgang i utstyr, men uten at dette har medført noen fare for personell eller innretning, skal i henhold til det nye regelverket ikke lenger rapporteres til Oljedirektoratet.

Tabell 2.9.2 viser fordeling av årsakene til brannene. Varme flater og elektrisk feil på utstyr var de vanligste årsakene i 2001 slik det har vært tidligere.

De elektriske brannene skyldes forhold som:

- kortslutning i brytere, koblingsbokser eller tavle
- feil på elektrisk utstyr (transformator, generator og elektriske motorer)

Opplysninger i de innsendte rapportene kan tyde på at de bakenforliggende/virkelige årsakene til branner i elektrisk utstyr i stor grad har sammenheng med mangelfullt vedlikehold eller mangler/svakheter med utforming av utstyret.

Antennelse på varme flater har skjedd i forbindelse med:

- roterende utstyr (lager)
- turbin (eksoskanal)
- tørketrommel

De tilsvarende bakenforliggende/virkelige årsakene til branner forårsaket av varme flater er knyttet til vedlikehold av utstyr og feil i forbindelse med planlegging og utførelse av arbeid. En typisk hendelse er i denne sammenheng er personell som forlater brennbar materiale på eller i nærheten av varme flater.

2.10 SKADER PÅ BÆRENDE KONSTRUKSJONER OG RØRLEDNINGER

Oljedirektoratet får rapporter om skader på og hendelser i forbindelse med bærende konstruksjoner og rørledningssystemer. Disse blir samlet i databasen CODAM. For 2001 er det innrapportert 12 hendelser knyttet til bærende konstruksjoner og 13 knyttet til rørledningssystemer. Databasen inneholder nå data om til sammen 3370 hendelser knyttet til bærende konstruksjoner og 2384 knyttet til rørledningssystemer.

2.10.1 UNDERVANNSRØRLEDNINGER OG STIGERØR

Størstedelen av innmeldte skader og hendelser på rørledningssystemer er i kategoriene 'ubetydelig' og 'liten'. Dette er hendelser som ikke krever utbedring eller oppfølging i særlig grad. Hendelser i kategorien 'stor' omfatter for eksempel lekkasjer i rørledninger og stigerør, tilfeller av utknekking av rørledninger, samt utvendig og innvendig korrosjon, avhengig av skadeomfang og kritikalitet.

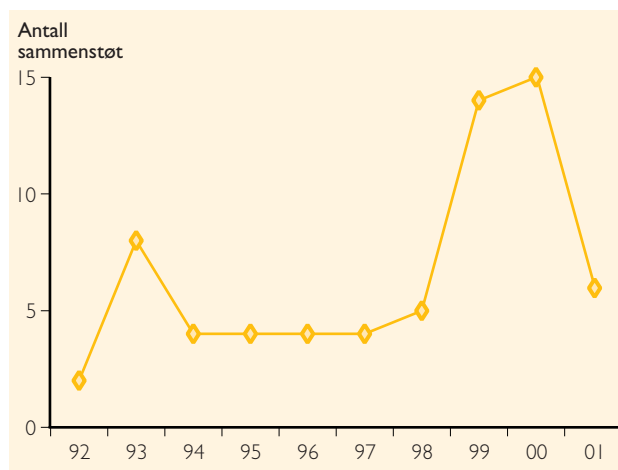
I 2001 inntraff tre hendelser og skader klassifisert som 'stor' knyttet til rørledninger og stigerør:

- Ved trykksetting med hydrokarbongass av et 10 tommer oljestrømningsrør, ble det observert gassbobler på sjøen om lag 350 meter fra innretningen. Lekkasjen fra ledningen skyldes brudd i en sveist flens i en rørforbindelse. Undersøkelser viste at sveisen sviktet på grunn av sprøbrudd.
- Det ble påvist en gasslekkasje fra et 12 tommer rørledningssystem mellom to innretninger. Hendelsen førte til produksjonsstans ved den ene innretningen og redusert produksjon fra den andre. Undersøkelsen viste at lekkasjen også i dette tilfellet skyldes sprøbrudd i en sveis på flensforbindelsen.
- På et 6 tommer fleksibelt stigerør for gassinjeksjon ble det påvist en sprekk i plastkappen ved om lag 10 meters vanddyp. Sprekken ble oppdaget på grunn av gassdeteksjon på innretningen. Stigerøret ble avstengt og senere skiftet ut.

2.10.2 BÆRENDE KONSTRUKSJONER

På samme måte som for rørledningssystemer er hoveddelen av innrapporterte skader og hendelser knyttet til bærende konstruksjoner i kategorien 'ubetydelig' og 'liten'. I 2001 er det ikke innrapportert hendelser klassifisert som 'stor'. De innrapporterte hendelser dreier seg i hovedsak om påviste sprekker i ballasttanker, oppsprekking av sveiseforbindelser mellom søyler og dekk, samt sprekker i kneplater for innfestning mellom brannvegger og prosessutstyr.

Figur 2.10.1
Sammenstøt mellom fartøy og innretning 1992-2001



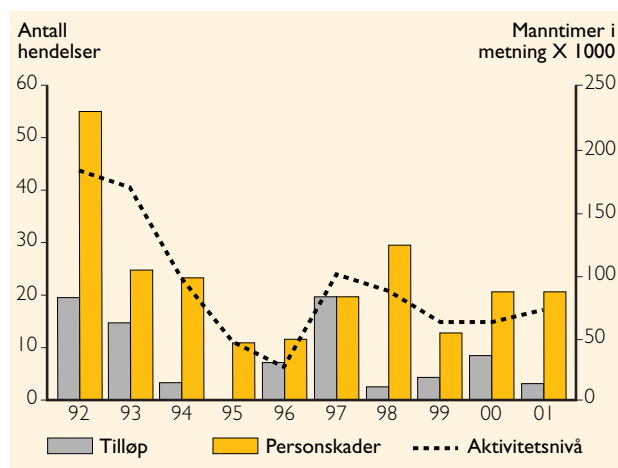
2.10.3 SAMMENSTØT MELLOM FARTØY OG INNRETNINGER

I 2001 er det innrapportert seks sammenstøt mellom fartøy og innretninger.

Sammenliknet med de foregående årene viste 2001 en markert nedgang og er igjen på nivå med gjennomsnittet før årene 1999 og 2000, se figur 2.10.1. En årsak til reduksjonen i antall sammenstøt synes å være det fokus som har vært på at slike hendelser skal unngås og tiltak som er truffet for å motvirke slike. I tre av sammenstøtene var flyttbare boreinnretninger involvert, én hendelse involverte en flytende produksjonsinnretning mens de to øvrige inntraff mellom fartøy og fast innretning.

Ved én av hendelsene ble understellet på en flyttbar produksjonsinnretning trykket inn 10-15 cm. I en annen hendelse oppstod skader på baugrekkverket på et fartøy etter sammenstøt med en flyttbar boreinnretning. De øvrige hendelsene medførte ikke skader av betydning verken på innretning eller fartøy.

Figur 2.11.1
Hendelser i forbindelse med metningsdykking



2.11 DYKKING

2.11.1 DYKKEAKTIVITET

I løpet av 2001 ble det foretatt 54 overflateorienterte dykk og 650 klokkeløp med til sammen ca. 73 000 manntimer i metning på norsk sokkel og på norske rørledninger på utenlandsk sokkel. Dette er en økning i omfanget av både overflateorientert dykking og metningsdykking sammenliknet med året før.

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

2.11.2 PERSONSKADER VED DYKKING

Figur 2.11.1 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, personskade 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 dødsulykke eller ulykke med alvorlig personskade.

Av figuren fremgår det at antall rapporterte personskader ved metningsdykking i 2001 er det samme som for året før, hvor aktivitetsnivået imidlertid var lavere. Av de 21 rapporterte personskadene ved metningsdykking i 2001 var ingen av alvorlig karakter. Flertallet av personskadene (18) var relatert til infeksjoner.

Det ble rapportert tre tilløp til ulykke i forbindelse med metningsdykking, hvorav alle er karakterisert som alvorlige. To av hendelsene dreide seg om brist i forsterkningskappen på forsyningsslangen (umbilical) til dykkelokken. Den tredje hendelsen gjaldt vanninntrenging i hjelmen til en dykker som befant seg i vannet utenfor dykkelokken.

2.11.3 OPPLÆRING AV DYKKERE

Det ble ikke utdannet metningsdykkere i Norge i 2001. I løpet av året har Norsk yrkesdykkerskole og Statens dykkerskole til sammen utdannet 93 dykkere som har fått utstedt sertifikat klasse 1.

2.11.4 FORSKNING OG UTVIKLING INNENFOR DYKKING

Oljedirektoratet har også i 2001 deltatt i styret og prosjektledelsen for et dykkerelatert forskningsprogram. Dette engasjementet bidrar til at direktoratets fagmiljø er løpende orientert om pågående FoU-aktiviteter på området.

I november 2001 ble det årlige dykkeseminalet gjennomført som et felles seminar for både utenskjærs og innen-skjærs dykking.

2.11.5 INTERNASJONALT SAMARBEID INNENFOR DYKKING

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

2.12 LØFTEINNRETNINGER OG LØFTEOPERASJONER

Det ble i 2001 rapportert 61 uønskede hendelser til Oljedirektoratet i forbindelse med løfteoperasjoner, mot 68 i 2000. Antall hendelser som medførte personskafe, økte imidlertid fra 9 i 2000 til 17 i 2001. Rapporteringsgrunnlaget omfatter alle typer løfteoperasjoner, også løfteoperasjoner i forbindelse med boring.

Ingen mistet livet i de ulykkene som inntraff i 2001. Begge de to dødsulykkene som har inntruffet innenfor Oljedirektoratets myndighetsområde de siste seks årene, skjedde imidlertid i forbindelse med løfteoperasjoner. Denne typen aktiviteter vil derfor fortsatt ha stor oppmerksomhet framover.

Rapportering av slike hendelser bidrar til Oljedirektoratets grunnlag for å vurdere hvilke områder som har et potensial for å bedre sikkerheten ved løfteoperasjoner. De viktigste områdene er:

- Operasjonelle prosedyrer - respekt for og etterlevelse av disse.
- Holdninger til og kunnskap om sikkerhet ved løfteoperasjoner.
- Bruk av erfaringer fra inntrufne ulykker og uønskede hendelser i systematisk arbeid for bedring av sikkerheten.
- Involvering av teknisk og operasjonell kompetanse i drift og vedlikehold av løfteinnretninger.

Oljedirektoratet har i tilsynsvirksomheten fulgt opp konklusjonene fra prosjektet "Årsakssammenhenger til hendelser ved løfteoperasjoner". Selskapene arbeider også videre med problemområdene som dette prosjektet avdekket, og Oljeindustriens Landsforening og Norges Rederiforbund koordinerer arbeidet gjennom "Samarbeid for sikkerhet".

2.13 BEREDSKAP

Terrorhandlingen mot USA 11. september 2001

Kort tid etter at det ble kjent at det var utført terrorhandlinger blant annet mot World Trade Center i New York, ble det etablert kontakt mellom Politiets Overvåkingstjeneste og Oljedirektoratet. Hensikten var å få etablert en informasjonskanal med hensyn til hvordan trusselbildet så ut for Norge generelt og petroleumsnæringen spesielt. I tillegg var det også viktig å motta informasjon hurtig dersom det skulle oppstå endringer i trusselbildet.

Det ble i tillegg etablert kontakt med de enkelte operatørselskaper og rederier. Disse utpekte navngitte kontaktpersoner for å sikre at viktig informasjon kunne videreformidles raskt dersom det skulle oppstå behov for å iverksette tiltak.

Det ble gjennomført møte med næringen for å identifisere eventuelle områder som kunne være særskilt sårbare for terrorhandlinger, særlig i forhold til virksomheten til havs. Det framkom at det kunne være behov for å se nærmere på sårbarheten av utskipingsbaser, spesielt sårbare. Det ble derfor nedsatt en gruppe som skulle vurdere basenes sårbarhet for terrorhandlinger, som videreføring av en kartlegging som var gjennomført tidligere. Gruppen avla sin rapport i januar 2002.

Videre iverksatte de enkelte operatørselskapene forskjellige tiltak for å sikre egen virksomhet. Tiltakene omfattet forhold som bedre kontroll av bygninger, strengere adgangskontroll, reiserestriksjoner mv.

Den særskilte, jevnlige kontakten mellom Oljedirektoratet, Politiets Overvåkingstjeneste, departementene og næringen for øvrig ble avsluttet i desember, da situasjonen hadde vært stabil i en tid.

3.1 OM VIRKSOMHETSOMRÅDET DATA, INFORMASJON OG KUNNSKAP

Oljedirektoratets mange aktiviteter og oppgaver tar utgangspunkt i et mangfoldig landskap av kompetanse og forvaltning av kunnskap. En sentral funksjon er vår rolle som data-, informasjons-, og kunnskapsbank. Vi har en unik posisjon ved at vi er det eneste organ med tilgang på alle viktige data fra kontinentalsokkelen. Oljedirektoratet ser på data og informasjon som en ressurs og som et sentralt råstoff i produksjonsprosessen. Den gjør det mulig for oss til enhver tid å ha en fullstendig oversikt over ressursene på norsk sokkel og kunne beskrive status for helse, miljø og sikkerhet, produksjon, kostnader, utslipp, inntekter og verdier med videre.

Rollen som nasjonal forvalter av data og informasjon knyttet til petroleumsvirksomheten, og fører av statens "grunnbok" for kontinentalsokkelen, skal vi ta vare på og videreutvikle. Dette gir et felles grunnlag for vurderinger og beslutninger for oss selv, for industri og andre myndigheter.

For data og informasjon som genereres i petroleumsvirksomheten skal Oljedirektoratet bidra til at disse på en effektiv måte blir lagret, kvalitetssikret og tilgjengeliggjort med tanke på verdiskaping og forbedring av ressursforvaltningen og sikkerhetsnivået på norsk sokkel.

Hele Oljedirektoratets virksomhet bygger på å omsette data og informasjon om naturgitte og menneskeskapt forhold på sokkelen til kunnskap. Denne kunnskapen forvaltes av Oljedirektoratets medarbeidere og blir kontinuerlig brukt i oppfølging av enkeltsaker og ved strategiske vurderinger med et mer langsiktig perspektiv. Det er også en sentral oppgave for Oljedirektoratet å bidra til god kommunikasjon på felles arenaer og i prosjekter for kunnskapsutvikling i samarbeid med næringen og forskningsinstitusjoner. Oljedirektoratet ser det som meget sentralt at viktige deler av kunnskapen også blir formidlet til andre brukere, offentligheten og media.

3.2 ARBEIDSOMRÅDER OG RESULTATER I 2001

Oljedirektoratet har i 2001 organisert data-, informasjons- og kunnskapsforvaltningen i ett eget produktområde med spesielt fokus på resultatmålet om å maksimere fakta-grunnlaget for beslutninger. Dette gjelder i alle faser av petroleumsvirksomheten og omfatter også fokus på å minimere kostnadene for datatilgang. Produktene under dette resultatmålet er en forutsetning for å løse Oljedirektoratets og departementenes mange oppgaver. Sluttproduktene knyttet til resultatmålene får selvfølgelig sitt uttrykk gjennom de to første kapitlene av årsberetningen. I det følgende er det i tillegg fokusert på en del sentrale oppgaver som er utført i 2001 i verdikjeden data- informasjon og kunnskapsriktige beslutninger. I tillegg er sentrale elementer i informasjonsformidlingen og sentrale samarbeidsorgan beskrevet.

Det er foretatt en omfattende gjennomgang av Oljedirektoratets letemodeller på norsk sokkel.

Nasjonale databaser for prospekter, funn og felt, ressursanslag og produksjon er i 2001 blitt videreutviklet og kontinuerlig oppdatert. Oljedirektoratet spiller en viktig rolle i forbindelse med kvalitetssikring av innrapporterte data til nasjonalbudsjettet

Det er gitt en egen ressursrapport for 2001, denne er produsert i et stort opplag og har ført til mange henvendelser og god dialog om næringens framtidige utsikter.

Ikke tolkede ressursdata fra noe over 300 letebrønner er på forespørsel blitt frigitt og en rekke studier av geologiske prøver er utført av industrien i Oljedirektoratets visningsrom – til sammen 176 besøksdager.

Oljedirektoratet har samlet og registrert data innenfor områdene personskader, arbeidsbetingete sykdommer, dykking, uønskede hendelser, gasslekkasjer, branntilløp, inspeksjonsstatistikk for rørledninger og konstruksjoner. Oljedirektoratet har bidratt til informasjonsspredning om skadedata på innretninger og oppdatert statistikk er gjort tilgjengelig på Oljedirektoratets internettside.

Oljedirektoratet har samordnet og automatisert prosesser i forbindelse med melding og rapportering av ulykkeshendelser og er i en konstruktiv dialog med næringen for å videreutvikle en modell for risikoutvikling. Dette arbeidet er nærmere beskrevet i årsberetningens kapittel 2.

Oljedirektoratets hjemmeside på Internett (www.npd.no) fikk i 2001 i gjennomsnitt 100000 treff per måned. Dette er omtrent dobbelt så mange treff som i 2000. Tilbakemeldingen fra næringen viser at det hentes mye informasjon fra Oljedirektoratets faktasider. Tilgjengeliggjøring av data om brønner og utvinningstillatelser har blitt meget godt mottatt av eksterne brukere. Det er gjort et tverrfaglig arbeid for å tilgjengeliggjøre kvalitetskontrollerte data fra noen av de mest interessante brønnene på norsk sokkel (Well Data Summary Sheet). Dette er et eksempel på døgnåpen forvaltning i praksis, og denne formidlingen av informasjon er mer effektiv enn besvarelser per telefon eller per brev.

Ukentlig oppdaterte kart over brønner og utvinningstillatelser legges ut på Oljedirektoratets hjemmeside.

Det er blitt utarbeidet og tatt i bruk registreringsskjema for nye brønner på Internett. 165 registreringer av nye brønner er foretatt.

Oljedirektoratet har utarbeidet et bedre system knyttet til pressemeldinger for letebrønner. Dette har medført at pressemeldingene blir mer konsistente og at eksterne brukere på Internett lettere får oversikt over meldingene.

Informasjonsflyten mellom direktoratet og næringen beskrives i regelverket. I det nye regelverket som trådte i kraft 1. juli 2001 og 1. januar 2002 er det åpnet opp for elektronisk kommunikasjon mellom myndigheter og aktørene der dette er hensiktsmessig. De nye reglene på data og informasjonsområdet finnes i ressursforskriften på ressursforvaltningssområdet og i opplysningspliktforskriften for HMS-området.

Oljedirektoratet har som følge av dette etablert elektronisk arkiv og elektronisk distribusjon av saksdokumenter.

Oljedirektoratet har bidratt til Olje- og energidepartementets faktahefte og sender rapporter for petroleumsaktiviteten på sokkelen til Olje- og energidepartementet på ukesbasis og til Statistisk sentralbyrå på månedsbasis.

I St. meld. Nr 39 (1999-2000) ble det åpnet for at selskapene kunne be om forhåndsvurdering av en eventuell rolle som operatør og/eller rettighetshaver på sokkelen uten å ha avtalt kjøp av andeler i en utvinningstillatelse. Oljedirektoratet har i 2001 vurdert 11 selskaper som følge av denne ordningen.

Oljedirektoratet har stått sentralt i håndteringen av dataflyten i prosessen med salg av SDØE-andelene, opprettelsen av Petoro og i arbeidet med årlig Nordsjørunde og ny tildelingsrunde.

Oljedirektoratet har jobbet aktivt med base for daglige boreoperasjoner (CDRS) – spesielt med strategier knyttet til eierforhold og salg av programvare.

Sokkelregelverket er fra 1.1.2002 gratis tilgjengelig i elektronisk format fra Oljedirektoratets hjemmeside. Det er blitt lagt ned et stort arbeid for å få regelverket samlet og tilgjengeliggjort.

Oljedirektoratet har rolle som observatør i bransjenettet SOIL.

Informasjonsvirksomheten i Oljedirektoratet var i 2001 preget av omorganisering. Ulike modeller for intern og ekstern informasjonsformidling ble testet ut. Som følge av dette, er det etablert tre redaksjonelt arbeidende lag; D-Samfunnskontakt, D-Sokkelpublikasjoner og D-Nettinfo. Disse har samlet ansvar for utvelgelse, prioritering og/eller bearbeidelse av informasjonen til eksterne brukere.

Som en del av omleggingen, har Oljedirektoratet besluttet å styrke satsingen på Internett, og en omfattende videreutvikling av nettstedet og innholdet der er igangsatt. Antall trykte publikasjoner er samtidig redusert. Hovedpublikasjonene er årsberetning, alternering mellom ressurs- og HMS-rapport annethvert år samt fire utgaver av Oljedirektoratets kvartalsvise tidsskrift, Sokkelspeilet. En kort presentasjon av Oljedirektoratets trykte publikasjoner fins på www.npd.no

Norsk sokkel 2001, Årsberetningen, er en sentral utgivelse for Oljedirektoratet. Publikasjonen er det offisielle standardregnskapet for aktiviteten på norsk kontinental-sokkel. Dokumentet suppleres nå av tabeller og oversikter på Oljedirektoratets nettsider.

Den trykte utgaven av Årsberetningen kom ut i norsk versjon i mai 2001. Den engelske utgaven var ferdigstilt i juni. Begge gis ut gratis.

2001 var fjerde årgang for Sokkelspeilet, som ble utgitt i mars, juni, september og desember. Sokkelspeilets mål er å belyse aktiviteten på norsk sokkel, hovedtrekkene som til enhver tid preger norsk olje- og gassindustri og Oljedirektoratets rolle som forvaltningsorgan. Dette gjøres ved å analysere bakgrunn, ringvirkninger, sammenhenger og utfordringer i og for næringen. Målgruppene er norske og utenlandske myndigheter, oljeselskaper, næringslivet for øvrig, politikere, utdanningsinstitusjoner, fagforeninger, presse og samfunnet generelt.

Tidsskriftet kommer parallelt ut på engelsk under nav-

net Norwegian Petroleum Diary. Begge versjoner fins i både trykt og elektronisk utgave, og samlet opplag for trykt versjon er på 9 000 eksemplarer. Abonnementet er gratis.

I 2001 sendte Oljedirektoratet ut 50 pressemeldinger. De fleste omhandlet avsluttede letebrønner og månedlige produksjonstall for sokkelen. Det ble også arrangert flere pressekonferanser og pressearrangementer.

Oljedirektoratets trykte versjon av kontinentalsokkelkartet er svært etterspurt. Kartet ble sendt ut i juni 2001 med oversikt over alle utvinningstillatelsene på norsk sokkel per samme tidspunkt.

Den nordiske referansedatabasen OIL hadde ca. 30.000 oppslag siste år. Det var i snitt ca. 2500 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: <http://www.npd.no/oil>.

17 publikasjoner er gjort tilgjengelig i fulltekst via Oljedirektoratets hjemmeside: http://www.npd.no/engelsk/infoserv/publ/con_publ.htm

Ved årets slutt inneholdt Publikasjonslisten 177 publikasjoner, av disse var ti nye.

915 søknader om dokumentinnsyn etter offentlighetsloven er effektivert, det vil si innsyn i ca. 2200 saksdokumenter. Dette er en økning på ti prosent fra fjoråret. Direktoratets offentlig postlister blir 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». Direktoratet tok ved årsskiftet i bruk full elektronisk arkiv.

Det interne, femårige prosjektet i elektronisk saksbehandling (EISak), som startet i 1999, skal være et virkemiddel til å videreutvikle Oljedirektoratet som en profesjonell organisasjon. I 2001 fortsatte arbeidet med å tilrettelegge for elektronisk saksbehandling både internt og mellom Oljedirektoratet og andre virksomheter. Oljedirektoratet tok i bruk nytt elektronisk arkivsystem for distribusjon av saksdokumenter internt, og verktøyet LicenseWeb for elektronisk samhandling med petroleumsnæringen.

3.3 PROSJEKTER

3.3.1 SAMARBEIDSPROSJEKTER

FORCE

FORCE («Forum for Reservoir Characterization, Reservoir Engineering and Exploration Technology Co-operation») er et samarbeidsforum knyttet til problemstillinger innenfor leting og økt oljeutvinning. FORCE startet i 1995. I 1998 ble forumet besluttet videreført til utgangen av 2001. Høsten 1999 ble FIND samarbeidsforumet slått sammen med FORCE. Høsten 2001 besluttet forumets medlemmer å videreføre FORCE for tre nye år.

Det er nå 22 medlemmer i FORCE inkludert Oljedirektoratet og Norges Forskningsråd. Alle medlemmene er repre-

sentert i styret, der formannsvervet har ligget hos Statoil inntil utgangen av 2001. 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 forskningsinstitusjoner 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 lete-teknologi. 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 har vært avholdt flere seminarer og workshops i 2001 og det arbeides med konkrete prosjektforslag. Følgende seminarer/workshops er arrangert i 2001:

- Offshore Norway Tidal Environments – Core Workshop
- Basics of statistics and uncertainty and applications in resource evaluation and risking.
- Multiphase Upscaling
- Key Uncertainties from Seismic to Geomodelling
- Deep Marine – Core Workshop
- Chlorite coatings in Siliciclastic Reservoirs
- Value of Smart Wells
- Imaging of Sub-basalt areas using long offset seismic data.

Totalt 2561 personer har deltatt på FORCE seminarer/workshops siden 1995. Av disse deltok 780 i 2001.

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 Oljedi-

rektoratet som medlemmer. Olje- og energidepartementet og Oljeindustriens Landsforening er observatører i forumet. Forumet er organisert med et styre bestående av representanter fra alle medlemmene. Formannsvervet innehas nå av Oljedirektoratet. Sekretariatet ligger i Oljedirektoratet.

Hovedmålsettingen til FUN er å utvikle bedre praksis og metoder når det gjelder estimering av hydrokarbon-ressurser, prognosering av fremtidig produksjon med tilhørende utslipp, usikkerhetsvurderinger og beslutningsprosesser. Det er opprettet to arbeidsgrupper. Arbeidsgruppe én skal fokusere på bedre informasjons- og rapporteringsrutiner mellom selskapene og mellom selskapene og myndighetene. Arbeidsgruppe én skal også være forumet for endringer i forbindelse med rapporteringen til nasjonalbudsjettet. Arbeidsgruppe to 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 to er det to nettverk: “Reservoir EXploration - REX”, og “Systematic Treatment of Uncertainty for Decision Making -STUD”.

I forbindelse med nasjonalbudsjett rapporteringen i 2001 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 oljeselskaper, Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet er med i prosjektet. Representanter fra selskapenes kontor i Norge samt en del hovedkontor for utenlandske selskaper ble intervjuet. I tillegg ble representantene fra ulike lands myndigheter intervjuet. Fase to av prosjektet startet i 2001 med 13 oljeselskaper 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 Management-seminar 15.11.2001: “Gas and Oil Resource Management in a Deregulating Gas Market”.

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, ressusestimater for forekomster, profil-samlinger, transport og utnyttelsesanlegg, deler av transport og utnyttelsesanlegg, prospekter og prospektestimater.

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 Corporation) 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 (Diskosdatabasen) for petroleumstekniske data. Prosjektet omfatter nå 16 oljeselskaper samt Oljedirektoratet som er knyttet sammen i et høyhastighets elektronisk nettverk. Diskosdatabasen inneholder det meste av prosessert 2D og 3D seismikk fra den norske sokkelen i tillegg til all navigasjons- og hastighetsdata. Diskosdatabasen inneholder, i tillegg til seismiske data, kvalitetskontrollerte brønndata og produksjonsdata. I tillegg har databasen funksjonalitet til å administrere databytte mellom oljeselskapene gjennom PetroBank Trade-modulen. Statoil-Trade var ansvarlig for databytte inntil 31.12.2001. Fra 2002 overtok Oljeindustriens Landsforening denne oppgaven.

Datatilgjengeligheten reguleres gjennom de regler og avtaler for bruksrett som er inngått mellom partene eller som er nedfelt i petroleumsloven. Et omfattende rettighetssystem i Diskosdatabasen hindrer ikke- autoriserte sluttbrukere adgang til fortrolige data. Programvaren PetroBank® brukes til forvaltning av data i Diskosdatabasene. PetroBank® ble utviklet av IBM gjennom Diskos-prosjektet mens videreutvikling er nå overtatt av Landmark Graphics. PetroBank® er POSC (Petrotechnical Open Software Corporation) kompatibel, det vil si en åpen løsning som kommuniserer med ulike sluttbrukerteknologier. Programvaren oppgraderes fortløpende med ny funksjonalitet for alle datatypene.

I 2001 fortsatte arbeid med å laste alle historiske brønn-data fra norsk sokkel inn i databasen. Diskosgruppen har i tillegg forhandlet frem en ny forretningsmodell for post-stack seismic data som vil tre i kraft fra 2002. Målet er også å lagre alle relevante prosesserte versjoner av post-stack seismic data.

Oljedirektoratet leverer ukentlig kvalitetskontrollerte administrative data til databasen. Dette gjelder utvinningstillatelser, blokker, felt, seismisk navigasjon, brønnlokasjoner, rørledninger etc. Databasen inneholder nå ca. 50 TerraByte data.

Det vises stor interesse for den norske Diskos-løsningen fra andre land og prosjektledelsen har bidratt med

erfaringsstøtte 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 i Stavanger.

3.3.2 DELTAKELSE I FORSKNINGS- OG TEKNOLOGIUTVIKLINGSPROGRAM

Oljedirektoratet har i 2001 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. Arbeidet ble avsluttet med en rapport i februar 2001. Programmet videreføres med nytt styre og sekretariat som ble opprettet henholdsvis sommeren og høsten 2001. Oljedirektoratet er representert i styret.

Olje og gass/Offshore 2010

Forskningsprogrammet Olje og gass, startet høsten 2001 og omfatter brukerstyrte innovasjonsprosjekter for utvikling av nye løsninger, prosesser og produkter innen olje og gassvirksomheten. Programmet organiseres av Industri- og energiområdet (IE) i Norges forskningsråd. Oljedirektoratet deltar i styret for Olje og gass. Dette programmet erstatter det tidligere forskningsprogrammet **Offshore 2010**, som ble avsluttet våren 2001, hvor Oljedirektoratet også deltok i styrearbeidet. Styret for Offshore 2010 fikk blant annet utarbeidet en rapport for kvantifisering av verdipotensialet ved ytterligere forskning innen petroleumsvirksomheten. Denne rapporten, VERTEKS-rapporten, har dannet grunnlaget for mye av det videre arbeid, diskusjon og argumentasjon, blant annet i OG21, for å prioritere mer statlig midler til petroleumsforskning i Norge.

Petroforsk

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

CORD

CORD er et forum der oljeindustrien og forskningsmiljøene møtes for å drøfte, definere og initiere kostnadseffektiv

produksjonsutvikling gjennom samarbeid i FoU-prosjekter. Norges Forskningsråd 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 petroleumindustrien og annen industri. Det faglige ansvar er lagt til Høgskolen i Stavanger (HiS). Oljedirektoratet deltar i det faglige rådet for stiftelsen.

DEMO 2000

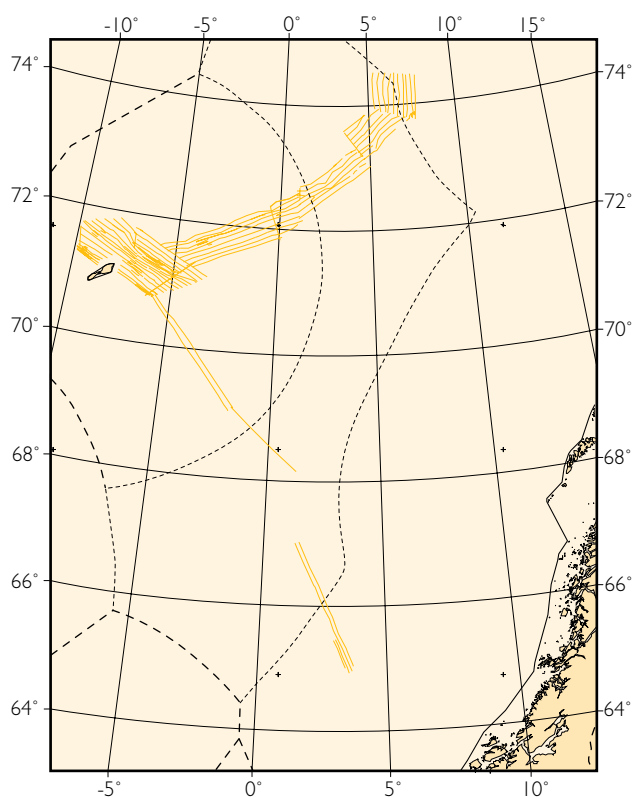
Prosjektrettet teknologiutvikling i petroleumsektoren ble igangsatt ved en bevilgning fra Olje- og energidepartementet i 1999. Oljedirektoratet er observatør i styret for DEMO 2000.

3.3.3 ANDRE PROSJEKTER

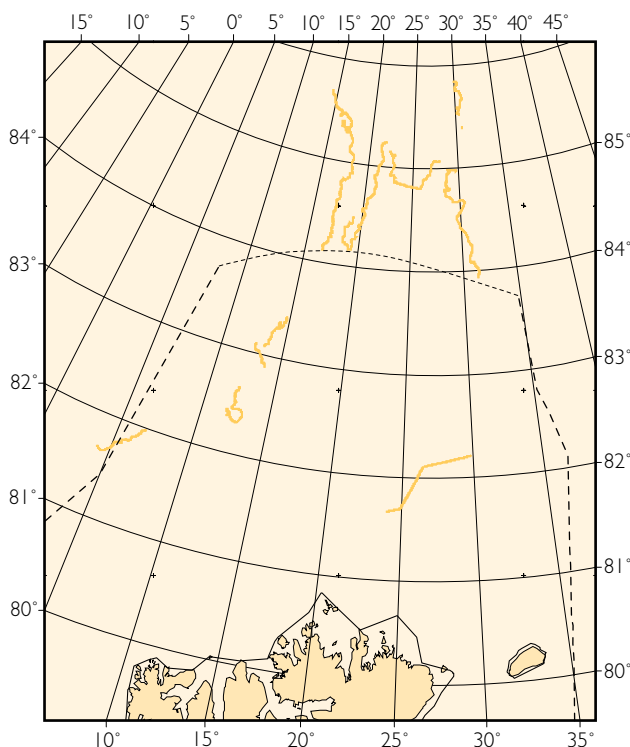
Oljedirektoratets kartlegging av norsk kontinental-sokkels yttergrenser

FNs havrettskonvensjon gir kyststatene rett til å trekke yttergrensen for kontinental-sokkelen ut over den eksklusive

Figur 3.1.1
Multistråleekkolodd dekning



Figur 3.1.2
Seismisk dekning



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 2001 ble det i denne sammenheng gjennomført innsamling og prosessering av bathymetriske (vanddyp)- og seismiske data i henholdsvis Norskehavet og Polhavet, se figurene 3.1.1 og 3.1.2.

De bathymetriske målingene ble gjennomført ved hjelp av multistråle ekkolodd. 60 500 kvadratkilometer ble dekket med slike data, med hovedfokus langs Mohnsryggen nordøst for Jan Mayen (totalt er 271 500 kvadratkilometer dekket med slike data de tre siste årene).

Flerkanals refleksjonsseismiske data, og sonarbøyer (refraksjonsseismikk) ble samlet inn i Polhavet, hovedsakelig i isdekkede områder: Totalt ble det samlet inn 1160 km flerkanals refleksjonsseismikk og 51 sonarbøyer. Undersøkelsene ble gjennomført ved hjelp av den svenske isbryteren Oden. Innsamlingen av dataene ble gjort i samarbeid med Institutt for den faste jords fysikk, Universitetet i Bergen, som var teknisk ansvarlig for arbeidet, assistert av Institutt for geologi, Universitetet i Oslo.

4. Miljøtiltak i petroleumsvirksomheten

4.1 HENSynet TIL MILJØET

Hensynet til det ytre miljøet har fått en sentral plass i utformingen av petroleumsvirksomheten og energipolitikken. Det ytre miljø ivaretas som en integrert del av arbeidet med å forvalte de norske petroleumsvirksomhetene 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.

4.2 MYNDIGHETER OG RAMMER

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

Petroleumsvirksomhetsloven 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.

Oljedirektoratet har i samarbeid med Statens forurensningstilsyn og Statens Helsetilsyn i 2001 ferdigstilt arbeidet med å revidere regelverket på området sikkerhet, arbeidsmiljø, helse og ytre miljø. De nye forskriftene trådte i kraft 1.1.2002 og blir håndhevet av de tre myndighetene i fellesskap.

4.3 TILSYN MED AKTIVITETENE

Sikkerhetsbegrepet, slik det anvendes i petroleumsvirksomheten, omfatter også sikkerhet mot forurensning. Tilsyn med miljøtiltak og miljørelaterte aktiviteter er en integrert del av Oljedirektoratets tilsynsvirksomhet. 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.

I tilsynet med leteboring i miljøfølsomme områder har Oljedirektoratet særlig sett på forebyggende tiltak som operatørene setter i verk. Direktoratet har videre fulgt opp operatørenes 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.

4.4 DET YTRE MILJØET

Når Oljedirektoratet vurderer regionale konsekvens-

utredninger, 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 2001 har Oljedirektoratet behandlet og gitt anbefalinger til ni nye felt- og rørutbygginger. Mulighetene for å iverksette ulike miljøtiltak stod sentralt i direktoratets vurdering av disse planene. I samarbeid med Statens forurensningstilsyn har Oljedirektoratet gjennomført miljøtilsyn rettet mot utbyggingen av Kristinfeltet.

Oljedirektoratet har sammen med Olje- og energidepartementet også i 2001 utarbeidet en publikasjon som gir oversikt over miljøaspektene på norsk sokkel: "Miljø 2001. Petroleumsvirksomheten i Norge".

Samarbeidet mellom myndighetene og industrien som skjedde i MILJØSOK-regi, har i 2001 blitt videreført i Miljøforum. Det første møtet i Miljøforum fant sted høsten 2001.

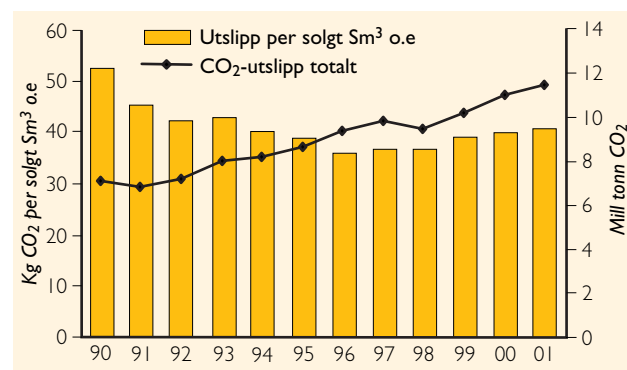
Innenfor det internasjonale samarbeidet under Oslo- og Pariskonvensjonen (OSPAR) forsøker deltakerlandene blant annet å komme fram til felles standarder og mål for å redusere utslippene til sjø. Sammen med andre norske myndigheter har Oljedirektoratet bidratt i dette arbeidet som i 2001 resulterte i vedtak om reduserte utslipp av olje i produsert vann innen 2006.

Oljedirektoratet har i samarbeid med en rekke operatører startet en vurdering av potensialet for bruk av CO₂ til injeksjon i oljefelt for økt utvinning. Arbeidet konsentreres i første omgang til feltene Brage, Ekofisk og Gullfaks. Basert på resultater av dette arbeidet vil Oljedirektoratet kartlegge potensialet for økt oljeutvinning fra CO₂-injeksjon på norsk kontinentalsokkel.

4.5 UTSLIPP FRA VIRKSOMHETEN PÅ SOKKELEN

De viktigste utslippene til luft fra virksomheten på sokkelen er CO₂, NO_x og flyktige organiske forbindelser (nmVOC og metan). I tillegg kommer utslipp av kjemikalier, olje og andre organiske komponenter til sjø. Oljedirektoratet sammenstiller hvert år historiske utslippsdata og utarbeider utslippsprognoser fra virksomheten med hovedvekt på utslipp til luft og produsert vann. Disse utslippsdataene er et viktig

Figur 4.1.1
CO₂-utslipp totalt, samt per solgt standardkubikkmeter oljeekvivalent



grunnlag for å vurdere virkemidler, slik at nasjonale og internasjonale forpliktelser kan følges opp på en kostnads-effektiv måte. For oppdaterte utslippstrender vises det til Olje- og energidepartementets hjemmesider på Internett og publikasjonen ”Miljø 2002. Petroleumssektoren i Norge”.

Utslipp av karbondioksid (CO₂)

Foreløpige tall fra Oljedirektoratet viser at de totale CO₂-utslippene fra sokkelen økte fra 11,1 til 11,5 mill tonn fra 2000 til 2001. Avgiftsbelagte CO₂-utslipp, som består av utslipp fra produksjonsinnretningene, utgjorde om lag 89 prosent av de totale utslippene fra sokkelen i 2001. De resterende 11 prosent fordeler seg på utslipp fra gassterminaler (to prosent), flyttbare boreinnretninger (tre prosent) og fra prosessutslipp (seks prosent).

Økte totalutslipp betyr ikke at forbedringer på miljøsidene har vært fraværende. Forbedringene i energiutnyttelsen og reduksjonen i faklingen har imidlertid ikke vært store nok til å veie opp for økningen i energiforbruket som høyere aktivitet har bidratt til. En indikasjon på at aktiviteten er blitt mer effektiv, er at utslippene per solgt enhet petroleum øker mindre enn økningen i de totale utslippene. Mens de totale CO₂-utslippene fra sokkelen økte med 4,5 prosent fra 2000 til 2001 økte utslippene per solgt enhet petroleum kun med én prosent, som vist i figur 4.1.1.

Utslippskildene fra produksjonsinnretningene i 2001 framgår av tabell 4.1.1, der naturgass til brensel viser en økning, mens volum faklet gass viser en nedgang sammenliknet med tilsvarende tall fra 2000.

Tabell 4.1.1 Avgiftsbelagte CO₂-utslipp fordelt på kilder 2001

Utslippskilde	Prosentandel 2001	Prosentandel 2000
Naturgass til brensel	82	78
Naturgass til fakkel	13	17
Diesel til brensel	5	5
Sum	100	100

Arbeidet med nitrogenoksider (NO_x)

I driftsfasen er utslipp av NO_x foreløpig ikke regulert på kontinentalsokkelen utover eventuelle vilkår i forbindelse med behandlingen av PUD. I 1999 underskrev Norge den internasjonale protokollen, Gøteborgprotokollen, som blant annet setter krav om reduksjon av nasjonale NO_x-utslipp tilsvarende 29 prosent reduksjon i 2010 sammenliknet med 1990-nivået. Oljedirektoratet iverksatte og ledet i 2001 en arbeidsgruppe som utredet tiltak og kostnader forbundet med å redusere utslippene av NO_x fra produksjonsinnretningene på sokkelen. Rapporten fra arbeidet viser at det finnes ulike teknologier for å redusere utslippene, men at kostnadene generelt er høye og varierer betydelig fra innretning til innretning. For å bidra til at de mest kostnads-effektive tiltakene blir iverksatt, gjorde Oljedirektoratet i 2001 en forstudie som evaluerte mulighetene rundt et kvotesystem for NO_x-utslipp på sokkelen som et mulig virkemiddel. Rapporten har vært et sentralt bidrag i departementenes prosess for videre utforming av en effektiv regulering av NO_x-utslippene.

Arbeidet med flyktige organiske forbindelser (nmVOC)

Oljedirektoratet har i 2001 bidratt i myndighetenes endelige utforming av utslippstillatelser for å redusere utslippene av oljedamp (nmVOC) fra lagring og lasting av olje på sokkelen.

Produsert vann

Foreløpige tall viser at vannproduksjonen på norsk sokkel i 2001 var 18 prosent høyere enn året før, mens utslippene av produsert vann økte med 11 prosent i samme tidsrom. Som figur 4.1.2 viser, forventes vannproduksjonen å øke til i 2012, men en stadig større andel av det produserte vannet blir reinjisert.

Det har i 2001 vært en positiv utvikling i bruk av bedre rensemetoder for produsert vann som slippes ut til sjø.

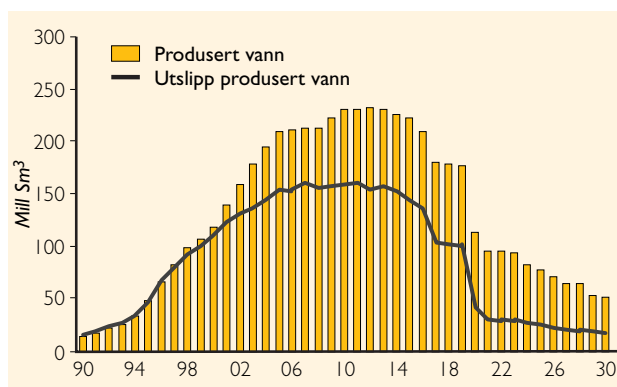
Direktoratet har samarbeidet med andre myndigheter og industrien om gjennomføring av nullutslippsfilosofien.

4.6 GRØNN STAT - GRØNT OD

Oljedirektoratet deltok i 1998-2001 i pilotprosjektet Grønn Stat som ble startet av Miljøverndepartementet og Arbeids- og administrasjonsdepartementet. Prosjektets overordnede målsetting har vært å redusere ressursforbruket og miljøbelastningen i offentlig forvaltning. Gjennom prosjektet ønsket en å vinne erfaringer med integrering av miljøhensyn i ti statlige virksomheter. Erfaringene, som i stor grad er dokumentert på nettstedet www.miljo.no/gronnstat/, har dannet grunnlag for beslutningen om videreføring av Grønn Stat til andre offentlige etater og virksomheter i 2002.

På bakgrunn av en handlingsplan gjennomførte Oljedirektoratet flere miljøtiltak i løpet av prosjektperioden. Disse er dokumentert i en erfaringsrapport som kan fås ved henvendelse til Oljedirektoratet. Miljørapporten for Oljedirektoratets interne drift for året 2000 ble utgitt i mai 2001 og viste at det ble oppnådd miljøeffektivisering i prosjektperioden, og at flere av tiltakene dessuten har ført til økonomiske innsparinger i direktoratet. Iverksatte tiltak er eksempelvis anvendelse av videokonferanser og energieffektiverende tiltak i Oljedirektoratets bygningsmasse.

Figur 4.1.2 Historisk og prognosert vannproduksjon og utslipp



5.1 SAMARBEID MED NORAD

Oljedirektoratets bistandsarbeid i 2001, som ble finansiert av NORAD, omfattet ca. seks årsverk. Hoveddelen av bistandsarbeidet har vært rettet mot følgende samarbeidsland: Angola, Namibia, 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).

For de fleste prosjekter er det inngått en institusjonell samarbeidsavtale med søsterorganisasjoner i sør som åpner for assistanse innenfor en omfattende del av Oljedirektoratets virksomhetsområde både faglig og administrativt. Opplæring og etablering av juridisk rammeverk for petroleumsvirksomhet er sentrale elementer i alle prosjekter.

Oljedirektoratet assisterer også NORAD i forbindelse med utarbeidelse av nye landstrategier, evaluering av nye prosjektforslag og samarbeider med andre statlige institusjoner (Norgesaksen) om gjennomføring av denne type prosjekter. For tiden vurderes et fremtidig samarbeid med Nigeria og Øst Timor.

Angola (Ministry of Petroleum - MINPET)

Dette er et samarbeidsprogram over tre år som ble startet høsten 2000. En rådgiver fra Oljedirektoratet har bistått MINPET i deres arbeid og har assistert ved gjennomføringen av programmet. Hovedaktiviteten har vært rettet mot assistanse til utvikling av regelverk innen HMS-området og innen ressursforvaltning. En rekke delegasjoner fra Angola har besøkt Norge for å diskutere erfaringer, blant annet vedrørende makroøkonomisk styring av sektoren og vedrørende økt nasjonal deltakelse i petroleumsvirksomheten.

Namibia (Ministry of Mines and Energy - MME)

Hovedaktiviteten i MME er rettet mot tilrettelegging av fremtidig utbygging av landets betydelige gassressurser. Shell arbeider aktivt med planer om å bygge ut et stort offshore gassfelt, Kudu. Under programmet ble det sist år også ytet assistanse til utvikling av lov og regelverk for utbygging og produksjon av naturgass. Sist års arbeidsprogram har også omfattet videre opplæring i tilsynsmetodikk og assistanse i forbindelse med promotering av letevirksomhet. Oljedirektoratet har en utstasjonert rådgiver hos MME i Winhoek.

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 som ble startet våren 1999 ble i hovedsak fullført i år 2001. En fase to er besluttet gjennomført med i hovedsak samme innretning som fase en.

SADC

Det er etablert et begrenset samarbeid med Southern African Development Community (SADC) for å assistere i prosessen med å omforme SADC TAU (Energy Sector: Technical and Administrative Unit, Luanda) til en energikommisjon. Den endelige form for kommisjonens arbeid er ikke besluttet og det er mulig at noen av funksjonene flyttes til SADC-hovedkvarteret i Gaborone.

Mosambik (National Directorate for Coal and Hydrocarbons - NDCH)

NDCH har fått støtte til å fullføre arbeidet med regelverk for petroleumsektoren under den nye petroleumsløven. Videre har Oljedirektoratet assistert ved behandling av utbyggingsplan for gassfeltene Pande og Temane og tilhørende transportsystem for gass til Secunda i Sør Afrika (ca. 700 km). Planene ble i slutten av året vedtatt av Parlamentet i Maputo. Konsulenter har assistert ved forhandlinger med Sasol/ENH som skal gjennomføre prosjektet. Det nasjonale data arkiv for petroleumsektoren er i full drift og installasjon av interaktive tolkningsstasjoner forberedes. Det er videre gitt betydelig opplæring til NDCH i ressursplanlegging og tilsynsvirksomhet. Programmet er besluttet videreført for nye fire år.

Oljedirektoratet har også assistert Empresa Nacional de Hidrocarbonetos (ENH), som er det nasjonale statsoljeselskapet, ved å skaffe konsulentstøtte til forhandlinger med Sasol om utbygging av gassfeltene.

Bangladesh

Oljedirektoratet har i en årrekke vært involvert i samarbeid med Bangladesh. De siste årene har samarbeidet blitt iverksatt gjennom Hydrocarbon Unit (HCU) under Ministry of Energy and Mineral Resources, som er Oljedirektoratets samarbeidende organisasjon. Hovedarbeidet i nåværende fase av prosjektet er rettet mot oppbygging av kompetanse innenfor ressurskartlegging, ressursevaluering og dataforvaltning. HCU har nylig lagt frem nye anslag for gassressurser som vil være av stor viktighet i forbindelse med vurdering av eventuell gasseksport fra Bangladesh.

Vietnam

Oljedirektoratet har inngått en ny avtale med Petrovietnam om fortsatt bistand vedrørende utvikling av sikkerhetsregelverk og opplæring innenfor sikkerhetsforvaltning. Statens forurensningstilsyn samarbeider med Oljedirektoratet og skal videreføre sitt miljøprosjekt sammen med Petrovietnam.

Det er forventet at beslutning om en videreføring av et tidligere prosjekt "Vietnam Total Resource Assessment" blir tatt tidlig 2002. Oljedirektoratet har assistert Petrovietnam i prosjektplanlegging.

Nicaragua (Instituto Nicaraguense de Energia - INE)

Prosjektet videreføres på lavt nivå og assistansen er rettet mot promotering av blokker for den første utlysningssrunden.

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. I slutten av året ble det klart at det foreslåtte nye programmet "Petroleum Policy and Management" skal gjennomføres som en fortsettelse av samarbeidet med CCOP.

Filippinene

På oppdrag fra NORAD assisterte Oljedirektoratet Department of Energy (DOE) Filippinene med utvelgelse av konsulent for prosjektet «Philippine Petroleum Resource Assessment». Prosjektet var ved årsskiftet nær fullføring. PETRAD har gjennomført et seminar "Management of Natural Gas pipelines" i Manila og Oljedirektoratet planlegger en viss assistanse til DOE i oppfølging av utbyggingsprosjekter.

5.2 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 1.1.1994.

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 ekskursjoner 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 kunnskapsformidler 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 2001 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 36 nasjoner.

Oljedirektoratet har i 2001 også bidratt ved gjennomføringen av følgende seminarer:

- «Management of Operations of Gas Pipeline Systems», Baku, Azerbaijan
- "Management of Operations of Gas Pipeline Systems", Manila, Philippines

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

5.3 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. Hensikten med møtene er i hovedsak å utveksle meninger og erfaringer fra respektiv virksomhet. Spesielt gjelder dette områder som dekker miljømessige problemstillinger, dataforvaltning, økt utvinning, utvikling av småfelt og samordning.

Oljedirektoratet har 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-, utbyggings- og driftsvirksomheten. For dansk sokkel er det Energistyrelsen som har tilsvarende ansvar.

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.

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.

Arrangementsansvaret går på omgang mellom de forskjellige landene. I 2001 ble arrangementet avholdt på Færøyene i forkant av den første borekampanjen i færøysk farvann.

Samarbeid med russiske myndigheter**Norsk - russisk forum**

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 2001 vært avholdt flere seminarer knyttet til dette samarbeidet, da i regi av det russiske Ministry of Energy.

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 12 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 2001 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. 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.

I 2001 har Oljedirektoratet også prioritert å delta på ulike arrangementer for å rekruttere ungdom til å ta utdanning innenfor petroleumsrelaterte fag. Dette som følge av at studentkullene innenfor tekniske og geologiske fag har avtatt dramatisk de senere årene samtidig som vi ser en aldning av arbeidstokken innenfor både land- og offshorebasert virksomhet innenfor petroleumssektoren. Dette gir myndighetene grunnlag for bekymring med tanke på de teknologiske utfordringer vi står foran i årene som kommer.

5.4 SAMARBEID INNENFOR HELSE-, MILJØ- OG SIKKERHETSFORVALTNING**5.4.1 INTERNASJONALE SAMARBEIDSORGANER**

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 faginstusjoner. De viktigste samarbeidspartnerne i 2001 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 for metoder for å dokumentere samsvar med nasjonale regelverkskrav. Denne arbeidsgruppen har norsk formann.

Under denne arbeidsgruppen har det vært nedsatt revisjonsgrupper bestående av representanter fra flere av medlemslandene, som første gang i 1999 gjennomførte felles revisjoner mot fem flyttbare boreinnretninger på de forskjellige deltakerlandenes sokler. Rapportene ble i 2000 forelagt de aktuelle rederne, og forumet mottok positive tilbakemeldinger på disse. Basert på erfaringene ble det besluttet å igangsette en ny internasjonal revisjon, som ble gjennomført i 2001. De samlede erfaringene fra slike felles revisjoner 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.

Den andre arbeidsgruppen, som har dansk formann, arbeider for å oppnå gjensidig aksept for kravene til sikkerhetsopplæring innenfor nordsjølandene. Tidligere er det oppnådd enighet mellom medlemslandene om hvilke elementer i opplæringsprogrammene som er gjensidig akseptable, og på hvilke områder det foreligger forskjellige krav. I 2001 har arbeidsgruppen vurdert 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, Storbritannia 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.

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, lovverk, teknologi, opplæringstilbud mm.

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/off-shore.

5.4.2 SAMARBEID MED RUSSISKE TILSYNSMYNDIGHETER - «BORISPROSJEKTET»

Samarbeidet med det russiske tilsynsorganet Gosgortekhnadzor fortsatte i 2001. De russiske myndighetene ønsker å bygge opp sin kompetanse på sikkerhetsstyring og tilsynsmetodikk. Gjennom seminarvirksomhet og gjennomføring av tilsyn etter norske prinsipper og metoder, får personell hos Gosgortekhnadzor innblikk i tilsynsmetodene som brukes på norsk sokkel.

Tilsynet i 2001 ble gjennomført på en del av rørledningen, kontrollrommet og tankanlegget til Caspian Pipeline Consortium ved Novorossisk på Svartehavskysten. Temaet for tilsynet var styring av sikkerheten ved denne delen av rørledningen, med spesielt fokus på i hvilken grad organisasjonen var klar til overgangen fra prosjekt- til driftsfase.

Representanter fra Oljedirektoratet deltok som rådgivere til de russiske myndighetsrepresentantene, og både det aktuelle selskapet og myndighetene ga uttrykk for positiv holdning til slikt samarbeid mellom russiske og utenlandske myndigheter.

6.1 VIRKSOMHETSPLAN

Den årlige virksomhetsplanen er utformet på grunnlag av krav og føringer fra overordnede departementer. Planen inneholder overordnet mål, resultatmål, resultatindikatorer og prioriterte oppgaver fra Olje- og energidepartementet og Arbeids- og administrasjonsdepartementet.

Nedenfor følger utdrag som viser Oljedirektoratets målstruktur:

Overordnet mål

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

Resultatmål

1. Maksimere kostnadseffektiv leting

- 1.1. Maksimere ressurstilvekst per letebrønn, funnrate, og tidsriktig leting
- 1.2. Minimere letekostnader per ressurstilvekst

2. Maksimere kostnadseffektiv uttak av petroleum

- 2.1. Maksimere utvinningsgraden på det enkelte felt og uttak av marginale ressurser
- 2.2. Minimere investeringskostnader per reserveenhet og driftskostnader per produsert enhet

3. Maksimere kostnadseffektiv utnyttelse av infrastruktur og samordning på tvers av tillatelsesgrenser

- 3.1. Maksimere utnyttelsesgrad av prosesskapasitet og transportkapasitet
- 3.2. Minimere investeringskostnader per kapasitet og driftskostnader per kapasitet

4. Maksimere faktagrunnlag for beslutninger

- 4.1. Maksimere beslutningsgrunnlaget i alle faser
- 4.2. Minimere kostnadene for datatilgang

5. Minimere skader på mennesker og opprettholde og videreutvikle et fullt forsvarlig arbeidsmiljø

6. Minimere utslipp som belaster ytre miljø

7. Minimere kostnader forbundet med risiko for materielle skader og utilsiktede driftsavbrudd

Utdypning og presiseringer av resultatmål fem, seks, og syv:

Oljedirektoratet skal maksimere sin innsats for i petroleumsvirksomheten å bidra til:

1. god kultur som manifesteres gjennom holdninger, forståelse og handling
2. god oversikt over risikoforhold
3. god styring
4. erfaringsoverføring og kontinuerlige forbedringer
5. arbeidstagermedvirkning
6. forbedring av elementene som utgjør et godt arbeidsmiljø
7. reduksjon av sannsynlighet for og konsekvenser av

ulykker, blant annet ved hjelp av effektive barrierer og optimal beredskap

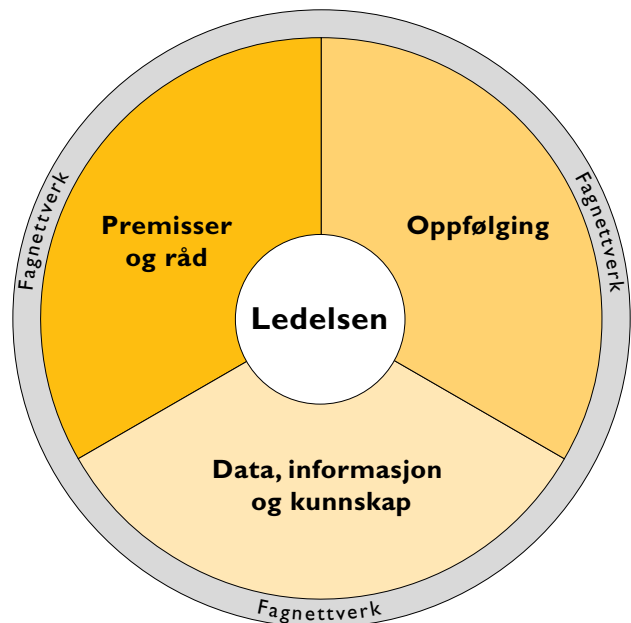
8. forsvarlig teknisk tilstand
9. forsvarlig gjennomføring av aktiviteter og tilstrekkelig kompetanse og kapasitet i forhold til oppgavene

6.2 ORGANISASJONSENDRINGER

I løpet av 2000 reorganiserte direktoratet sin virksomhet. Målet er å skape et direktorat som kan møte utfordringene i petroleumsvirksomheten i framtiden og fortsatt bidra til verdiskapningen i samfunnet. I 2001 har fokus vært på å implementere denne nye lagbaserte organisasjonen. Figur 6.1.1 viser Oljedirektoratets organisasjonsstruktur.

Oljedirektoratet har på en rekke måter bidratt med erfaringene fra omorganiseringsprosessen, valget av organisasjonsform og erfaringene med drift av en slik lagbasert organisasjon på flere nasjonale konferanser og i dialog med en rekke andre offentlige etater.

Figur 6.1.1
Oljedirektoratets organisasjonsstruktur



6.3 PERSONALE

340 medarbeidere var i tjeneste ved utgangen av 2001. I tillegg var 20 medarbeidere i permisjon. Kjønnfordelingen viser 57 prosent menn og 43 prosent kvinner.

Det tiltrådte fem medarbeidere i faste stillinger. Av disse kom en fra oljerelatert virksomhet.

26 faste medarbeidere fratrådte sine stillinger, herav fem på pensjonistvilkår.

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

6.4 BUDSJETT OG ØKONOMI

UTGIFTER

Til Oljedirektoratets drift er det i 2001 benyttet 311,1 millioner kroner. Beløpet fordeler seg slik:

Lønn/godtgj. inkl arb.g.avg.	155 282 228	
Varer og tjenester	83 605 526	
Sum driftsutgifter, post 01		238 887 754
Lønn/godtgj. inkl arb.g.avg.	5 625 021	
Tilsynsutgifter	11 172 273	
Oppdrag og samarbeid I	38 202 354	
Undersøkelser	26 597 116	
Sum spes. driftsutg., post 21		81 596 764
Større utstyrsansk., post 45		6 918 356
SUM UTGIFTER, Kapittel 1810		327 402 874

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

Ved innrapportering til Statsregnskapet 2001 har Oljedirektoratet søkt om overføring av midler til 2002, jf. fullmakter gitt i Tildelingsbrev for 2001, på følgende poster:

Kapittel 1810, post 01	kr. 653 000
Kapittel 1810, post 21	kr. 194 000

INNETEKTER

I tillegg til innbetalte produksjons-, areal-, og CO₂-avgifter på til sammen 6,32 milliarder kroner har Oljedirektoratet hatt 103,5 millioner kroner i diverse inntekter under kapittel 4810:

Gebyr- og avgiftsinntekter	2 312 262
Oppdrags- og samarbeidsinntekter	42 294 451
Refusjon av tilsynsutgifter	47 770 774
Salg av undersøkelsesmateriale	0
Salg av publikasjoner	644 193
Ymse inntekter	1 667 444
Inntekter barnehage	3 352 115
Refusjoner	796 527
Refusjon arbeidsmarkedstiltak	286 154
Fødselspenger	1 213 419
Arbeidsgiveravgift	171 086
Refusjon lærlinger	210 000
Refusjon av sykepenger, lønn	2 475 439
Refusjon av sykepenger, arbg.avg.	349 050
SUM INNETEKTER, Kapittel 4810	103 542 914