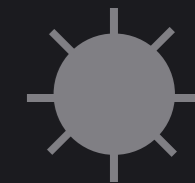


Norsk sokkel
2002

Norsk sokkel

2002



OLJEDIREKTORATETS
ÅRSBEREITNING



OLJEDIREKTORATET



DEL 1

SIGNALER

Verdier fins ikke, de skapes	4
Et synlig OD - verdi og dilemma	7
Norsk sokkel må fornyes	11
Den som leter, vil finne	14
I skyggen av to dødsfall	16

DEL 2

FAKTA

1 Ressursforvaltning	20
1.1 Ressursregnskapet	20
1.1.1 Ressursregnskapet for 2002	20
1.1.2 Ressursstatus	20
1.2 Undersøkelsestillatelser	24
1.3 Undersøkelsesaktivitet	24
1.4 Utvinningstillatelser	25
1.5 Leteaktivitet	25
1.5.1 Leteboring	25
1.5.2 Letekostnader	32
1.6 Utbygging og drift	33
1.6.1 Utvinningsboring	39
1.6.2 Avslutningsplaner	39
1.7 Transportsystemer	40
1.8 Produksjon av olje og gass	42
1.9 Salg og avgifter	42
1.9.1 Salg av petroleum	42
1.9.2 Produksjonsavgift	42
1.9.3 Arealavgift	43
1.9.4 CO ₂ -avgift	45
1.10 Gassmarkedet	46

DEL 3

SAMARBEID OG ORGANISASJON

2 Helse, miljø og sikkerhet	48
2.1 Personskader	48
2.2 Arbeidsbetingede sykdommer	49
2.3 Skader på bærende konstruksjoner og rørledninger	50
2.4 Hydrokarbonlekkasjer og branner	51
2.5 Dykkeaktivitet	52
3 Petroleumsvirksomheten og miljøet	53

Prosjekter	56
Internasjonalt samarbeid	60
Organisasjon	65

Vedlegg 1	68
Vedlegg 2	78
Vedlegg 3	80

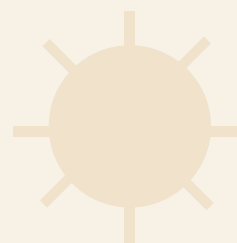
Ansvarlig utgiver:
Oljedirektoratet
Prof. Olav Hanssensv.10
Postboks 600
4003 Stavanger

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

Redaksjon:
Inger Anda
Arne Bjørøen
Britt-Laila Dahlberg
Thor Gunnar Dahle
Øystein Dretvik
Rune Goa
Tarjei Moen
Janne-B. Carlsen N'Jai

Trykkeri:
Gunnarshaug Trykkeri AS

Papir:
Lessebo Linne hvit,
150/250 g



Verdier fins ikke, de skapes

Norsk sokkel er nå inne i en fase der det å synliggjøre mulighetene for økt verdiskaping og identifisere områder der tiltakene må settes inn, har høyeste prioritet.

Det ligger enorme gevinster i god ressursforvaltning: I Stortingsmelding nr. 38 – Om olje- og gassvirksomheten, ble to baner for norsk petroleumsproduksjon lansert; *forvitningsbanen* og *den langsiktige utviklingsbanen*. Fram til 2050 utgjør forskjellen i verdiskaping mellom de to scenariene mer enn 2 000 milliarder kroner med dagens oljepris.

Enorm gevinst

I det pessimistiske scenariet for norsk petroleumsproduksjon, *forvitningsbanen*, blir det lagt til grunn at myndigheter og næringsliv er tilfreds med det vi har oppnådd til nå. Man tar utgangspunkt i at nyinvesteringer og tilskudd til forskning og utvikling kuttes, og at det bare skal høstes av tidligere investeringer. I så fall vil oljeproduksjonen raskt falle mot nesten null omkring år 2020. Den totale produksjonen, medregnet olje, gass og NGL, vil i dette scenariet nærme seg null rundt år 2050.

Myndighetenes mål er at utviklingen på sokkelen skal følge *den langsiktige utviklingsbanen*. Den forutsetter høyere årlig produksjon og større totalvolumer og krever en aggressiv og effektiv videreutvikling av ressursene. Letebrønner må bores, kompetanse må opprettholdes, forskningen må intensiveres og tunge investeringsbeslutninger må fattes – innenfor en ramme med mange usikre faktorer.

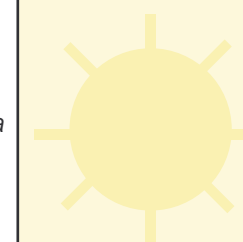
Den samfunnsøkonomiske gevinsten, dersom vi lykkes, er imidlertid enorm.

Fortsettes s. 6 →



ODs ledelseslag, fra venstre Finn Carlsen, Gunnar Nybø, Bente Nyland, Gunnar Østebø, Magne Ognedal, Anne Vatten, Gunnar Berge, Eva Halland, Rolf Wiborg og Øyvind Tuntland.
(Foto: Emile Ashley)

ODs overordnede mål er å bidra til å skape størst mulig verdier for samfunnet fra olje- og gassvirksomheten med forankring i forsvarlig ressursforvaltning, sikkerhet og miljø.



I 2002 gjennomførte OD en studie der 41 produserende felt ble gjennomgått for å analysere mulighetene for økt verdiskaping. I kartleggingen kom det fram at rundt halvparten av det identifiserte potensialet forutsetter ny teknologi for å bli realisert. Av tiltakene ble 75 prosent definert som tidskritiske, det vil si at det må tas avgjørelser om eventuelle nyinvesteringer i løpet av kort tid. I 2003 blir det en prioritert oppgave å påse at de nødvendige beslutningene blir fattet.

Stort potensial

Utfordringene vi står overfor, knytter seg på den ene siden til tiltak for å senke risikonivået og redusere faren for tap av liv og verdier. Parallelt må det legges vekt på økt utvinning for å få ut mer av eksisterende felt, redusere kostnadene på disse og lete etter nye ressurser i områder der infrastrukturen fremdeles er til stede.

Ekofisk, Frigg, Statfjord, Gullfaks, Oseberg og Troll inneholder så mye olje og gass at rettighetshaverne fant det lønnsomt med selvstendige utbygginger, egne prosessanlegg og transportsystemer. Når disse feltene etter hvert går inn i en slutfase, reduseres produksjonen, mens driftskostnadene fortsatt er høye.

Fortsatt god verdiskaping fra de store feltene på sokkelen avhenger av reduserte driftskostnader og økt utvinning. Potensialet er spesielt stort i Tampenområdet, som blant annet omfatter Statfjord, Gullfaks og Snorre. Her har myndighetene utfordret operatøren og rettighetshaverne til å vurdere mulig samordning på tvers av feltgrenser og eierskap for å sikre maksimal produksjon av gjenværende reserver.

På norsk sokkel er det gjort forholdsvis mange små og mellomstore funn som ennå ikke er utbygd, men som samlet inneholder mye olje og gass.¹ Flere av disse er avhengige av tilknytning til eksisterende infrastruktur for å få en forsvarlig økonomi.

Nordsjøen er i så måte det mest tidskriske området, siden mange felt her er i slutfasen. Hvis ikke små funn blir utnyttet mens de store innretningene fortsatt er i drift, kan vi risikere at de aldri vil bli lønnsomme. I Norskehavet er utfordringen å finne gode transportløsninger for de mindre gassfunnene. Også disse problemstillingene er en utfordring for rettighetshavernes evne til å samarbeide.

HMS lønner seg

Eldre innretninger krever mye vedlikehold, mens tiltak for økt utvinning forutsetter nye investeringer, som igjen kan medføre reduserte driftskostnader. OD er opptatt av at aktørene har fokus på styrt vedlikehold på innretningene – blant annet fordi redusert vedlikehold som del av en planlagt utfasing, kan hindre prosjekter for økt utvinning.

Disse problemstillingene er spesielt aktuelle for den modne delen av virksomheten og illustrerer hvor viktig det er med en helhetlig tilnærming – der hensyn til forsvarlig helse, miljø og sikkerhet (HMS) og ressursforvaltning integreres.

To tragiske dødsulykker på norsk sokkel i 2002 er dystre påminnelser om de dramatiske følgene brudd på gjeldende prosedyrer og regelverkskrav kan få. I lys av dette er det viktig å understreke at kortsiktighetskultur aldri vil gi gevinst i det lange løp. Tvert imot. All erfaring viser at selskaper som investerer tungt i HMS, også kan vise til de beste økonomiske resultatene over tid.

Det er store kostnader knyttet til ulykker og uønskede hendelser. Derfor kan manglende HMS-fokus konkret gå ut over verdiskapingen. I tillegg til det kostnadsbesparende aspektet, kan bevisst satsing på HMS være direkte inntektsbringende – fordi det bidrar til økt regularitet, robusthet mot uønskede hendelser, større fleksibilitet og økt effektivitet.

HMS-investeringer har også et strategisk aspekt. Et selskaps omdømme i forhold til sikkerhet, etterspørres i økende grad av kundene, og gode resultater på området kan gi konkurransefortrinn både nasjonalt og internasjonalt.

Mer attraktiv

Myndighetene i nordsjølandene samarbeider med industrien for å komme fram til ordninger som gjør det enklere å flytte boreinnretninger over sokkelgrensene.

I 2002 ble det utviklet en mal for søknad om bruk av flyttbare boreinnretninger som skal danne grunnlag for myndighetenes behandling i alle nordsjølandene. Dette vil også være et viktig bidrag til økt verdiskaping, fordi økt fleksibilitet og mindre kostnadskrevende papirprosedyrer vil gjøre norsk sokkel mer attraktiv for nye aktører.

Et synlig OD- verdi og dilemma

Av Gunnar Berge, oljedirektør

Det er et overordnet mål for OD å være synlig og profilert. Men synligheten kan også være et tveegget sverd.

Oljeindustrien og det norske samfunnet har forventninger til at OD skal spille en tydelig og markert rolle både i forvaltningen av ressursene på sokkelen og med hensyn til helse, miljø og sikkerhet (HMS) offshore. Å være synlig på begge disse områdene er da også et viktig mål for OD.

Direktoratets synlighet kan imidlertid lett bli et dilemma. For det er også ODs oppgave å være rådgiver og premissleverandør for våre overordnede myndigheter; Olje- og energidepartementet på ressursiden og Arbeids- og administrasjonsdepartementet innenfor HMS. I forhold til departementene har ODs synlighet visse begrensninger, og profesjonaliteten har en annen innfallsvinkel. For her skal våre analyser framfor alt danne grunnlag for politiske beslutninger, og synligheten av de politiske beslutningene blir da overordnet det faglige grunnlaget de er tuftet på.

Forståelsen for dette "direktoratsdilemmaet" er en forutsetning for å se ODs rolle.

På vegne av Staten

Den norske Staten er grunneier på sokkelen, og for Staten er det absolutt nødvendig å ha et organ som på *faglig* grunnlag kan kommunisere med aktørene i alle faser av virksomheten - med utgangspunkt i gjeldende oljepolitikk. Denne oppgaven er delegert til OD.

Faglig dialog mellom selskaper og myndigheter er svært viktig innen ressursforvaltningen, der det ikke alltid er samsvar mellom selskapenes interesser og mer overordnede samfunnshensyn. Minst like viktig er dialogen mellom OD og næringen på HMS-området. Uten høy bevissthet rundt helse, miljø og sikkerhet – hver for seg og sammen – vil olje- og gassindustrien miste legitimitet og oppslutning i befolkningen.



¹ Se tabell 1.1.5 og 1.1.6, vedlegg 1.



Synlighet innen HMS handler imidlertid ikke om å agere uniformskledde inspektører. OD skal naturligvis føre tilsyn og dermed *bli sett* på sokkelen, men framfor alt skal vi utfordre næringen til å utvikle nye metoder, bidra til å forme og implementere et funksjonelt og levende regelverk og øke forståelsen for virksomhetens sammensatte HMS-kultur.

Helhetsperspektiv

Helhetskunnskap og helhetsforståelse om og for norsk sokkel har vært en forutsetning for ODs virksomhet i mer enn 30 år. Som integrert direktorat med ansvar for både ressursforvaltning og HMS, har OD opparbeidet en unik posisjon for å kunne ivareta sin rolle i forhold til olje- og gassindustrien.

Skal OD lede, bistå og korrigere næringen, må direktoratet ha autoritet og legitimitet. Det har vi opparbeidet ved måten oppgavene er løst på – basert på bred innsikt og faglig spisskompetanse. For å beholde denne posisjonen, må vi fortsatt være innovative og ligge i forkant av industrien. Dermed må vi også makte å beholde en stab av dyktige medarbeidere.

Helhetstenkingen OD representerer er basis for mye av våre ansattes engasjement, og “fugleperspektivet” er en viktig årsak til interessen for direktoratet blant arbeidssøkerne. Dersom det viser seg at OD blir delt i to i henhold til Regjeringens forslag, med et direktorat for ressursforvaltning og et atskilt petroleumstilsyn, er det avgjørende at delingen skjer på en måte som bevarer helhetsperspektivet i begge organisasjonene. Det vil alle aktører og parter tjene på, både på kort og lang sikt.

Optimisme

Året som gikk har til dels vært preget av en oljenæring under press. Leteresultatene har ikke vært spesielt oppløftende¹, noe som på sikt kan føre til svekket interesse for norsk sokkel. En slik utvikling vil være alvorlig, fordi den kan medføre betydelige tap i utnyttelsen av landets petroleumsressurser.

Denne situasjonen stiller ekstra strenge krav både til myndigheter og industri. Myndighetene må forstå at den internasjonale interessen for norsk sokkel svekkes dersom ikke næringen blir hørt og får tilfredsstillende rammebetingelser. Parallelt må industrien opptre på en måte som er forenlig med myndighetenes interesser og vise at den er samfunnets tillit verdig.

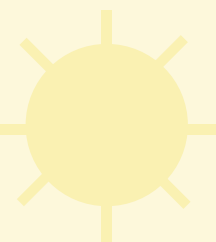
Tallene for 2002 gir grunnlag for å si at sikkerheten på norsk sokkel ikke ivaretas godt nok². OD forventer at industrien fortsetter HMS-arbeidet slik at det oppnås klare forbedringer.

Når alt kommer til alt, er det grunnlag for optimisme. Olje- og gassindustrien kan fortsette å være Norges mest betydningsfulle i mange år framover, og norske selskaper har fortsatt et viktig hjemmemarked som gir gode muligheter for å øke leveransene til andre deler av verden.

I alle disse framtidssbildene har OD viktige roller å spille.

¹ Se tabell 1.5.1 og 1.5.2, del 2.

² Se kapittel 2, del 2.



Av Rolf Wiborg, direktør for Premisser og råd

Norsk sokkel må fornyes



De valgene vi nå gjør, bestemmer ikke bare utviklingen for norsk sokkel i dette tiåret, men i de neste 20-50 år.

Situasjonen vi har i dag, er ikke ulik den Norge hadde de første 15-25 årene som oljenasjon. Men i dag kan det se ut for at vi har mistet noe av drivkraften som preget oss i pionertiden. Nå må det arbeides for å gjenreise troen på at petroleumsvirk-somheten er et nasjonalt gode. Det krever at vi også fornyer troen på sokkelen.

Nye 100 år

Produksjonsnivået for olje og gass på norsk sokkel er i dag rekordhøyt. Til sammen ble det i fjor solgt om lag 258 millioner standard kubikkmeter olje-ekvivalenter (Sm^3 o.e.). Av dette var 193 millioner Sm^3 væske (inkludert kondensat og NGL) og 65 milliarder Sm^3 gass¹. Gjennomsnittlig lå oljeproduksjonen på over tre millioner fat per dag.

De samlede utvinnbare petroleumressurser på norsk sokkel ble ved utgangen av 2002 anslått til 13,7 milliarder Sm^3 o.e.². Til nå, etter over 30 års produksjon, er rundt en fjerdedel av dette, tilsvarende 3,5 milliarder Sm^3 o.e., produsert og solgt. Dersom vi utnytter og foredler ressursene på en fornuftig måte og prisene holder seg, kan vi fortsette med olje- og gassproduksjonen i nye 50 til 100 år.

Platå

Norsk oljeproduksjon har vært på platå siden 1996. ODs beregninger tilsier en oljeproduksjon på i underkant av tre millioner fat om dagen fram til 2005, med utgangspunkt i dagens kjente funn og sannsynlige utvikling. I tillegg vil vi produsere 0,3-0,5 millioner fat med lett olje/kondensat. Deretter vil produksjonen sannsynligvis falle.

ODs scenarier er basert på at nasjonen er villig til å fortsette den aktive petroleumspolitikken. I så fall ser vi muligheter for at platåfasen kan

forlenges noe, og at nedgangen i væskeproduksjonen kan bli mindre dramatisk enn dagens prognoser viser.

Selvsagt er det store usikkerheter knyttet til dette, men OD mener det fortsatt er grunnlag for å hevde at *den langsiktige utviklingsbanen** kan realiseres. En forutsetning er da at aktørene på norsk sokkel har vilje til å satse kompetanse og kapital.

Vi er avhengig av mer leteboring, investeringer i ny gasstransportkapasitet og flere feltutbygginger. I fremtiden bør det kanskje bores 50-80 letebrønner i året, med påfølgende utbygginger av en del små og mellomstore felt. I tillegg må vi lykkes med økt utvinning fra eksisterende felt og forlengelse av sluttfasen, blant annet ved å redusere driftskostnadene. Dette vil nok også forutsette enkelte endringer i dagens rammebetingelser.

Bekymret

OD er bekymret over dagens lave leteaktivitet. I 2002 ble det avsluttet 20 undersøkelsesbrønner, mot 21 i 2001.

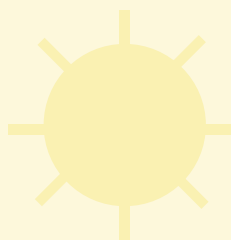
De 20 undersøkelsesbrønnene resulterte i ni nye funn, sju i Nordsjøen og to i Norskehavet. Teknisk funnrate var med andre ord 45 prosent, men funnene var for små til at utbygginger kan motvirke oljeproduksjonsfallet. De uoppdagede ressursene, estimert til i underkant av fire milliarder Sm^3 o.e, kan ikke bidra i tide til at vi unngår fallet i oljeproduksjonen.



¹ Se tabell 1.8, vedlegg 2.

² Se kapittel 1.1, del 2.

* Se kronikk side 4.



Det eneste som på kort sikt kan bidra til å forlenge platåfasen og motvirke et stort fall i produksjonen av olje, er at vi lykkes med økt utvinning (IOR) fra felt i drift - utover det som ligger i prognosene. Men hos oljeselskapene er dette arbeidet for tiden underprioritert.

Ren høsting

I mange år har Norge produsert mer olje enn vi har funnet. De siste to årene har vi også produsert mer gass enn vi har funnet.

Per i dag har vi mange store utbygginger foran oss. Blant felt som er besluttet utbygd, finner vi Snøhvit, Kristin og Grane. I tillegg ventes det at Ormen Lange besluttes i inneværende år. En mengde mindre feltutbygginger og modifikasjoner på eksisterende felt står også for døren.

Dette betyr at aktiviteten fortsatt er høy noen år framover. Problemet er at dersom vi ikke finner nye felt nå, vil utbyggingene stanse brått opp rundt 2006/2007. Da kan det påfølgende tiåret bli den største innhøstingsperioden på norsk sokkel.

Kortsiktig

Aktørene på sokkelen satser mye på å forbedre inntjeningen og øke produksjonen. Men fokus er per i dag, slik OD oppfatter det, rettet mot kortsiktige

prosjekter og rask inntjening. De store ekstra volumene fra IOR på for eksempel Oseberg og Troll Olje, er resultat av beslutninger og pilotforsøk som ble gjennomført for flere år siden.

Selskapene satser nå mest på prosjekter som opprettholder produksjon og akselererer utvinningen, og har for liten aktivitet på langsiktige tiltak som kan gjøre nye, store volumer økonomisk utvinnbare. Det finnes enkelte positive unntak, som Ekofisk og Valhall, men ODs generelle oppfatning er at det gjøres altfor lite. Det virker som om selskapene har vansker med å ta initiativ som ikke ligger innenfor trygge og etablerte avkastningsrammer.

Et talende eksempel på denne situasjonen, er at OD ikke klarte å finne en eneste verdig kandidat til IOR-prisen for 2002.

For øyeblikket ser vi noen tendenser i positiv retning. Håpet er at noen av disse vil materialiseres i løpet av 2003.

Tidskritisk

Tidskritiske ressurser er ikke et nytt begrep. Det ble introdusert allerede på midten av 1970-tallet av ODs første ressursdirektør, Farouk Al-Kasim. Begrepet omhandler olje- og gassfunn som neppe blir økonomisk drivverdige dersom de ikke blir

funnet og bygd ut mens eksisterende infrastruktur ennå er på plass – mens de opererer med forholdsvis lave driftskostnader. Eventuelle tilleggsressurser i eksisterende felt er også tidskritiske når innretningene nærmer seg slutten av økonomisk levetid.

På norsk sokkel går mange store felt mot sluttfasen, særlig i Tampenområdet. Dersom vi skal nå *den langsiktige utviklingsbanen*, innebærer dette at store, tunge investeringsbeslutninger må på plass i løpet av de neste årene.

Mye mer gass

Siden produksjonen startet på norsk sokkel i 1971, har gassproduksjonen utgjort beskjedne 27 prosent. I årene som kommer vil gassens betydning for inntektene øke. Vi regner med at gassproduksjonen i løpet av dette tiåret vil stige fra 65 milliarder Sm³ per år til 110 milliarder eller mer. Og sannsynligheten for å gjøre nye, store gassfunn blir av de fleste vurdert som god.

Forventningene er at oljefunnene vil være vesentlig mindre enn gigantfeltene vi fant på 1970-tallet, 80-tallet og til dels 90-tallet. Likevel er det viktig å opprettholde fokus på oljen og på de mindre funnene. Vi må sørge for å utnytte eksisterende infrastruktur best mulig. Sluttfasen på de store oljefeltene, ikke minst i Tampenområdet, gjør at samordning,

områdefokus og satsing på IOR er tre forutsetninger for suksess.

Prognosene viser at investeringene vil ligge rundt 65 milliarder kroner året i perioden 2003 til 2005. Deretter vil de synke raskt. Men fallet er ikke sikkert. Dersom vi greier å legge forholdene til rette for sluttfaseinvesteringer, jobbe for fortsatt økt oljeutvinning, bore letebrønner og bygge ut små felt og nye rørledninger, kan investeringene på norsk sokkel ligge høyt i flere år framover.

Den som leter, vil finne

Sokkelen byr på utfordringer og store muligheter for dem som vil og tør. Men utviklingen ser dessverre ut til å gå i retning av en mer konservativ næring med kortsiktige perspektiver, og der få aktører tør å satse på nye ideer.

Leteaktiviteten på norsk sokkel har ikke vært lavere siden tidlig på 1970-tallet, og OD er bekymret over situasjonen. 2002 viste kraftig nedgang i lettevirksomheten. Det ble påbegynt 19 letebrønner, og for 2003 er det ved årsskiftet varslet rundt 15 letebrønner. I de seks utvinningstillatelsene som ble tildelt i 17. konsesjonsrunde, er det så langt kun planlagt én boring dette året.

Om lag 60 prosent av norsk sokkel er åpnet for lettevirksomhet, men bare ni prosent av dette arealet er i dag dekket av utvinningstillatelser. ODs beregninger viser at norsk sokkel fortsatt gjemmer minst like store volum av uoppdagede ressurser som vi har produsert og solgt på 30 år. De største verdiene i petroleumsvirksomheten ligger med andre ord foran oss, dersom vi gjør tingene riktig. Den enkle delen av jobben er gjort, men nå er det viktig å forlate ideen om å gjøre flere av de store funnene. Utfordringen ligger i å kartlegge og forstå naturens prosesser og gi frie tøyler og rom for å prøve noe nytt. Bare slik kan vi få tilgang til de store mulighetene for fortsatt verdiskaping fra sokkelen.

Variasjon

Myndigheter og næring er enige om at målet er *den langsiktige utviklingsbanen**. Men veien fram er krevende og utfordrende – og den forutsetter boring av mange letebrønner for å påvise nye ressurser.

Norsk lete- og konsesjonspolitikkk skal gi selskapene muligheter til å finne ressurser som kan gi lønnsom produksjon. Utforming og sammensetning av virkemiddelbruk er avhengig av modenheten i de ulike geografiske områdene på sokkelen. Tradisjonelt har konsesjonspolitikken delt sokkelen i tre; Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. Det er stor variasjon innenfor disse områdene med hensyn til modenhet, ressurspotensial, infrastruktur og miljøutfordringer. Dette stiller forskjellige krav til letestrategi, utbyggings- og driftsløsninger og hensynet til andre næringer.

Effektivisering

Tildeling av utvinningstillatelser og arealomfanget er en viktig del av industriens rammebetingelser, og et sentralt instrument for den statlige styringen. Myndighetene har de senere årene arbeidet med å effektivisere tildelingen av nye utvinningstillatelser i modne leteområder. Fra 2003 skal det etableres faste, forhåndsdefinerte arealer i modne deler av Nordsjøen og Norskehavet. Områdene vil bli kunngjort for selskapene, som kan levere sine søknader når det er hensiktsmessig for dem. Søknadene vil bli behandlet én gang hvert år, og tildeling vil skje samme år. Det planlegges også utlysning av 18. konsesjonsrunde på tampen av inneværende år.

En utfordring er å få selskapene til å lete i områder med eksisterende og planlagt infrastruktur. Her er problemstillingen todelt; tidsriktig tildeling av areal og rask avklaring av ressurspotensialet i allerede tildelte utvinningstillatelser. Sistnevnte for å unngå at selskapene blir sittende med store letearealer og funn de ikke arbeider aktivt med.

Rettighetshaverne må oppmuntres til raskt å kartlegge prospektivitet, utforske områder og avklare lønnsomheten ved eventuelle påviste ressurser. På denne måten kan arealer en rettighetshavergruppe vurderer som lite prospektivt, leveres tilbake, slik at andre kan få mulighet til å utforske området. Det kan derfor være naturlig å tenke seg kortere lisensperioder i framtidige tildelinger for å unngå opphoping av arealer hos enkelte aktører.

En slik utvikling vil på sikt sannsynligvis også føre til en endring i aktørbildet, ved at mindre og mer spesialiserte selskaper kommer på banen. Mange nye selskaper har kommet til norsk sokkel den senere tiden, som DNO, Paladin og Dong - og flere har meldt sin interesse.

Rett sted til rett tid

Fra sommeren 1966 til utgangen av 2002 er det boret 648 undersøkelsesbrønner på norsk sokkel. I 263 av disse er det påvist funn. Dette gir en gjennomsnittlig teknisk funnfrekvens på 40 prosent, som er svært bra i internasjonal målestokk. De svake leteresultatene de siste årene, har imidlertid ført til økt press for å få ut mer areal. I løpet av de siste fem årene er det derfor lyst ut 1,5 ganger så mye areal som de fem foregående.

Av Bente Nyland, direktør for Data, informasjon og kunnskap

Tidsriktig og kostnadseffektiv leting har vært en bærende filosofi for norsk lete- og konsesjonspolitikkk. Målet er å lete på rett sted til rett tid. Eksempelvis ble det ikke tildelt leteareal på dypt vann før selskapene hadde god nok teknologi til å produsere på dypt vann. Og blokker som lyses ut, må samtidig kunne fortelle noe om et større område for å gi kunnskap om videre muligheter og samtidig legge til rette for framtidig leting gjennom å bore færre undersøkelsesbrønner.

De letteste og største prospektene på sokkelen er stort sett boret. Nå gjenstår de vanskelige letemulighetene, og mange små og mellomstore prospekter venter på å bli boret.

Utvikling av avanserte geologiske og geofysiske metoder samt bruk av visualiseringsteknikker har åpnet en ny verden og kan bidra til å modne fram nye prospekter. I de krevende årene som står foran oss, må det satses mye på videreutviklingen av kartleggingsverktøyene og, ikke minst, på økt kompetanse.

Aktuell debatt

De fleste funnene i Norskehavet inneholder gass. Bortsett fra Ormen Lange, er de øvrige funnene i seg selv ikke store nok til å bære en egen gassledning. Selskaper med små prospekter og funn i sin portefølje, velger derfor å vente med leting og utbygging til infrastrukturen er på plass. Problemet her ligger altså ikke i undergrunnen, men i beslutninger om gasstransport. Det logiske ville være å vente med å lyse ut blokker til transportproblemet er løst, men selskapenes ønsker om større letearealer gjør dilemmaet til en svært aktuell debatt.



* Se kronikk side 4.





I 2002 opplevde vi to dødsfall i norsk petroleumsvirksomhet. De tragiske hendelsene satte sterkest preg på HMS-året, som ellers ikke fikk store utslag i noen retninger.

Den ene dødsulykken innenfor ODs myndighetsområde skjedde på den flyttbare innretningen Byford Dolphin 17. april, ved at en person ble truffet av en fallende gjenstand. Den andre skjedde på Gyda 1. november, da en mann ble klemt mellom to containere under en løfteoperasjon. De umiddelbare årsakene til ulykkene er klarlagt. OD har imidlertid sett det som viktig å finne de dypereliggende årsakssammenhengene, og har arbeidet mye med dette. Funnene er formidlet til de involverte aktørene.

Overtid

Problemstillinger knyttet til bruk av overtid på sokkelen, fikk mye oppmerksomhet i 2002. Vi satte inn økte ressurser på oppfølgingen av arbeidstid fra begynnelsen av året, blant annet etter flere innspill fra fagforeningene. Diskusjonen om overtid bruk ble ytterligere aktualisert etter dødsulykken på Byford Dolphin.

ODs tilsyn på området skal bidra til å hindre at overtid brukes på en måte som kan sette helse og sikkerhet i fare. Erfaringene viser at ulovlig overtid bruk bare kan bekjempes hvis alle partene samarbeider og har en aktiv holdning om at ulovlig overtid ikke aksepteres. Vi forventer derfor økt engasjement fra selskapene og arbeidstakerne for å etterleve regelverkskravene på området. Det dreier seg om selve arbeidstidsbestemmelsene, krav til registrering av arbeidstid og tilrettelegging av arbeidet, slik at behovet for overtid bruk reduseres.

Uheldige ordninger

Antall personskader i 2002 er betydelig redusert sammenlignet med årene før¹. Tallene kan imidlertid ikke uten videre sammenlignes med tidligere år. Tilsyn med personskaderapporteringen har nemlig vist at enkelte selskaper har endret kriteriene for hvilke skader som rapporteres. OD mener at disse selskapskriteriene ikke er i samsvar med regelverket, og vurderer ulike tiltak for å følge opp disse forholdene.

Av Magne Ognedal, direktør for Oppfølging



I tilsynet med personskader har vi også sett på selskapenes bruk av skadetall i tilknytning til forskjellige insentivordninger. Spesielt i forholdet til leverandører kan det etter ODs oppfatning være uheldig å gjøre skadedata til kontraktselement. Det samme kan sies om selskapsinterne bonusordninger.

Gass og fallende gjenstander

Antallet gasslekkasjer som er større enn 0,1 kg/s, økte i 2002 i forhold til året før². OD vil derfor rette økt oppmerksomhet mot gasslekkasjer i 2003, blant annet ved å gjennomføre flere selvstendige granskinger av større gasslekkasjer.

For hendelser som etter regelverket umiddelbart skal varsles til OD, er antallet i 2002 omtrent det samme som året før. Fremdeles representerer fallende gjenstander den største enkeltgruppen av varslede hendelser.

Risikonivået

For å styre innsatsen både hos de ansvarlige i virksomheten og myndighetene, er det viktig å ha kunnskap om utviklingen i risikonivået og om hva som bidrar mest negativt til dette. OD startet i 1999 med å utvikle et måleverktøy som viser utviklingen og kan bidra til å identifisere kritiske områder. Fra 2000 er det lagt fram årlige rapporter om risikonivået som gir stadig bedre grunnlag for å trekke slike konklusjoner.

Vurderingene av risikonivået er basert på to tilnæringsmåter som utfyller hverandre. I den ene vurderes risikoen for storulykker ut fra antall og skadepotensial, mens den andre er en kvalitativ vurdering av risikoforhold, som arbeidstakernes *opplevde* risiko. Informasjonen som legges til grunn for vurderingene, innhentes fra industrien og suppleres blant annet med spørreskjemaundersøkelser og intervjuer.

Risikonivået relatert til faren for tap av liv i storulykker, har i tiden etter 1999 ligget på et høyere nivå enn i årene 1996 til 1998. Foreløpige tall for 2002 forsterker denne tendensen.

Forbedringsbehov

Det er et grunnleggende prinsipp i tilsynsordningen at tilsynet rettes mot selskapenes styring av virksom-

heten for å ivareta HMS i samsvar med krav i lover og regler.

I 2002 har OD blant annet prioritert tilsyn med hvordan etterlevelsen av HMS-regelverket deles mellom operatør og reder i forbindelse med innleie av flyttbare innretninger. Det er også ført tilsyn med selskapenes oversikt over og styring av teknisk tilstand på et utvalg faste innretninger og tiltak for å redusere risikoen for storulykker.

Tilsynsåret 2002 har også viet spesiell oppmerksomhet mot sikkerheten ved kran- og løfteoperasjoner. Flere alvorlige ulykker og en rekke nestenulykker i forbindelse med dette indikerer et forbedringsbehov. Antakelsen er bekreftet gjennom tilsynsaktivitetene, og vil derfor følges opp. Vi er for øvrig tilfreds med at næringen selv synes å ta problemstillingene inn over seg, blant annet gjennom forumet *Samarbeid for sikkerhet*.

Vi prioriterer fremdeles tilsyn med selskapenes styring av omstillingsprosesser. Oppmerksomheten har særlig vært på gjennomføring av konsekvensanalyser i HMS-perspektiv og arbeidstakermedvirkningen i prosessene.

Kulturløft

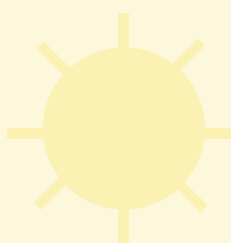
OD arbeider for tiden med et tre-årig prosjekt der målet er å definere god HMS-kultur og analysere faktorene som påvirker denne. Dessverre har det både gjennom tilsynsvirksomheten og ved granskning av ulykker vist seg at HMS-kulturen ikke alltid er slik den burde. Behovet for endringer synes å være til stede på alle nivåer, fra styrerommet til grunnplanet.

Det nye regelverket adresserer en forventning om at næringen nå tar et kulturløft for å motvirke den negative trenden som har utviklet seg de senere årene. Målet er å utfordre etablerte forestillinger og utvikle en ny og mer helhetlig virkelighetsforståelse.



¹ Se kapittel 2.1, del 2.

² Se kapittel 2.4, del 2.



Nytt regelverk

Et nytt regelverk for petroleumsvirksomheten til havs trådte i kraft ved inngangen til 2002. I tillegg til å være et hensiktsmessig verktøy både for industrien og myndighetene, har regelverket bidratt til å oppfylle Regjeringens mål om forenkling, ved at 14 tidligere OD-forskrifter er erstattet av fire. Regelverket er utarbeidet ved tett samarbeid mellom OD, Statens forurensningstilsyn, Statens helsetilsyn og de overordnede departementene.

Næringen har i samarbeid med Handelshøyskolen BI utviklet et undervisningsopplegg om det nye regelverket som nesten 6 000 arbeidstakere gikk gjennom i 2002.

SUT

Ordningen med samsvarsuttalelse (SUT) for flyttbare boreinnretninger ble iverksatt i 2000, og ved utgangen av 2002 var det til sammen gitt ni slike uttalelser. SUT er en veiledende uttalelse til rederne/eierne om at innretningen med tilhørende styrings-systemer er i samsvar med regelverkskravene. Hensikten med ordningen er å øke forutsigbarheten for rederne og effektivisere arbeidet for operatørselskapene, rederne og myndighetene ved behandling av søknader om bruk av innretningene.

I 2002 ble det gjennomført en evaluering av SUT. Alle impliserte parter samstemte i at ordningen har vært svært positiv og ført til klare forbedringer og forbedringsprosesser innen HMS, samtidig som den har bidratt til effektivisering. Partene identifiserte også forbedringspunkter og fordelte ansvar for nye tiltak.

Gruppen som har evaluert ordningen, anbefaler overfor Arbeids- og administrasjonsdepartementet (AAD) at den bør utvides til å omfatte flyttbare boliginnretninger (floteller), flerbruksfartøyer og flaggede FPSOer (innretninger for produksjon, lagring og avskipping). Stortinget gikk våren 2002 inn for at ordningen skal gjøres obligatorisk, og det arbeides nå med å iverksette dette.

Samarbeid

Arbeidet i *Sikkerhetsforum*, som ble opprettet høsten 2000, har stått sentralt i ODs HMS-arbeid i 2002. Sikkerhetsforum er sammensatt av representanter fra myndighetene og partene i næringen, og er en arena for diskusjon, initiering og oppfølging av aktuelle sikkerhets- og arbeidsmiljøsaker.

Forumet har allerede gitt gode resultater i form av økt samarbeid mellom næringens parter og myndighetene. I vår skal det etableres to nye arbeidsgrupper; én om aldring, helse og utstøting fra arbeidslivet og én om arbeidstakermedvirkning. Sistnevnte gruppe skal ledes av OD, mens vi deltar som observatør i førstnevnte.

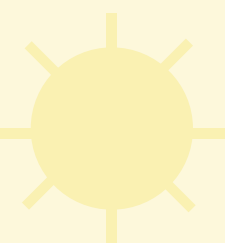
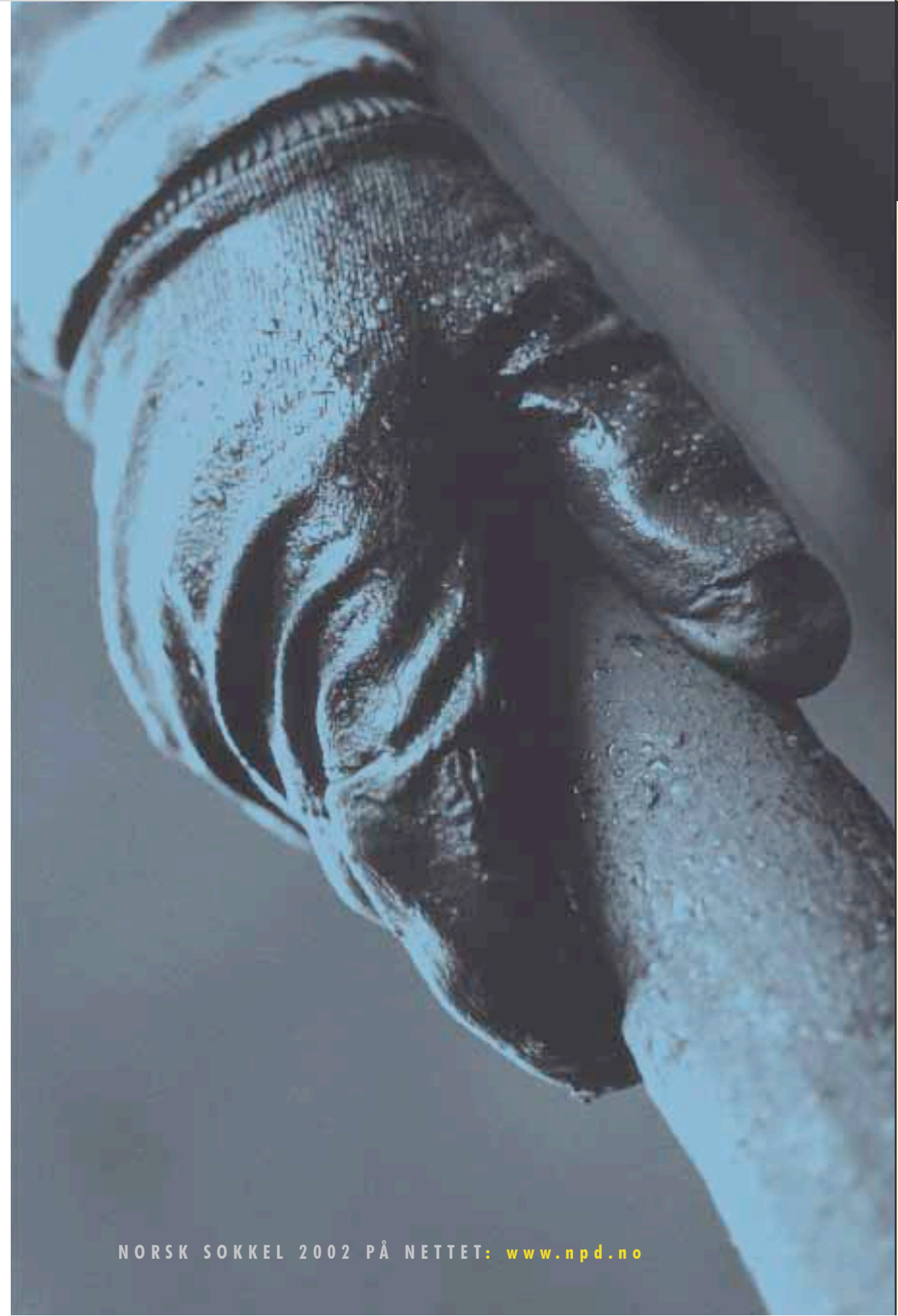
Samarbeid med internasjonale myndigheter om HMS-saker har prioritert fra ODs side. Et viktig resultat av slikt samarbeid ble nådd ved at den internasjonale organisasjonen av boreentreprenører (IADC) i 2002 ferdigstilte de såkalte *North West Europe HSE Case Guidelines*. Dette er retningslinjer for utarbeidelse av søknadsdokumentasjon som skal tilfredsstille myndighetskrav for alle landene i nordsjøområdet. IADC startet arbeidet for flere år siden, etter påtrykk fra myndighetssamarbeidet i *North Sea Offshore Authorities Forum* (NSOAF).

Aktivt 2003

OD har i 2003 utarbeidet planer for å følge opp Stortingsmelding nr. 7 - Om helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten. Noe oppfølging av meldingen startet allerede i 2002, som tiltak for å unngå helserelatert utstøting fra arbeidslivet.

Stortinget ba i forbindelse med behandlingen av nevnte melding om at det legges fram ny HMS-melding i 2005. I samarbeid med AAD er OD allerede i gang med meldingsarbeidet og vil igjen bruke Sikkerhetsforum som referansegruppe.

Fra 2004 vil OD ha tilsynsansvar for en del petroleumrelaterte funksjoner på landanlegg. Arbeidet med å legge til rette for dette startet i desember 2002 og vil fortsette fram mot årsskiftet.



1 Ressursforvaltning

Faktadelen omhandler i første rekke stoff som er nytt eller endret i løpet av 2002. Det tas sikte på å innarbeide historisk informasjon om funn og felt i Oljedirektoratets faktasider på internett, www.npd.no.

1.1 Ressursregnskapet

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

Ressursene er klassifisert i henhold til Oljedirektoratets ressursklassifiseringssystem (www.npd.no).

1.1.1 Ressursregnskapet for 2002

Det totale anslaget for opprinnelig utvinnbare ressurser på norsk sokkel er per 31.12.2002 13 743 millioner Sm³ oljeekvivalenter (o.e.). Fordelingen og modenheten av ressursene er vist i tabell 1.1.1 og figur 1.1.1. Gjenværende totale utvinnbare ressurser er 10 226 millioner Sm³ oljeekvivalenter med et usikkerhetsspenn mellom 8 000 og 14 200 millioner Sm³ oljeekvivalenter, se figur 1.1.2. Den geografiske fordelingen av ressursene er vist i figur 1.1.3.

Anslagene for de uoppdagede ressursene og anslagene for mulige tiltak for økt utvinning er ikke endret fra fjorårets ressursregnskap. Det pågår evalueringer og Oljedirektoratet vil publisere oppdaterte anslag før sommeren.

1.1.2 Ressursstatus

Historisk produksjon

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

Nedstengte felt

Ingen felt avsluttet produksjonen i 2002. 12 felt har avsluttet produksjonen på norsk kontinentalsokkel. Produksjonen fra disse feltene er vist i tabell 1.1.2, Vedlegg 1.

Begreper

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

Betingede ressurser brukes om oppdagede petroleumsmengder som ennå ikke er besluttet utbyggt.

Uoppdagede ressurser er petroleumsmengder som antas å være til stede i definerte letemodeller, bekreftede og ubekreftede, men som ennå ikke er påvist ved boring (ressurskategoriene 8 og 9). Det er alltid stor usikkerhet knyttet til anslag for uoppdagede ressurser. Ressursanslaget som er oppgitt for uoppdagede ressurser er den statistiske forventningsverdien.

Reserver omfatter gjenværende utvinnbare, salgbare petroleumssressurser i petroleumsføremønstre som rettighetshaverne har besluttet å bygge ut, og som myndighetene har godkjent plan for utbygging og drift (PUD) eller gitt PUD-fritak for. Reserver omfatter også petroleumssressurser i forekomster som rettighetshaverne har besluttet å utvinne, men der planen ikke er myndighetsbehandlet i form av en PUD-godkjenning eller et PUD-fritak. Reserver fordeler seg på ressurskategoriene 1 - 3.

Petroleumsføremønstre 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 petroleumsføremønstre eller flere petroleumsføremønstre samlet, som er oppdaget i samme brønn, og som gjennom testing, prøvetaking eller logging er sannsynliggjort å ha bevegelig petroleum (omfatter både kommersielt og teknisk funn).

Ethvert funn har kun én funnbrønn. Dette innebærer at nye brønner 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.

Produserende felt

I 2002 var 45 felt i produksjon på norsk sokkel, derav 40 felt i Nordsjøen og fem felt i Norskehavet. I løpet av 2002 ble feltene Tune, Vale og Sigyn satt i produksjon, alle i Nordsjøen.

Reserver

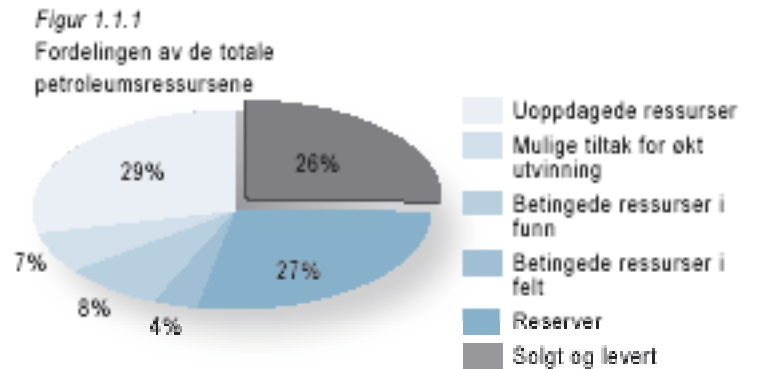
Reserver i produserende felt (ressurskategori 1)

Per 31.12.2002 er det 65 felt på norsk kontinentalsokkel med godkjent plan for utbygging og drift medregnet de 12 feltene som har avsluttet produksjon. Troll betraktes som ett felt selv om det består av flere atskilte utbygginger med ulike operatører. I tabell 1.1.3, Vedlegg 1, er det gitt opplysninger om felt i produksjon eller felt med godkjent plan for utbygging og drift. Opprinnelig utvinnbart volum og gjenværende reserver i felt i produksjon er vist i tabell 1.1.4, Vedlegg 1.

Totalt sett er reservene i felt i produksjon ikke endret vesentlig i forhold til i fjor, men på enkelte felt er det større endringer. Heidrun har økt gassreservene med 16 milliarder Sm³. Gassreservene på Gullfaks Sør er redusert med 15 milliarder Sm³. Årsaken er dårligere produktivitet enn forventet på grunn av vanskeligere reservoarforhold. På Eldfisk er oljereservene redusert med 14 millioner Sm³ på grunn av at operatøren har redusert antall planlagte brønner.

Reserver i felt som har godkjent plan for utbygging og drift (ressurskategori 2F)

Det er åtte felt som har godkjent plan for utbygging og drift, men som ennå ikke er satt i produksjon. I 2002 ble PUD for feltene Byggve, Skirne og Snøhvit godkjent av myndighetene. Snøhvit er det første feltet som er godkjent for utbygging i Barentshavet og produksjonen forventes å starte i løpet av 2005. I tillegg kommer feltene Grane og Kvitebjørn, som ble godkjent i 2000, og Fram, Kristin og Mikkell som ble godkjent i 2001.



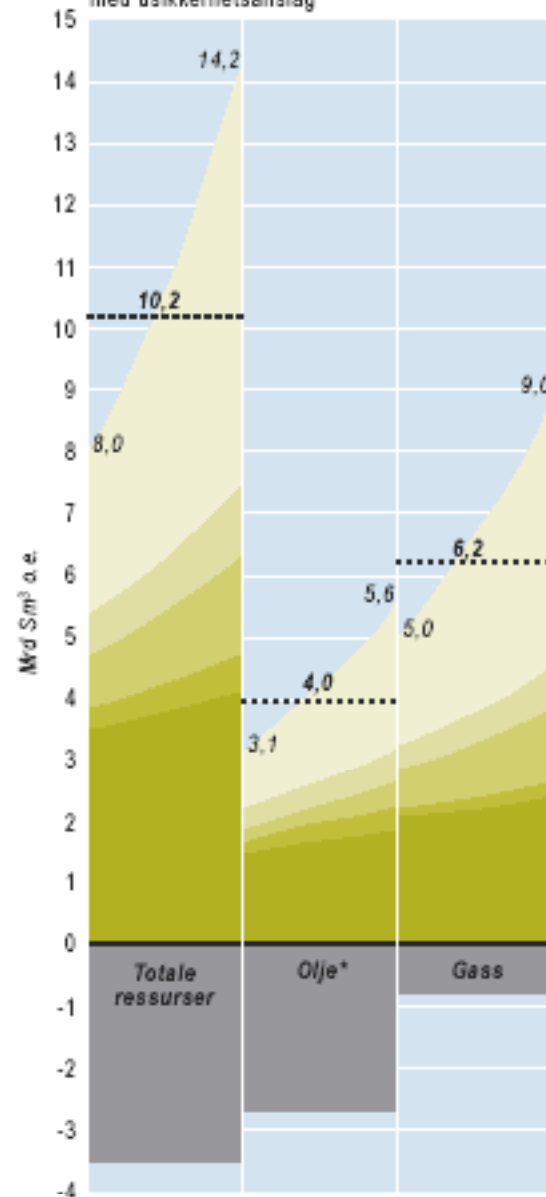
Tabell 1.1.1 Samlede petroleumssressurser på norsk kontinentalsokkel pr. 31.12.2002

Endring 2002-2001

Klasse	Kategori	Prosjektstatus	Olje mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	NGL mill tonn	Kondensat mill Sm ³	Oljeekv ¹ mill Sm ³	Oljeekv ¹ mill Sm ³
Historisk produksjon		FELT						
		Solgt og levert pr. 31.12.02						
Reserver	0		2542	796	63	59	3517	259
	1	Gjenværende reserver i produksjon	1085	1399	84	53	2695	-204
	2-3	Reserver med godkjent / innsendt PUD	221	719	34	77	1082	-53
Betingede ressurser		Sum reserver	1306	2117	118	130	3776	-257
	4	I planleggingsfase	192	136	19	5	369	50
	5	Kan bli utbyggt på lang sikt	58	62	4	7	133	8
	7F	Nye funn/ikke komplett evaluert	2	0	0	0	2	-1
		Sum betingede ressurser i felt	252	198	22	12	504	60
		Sum reserver og ressurser i felt	1558	2315	141	142	4281	-197
Uoppdagede ressurser		FUNN						0
	4	I planleggingsfase	87	529	12	37	676	-14
	5	Kan bli utbyggt på lang sikt	80	322	4	25	433	-97
	7F	Nye funn/ikke komplett evaluert	3	1	0	2	6	-39
		Sum betingede ressurser i funn	170	852	16	64	1115	-150
	Mulige tiltak for økt utvinning	400	500			900	0	
	<i>Uoppdagede ressurser</i>							0
			1420	2510			3930	
		Totalt	6090	6974	219	265	13743	-90
		Gjenværende ressurser	3548	6177	156	206	10226	-349

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

Figur 1.1.2
Fordelingen av petroleumressursene
med usikkerhetsanslag



* Inkluderer NGL og kondensat



Betingede ressurser

Ressurser i funn i planleggingsfase (ressurskategori 4F)

Ved årsskiftet 2002/2003 har operatørene konkrete planer for utvinning for 21 funn, se tabell 1.1.5, Vedlegg 1. Dette er funn hvor operatøren har indikert at plan for utbygging og drift vil bli lagt frem og der det antas at en plan vil bli godkjent av myndighetene innen fem år.

I forhold til siste år er ressursene i denne kategorien redusert med om lag 14 millioner Sm³ oljeekvivalenter. 25/5-3 Byggve og 25/5-4 Skirne har fått godkjent PUD og er nå kategorisert som felt i ressurskategori 2F. Videre er 15/5-2 og 6608/10-6 Svale flyttet til kategori 5F etter at volumanslagene er blitt redusert som følge av resultater fra utforskningsaktiviteten. Funn som er modnet og flyttet fra ressurskategori 5F, er 30/6-26 Gamma Vest, 6507/3-3 Idun og 7122/7-1 Goliat. 6608/10-8 Stør ble funnet i 2002 og er allerede under planlegging for utbygging. PUD forventes i 2004. Ressursene i 6305/5-1 Ormen Lange er nedjustert med 25 milliarder Sm³ gass på grunn av endret reservoarforståelse.

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

Ved årsskiftet er det registrert 41 funn der utvinning er sannsynlig, men uavklart, se tabell 1.1.6, Vedlegg 1. Det er funn der det ikke foreligger konkrete planer om utvinning og der en antar at plan for utbygging og drift tidligst vil bli godkjent om fem år.

Ressursmengden utgjør 433 millioner Sm³ oljeekvivalenter. Dette er en reduksjon på 97 millioner Sm³ oljeekvivalenter fra i fjor. De viktigste årsakene til reduksjonen er at funnene 6507/3-3 Idun og 7122/7-1 Goliat, totalt 26 millioner Sm³ oljeekvivalenter, nå rapporteres i kategori 4F, at funnene 35/3-2 Agat og 7120/12-2, totalt 31 millioner Sm³ oljeekvivalenter, er flyttet til kategori 6 og at funnene 6507/3 Alve og 6406/2 Ragnfrid har fått nedjustert sine ressursanslag med totalt 20 millioner Sm³ oljeekvivalenter. I tillegg er 10 funn i tilbakelevert område, og som de siste årene har ligget i ressurskategori 5F, nå overført til ressurskategori 6. Dette utgjør 38 millioner Sm³ oljeekvivalenter.

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

Gjennom årene er det gjort en rekke tekniske funn

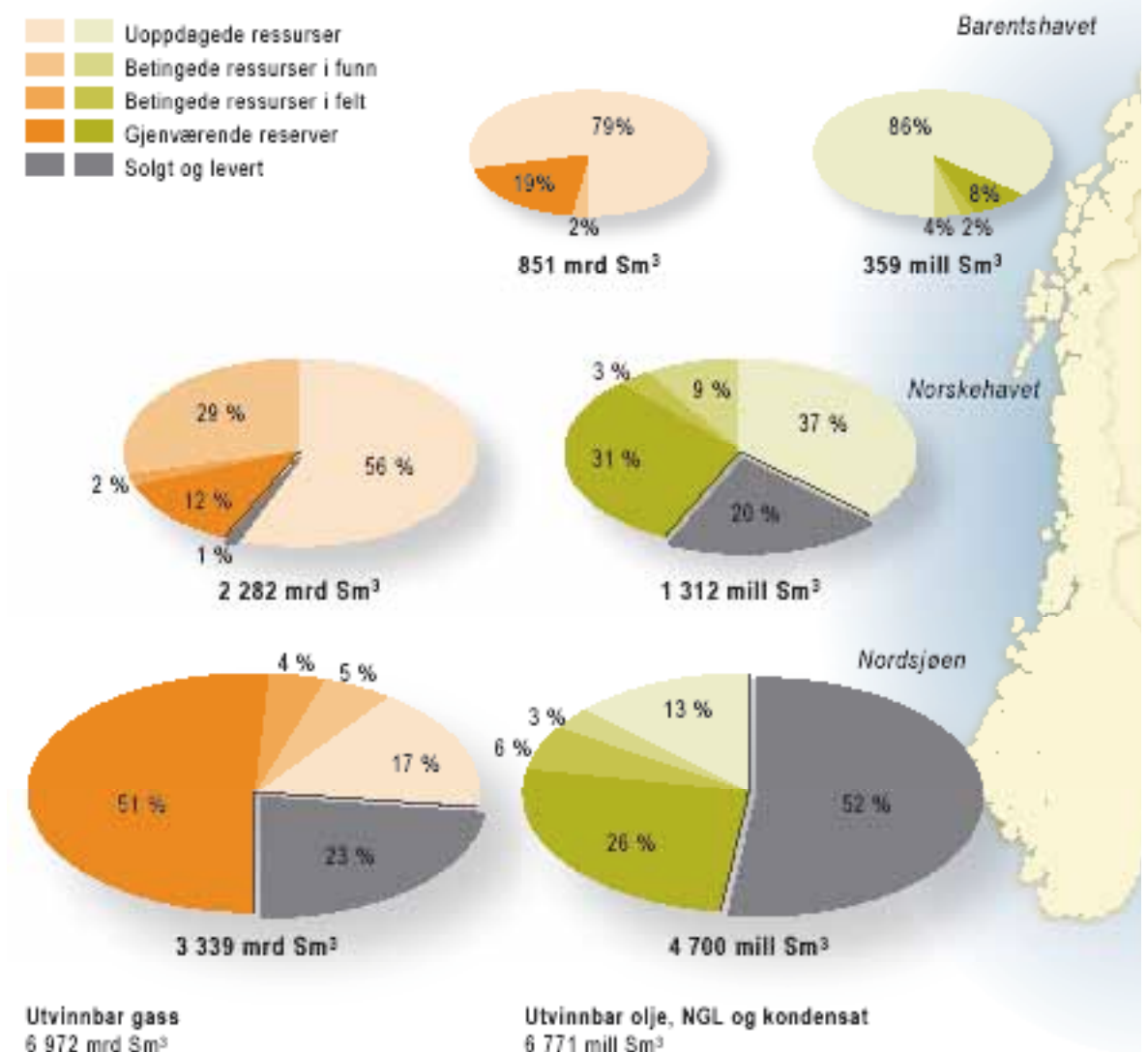
der petroleumsmengden enten er så liten eller så vanskelig å utvinne at det sely på lang sikt synes lite sannsynlig at utvinning vil finne sted. Siden Oljedirektoratet har lav forventning til at disse funnene blir utvunnet, er de ikke med i årets regnskap. Dette omfatter også funn som ligger i tilbake-

levert område.

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

Ved årsskiftet er det bokført to funn i denne ressurskategorien. De foreløpige anslagene for funn i ressurskategori 7F utgjør 6 millioner Sm³ oljeekvivalenter (tabell 1.1.7, Vedlegg 1). Anslagene er foreløpige og beheftet med stor usikkerhet.

Geografisk fordeling av petroleumressursene



Utvinnbar gass
6 972 mrd Sm³

Inklusiv 500 mrd Sm³ gass fra
framtidige tiltak for økt utvinning

Utvinnbar olje, NGL og kondensat
6 771 mill Sm³

Inklusiv 400 mill Sm³ olje fra
framtidige tiltak for økt utvinning

1.2 Undersøkelsestillatelser

Tillatelse til undersøkelse etter petroleum

Det er per 31.12.2002 tildelt 284 undersøkelsestillatelser totalt. Slike tillatelser har en varighet på tre år. Følgende tillatelser er gitt i 2002:

Selskap	Antall
Amerada Hess Norge A/S	278
Esso Exploration and Production Norway AS	279
Norsk Agip A/S	280
Petroleum Geo-Services ASA	281
Norsk Hydro Produksjon AS	282
SeaBed Geophysical AS	283
Norsk Mineralutvikling	284

Tillatelse til vitenskapelige undersøkelser

Per 31.12.2002 er det gitt 390 tillatelser til vitenskapelige undersøkelser. I 2002 ble det gitt 16 slike tillatelser, se tabell 1.2.

Tabell 1.2 Tillatelse til vitenskapelige undersøkelser etter naturforekomster i indre norsk farvann, på norsk sjøterritorium og på kontinentalsokkelen.

Tillatelse	Navn	Arbeidsfelt			Område
		Geofysikk	Geologi	Andre	
375/2002	Alfred Wegener Institut für Polar- und Meeresforschung		X	Marinbiologi, oseanografi	Svalbard, Grønlandshavet
376/2002	Alfred Wegener Institut für Polar- und Meeresforschung		X	Geokjemi	Nordsjøen
377/2002	Alfred Wegener Institut für Polar- und Meeresforschung	X	X	Marinbiologi	Svalbard nord
378/2002	Universitetet i Tromsø	X	X		Norskehavet
379/2002	JSC Marine Arctic Geological Expedition (JSC MAGE)	X	X		Svalbard vest
380/2002	French Research Institute for Exploitation of the Sea (IFREMER)	X	X		Norskehavet
381/2002	British Antarctic Survey	X		Geokjemi, marinbiologi	Nordsjøen nord, Norskehavet, Svalbard vest
382/2002	Murmansk Marine Biological Institute	X		Marinbiologi	Svalbard sør
383/2002	Universitetet i Tromsø	X	X		Balsfjorden, Ullsfjorden
384/2002	Universitetet i Tromsø	X	X		Norskehavet
385/2002	Universitetet i Tromsø	X	X		Isfjorden, Sassenfjorden, Tempelfjorden, Billefjorden
386/2002	Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung			Marinbiologi	Nordsjøen sør
387/2002	Göteborgs Universitet		X		Sørlandet, syv fjorder
388/2002	British Geological Survey	X			Nordsjøen, Norskehavet sør
389/2002	Alfred Wegener Institut für Polar- und Meeresforschung		X	Geokjemi	Nordsjøen, Norskehavet
390/2002	Alfred Wegener Institut für Polar- und Meeresforschung	X	X	Oseanografi, marinbiologi, geokjemi	Svalbard

1.3 Undersøkelsesaktivitet

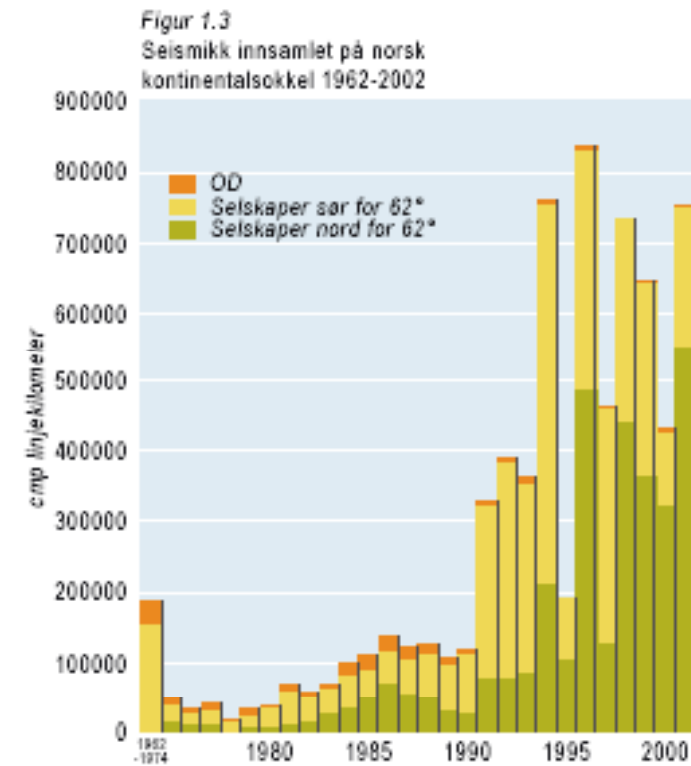
Geofysiske undersøkelser

Det ble samlet inn 502506 km seismikk på norsk sokkel i 2002. Antall km refererer til linjekilometer.

Til sammen ble det samlet inn 172 612 km seismikk i Nordsjøen, 329 894 km i Norskehavet. Det ble ikke samlet inn data i Barentshavet i 2002.

Oljedirektoratet samlet ikke inn seismikk i 2002. Norske oljeselskap samlet inn 220 016 km og utenlandske selskaper 56 558 km. Kontraktør-selskapene PGS og Veritas samlet inn 225 932 km for egen regning.

Av totalt innsamlet seismikk utgjør 3D-seismikk 499 189 km: 170 730 km i Nordsjøen og 328459 km i Norskehavet, se figur 1.3.



1.4 Utvinningstillatelser

Den 15.3.2002 ble 10 utvinningstillatelser tildelt i Nordsjøen i Nordsjøtildelingen 2001 og den 14.6.2002 ble seks tillatelser tildelt i 17. runde. Utvinningstillatelsene omfatter 28 blokker eller deler av blokker. I tillegg var det fem tildelinger/fradelinger utenom runde. Disse var utvinningstillatelse 018C (fradeling av 018-areal knyttet til 1/5-2 Flyndre), 085C (tillegg til Trollfeltet), 094B (tillegg til 6406/3-2 Trestakk), 122B og 212B (tillegg til 6507/3-1 Alve).

1.5 Leteaktivitet

1.5.1 Leteboring

Per 31.12.2002 var det totalt påbegynt 1041 letebrønner på norsk sokkel. I 2002 ble det påbegynt 19 letebrønner, fordelt på 14 undersøkelsesbrønner og fem avgrensingsbrønner.

Borevirksomheten i 2002 har vært fordelt med 12 undersøkelses- og to avgrensingsbrønner i Nordsjøen og to undersøkelses- og tre avgrensingsbrønner i Norskehavet. I tillegg ble tre midlertidig

forlatte letebrønner i Nordsjøen gjenåpnet for permanent plugging.

Ved årsskiftet 2001/2002 var 8 letebrønner under boring. Ved årsskiftet 2002/2003 var en letebrønn under boring slik at 26 letebrønner ble avsluttet i 2002. Geografisk fordeler disse seg som følger: 14 undersøkelses- og tre avgrensingsbrønner i Nordsjøen, seks undersøkelses- og tre avgrensingsbrønner i Norskehavet.

Regional fordeling av totalt antall letebrønner er vist i figur 1.5.1. Avsluttede letebrønner i 2002 er vist i tabell 1.5.1.

Nye funn 2002

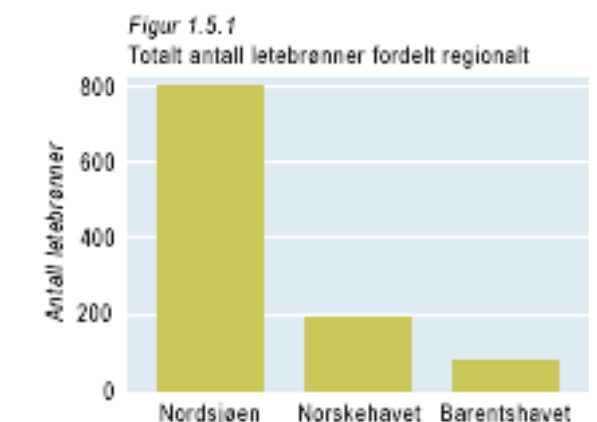
Det er gjort 9 nye funn på norsk sokkel i løpet av 2002, se tabell 1.5.2. To funn er gjort i Norskehavet og syv i Nordsjøen. På grunnlag av antall avsluttede undersøkelsesbrønner (20) gir dette en teknisk funnrate på 45 prosent.

Nærmere beskrivelse av boringene i 2002

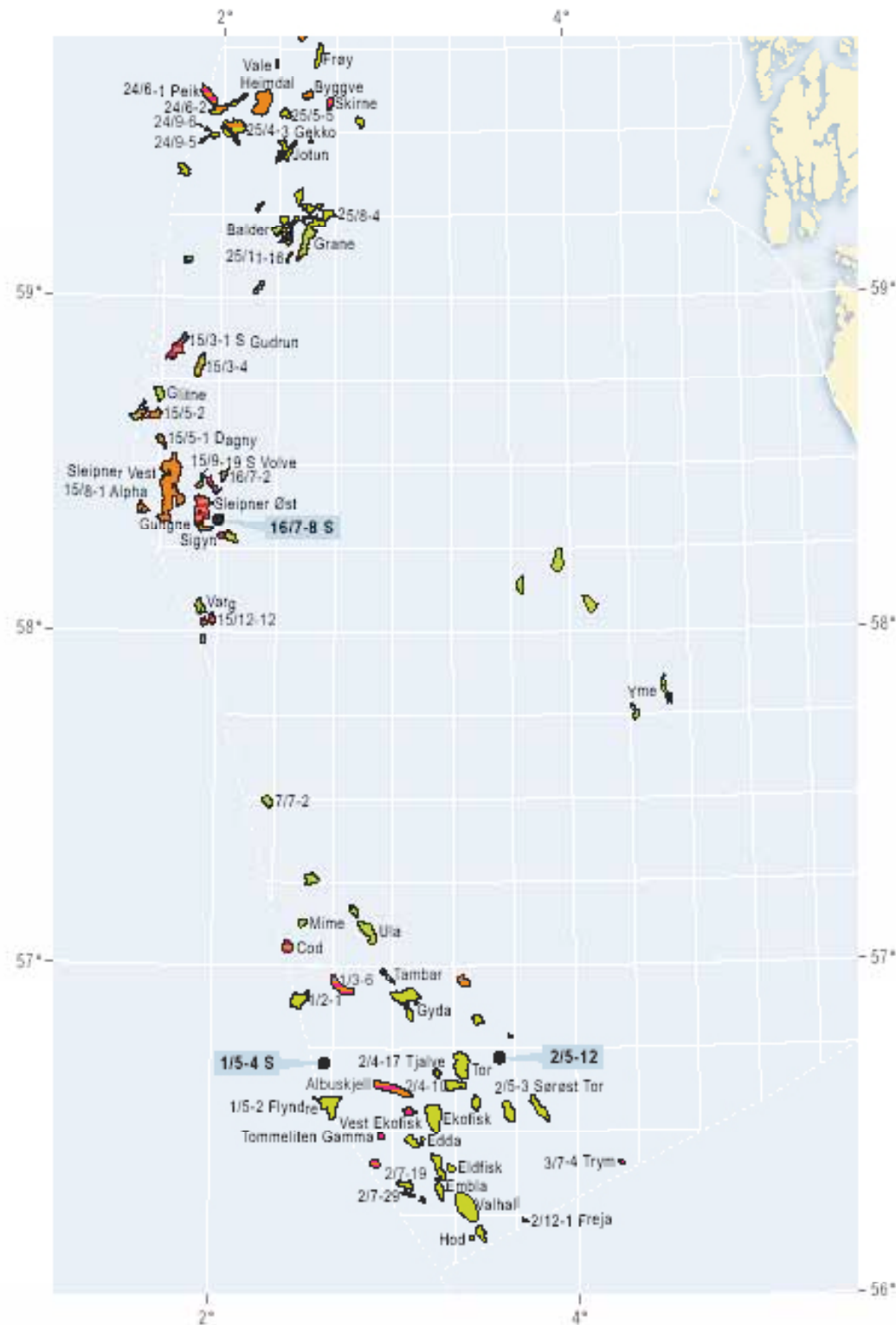
Figurene 1.5.2, 1.5.3 og 1.5.4 viser plassering av letebrønner som er påbegynt eller avsluttet i løpet av året.

Nordsjøen

Undersøkelsesbrønn 1/5-4 S ble boret av Amerada Hess Norge AS som operatør for utvinningstillatelse 144.



Figur 1.5.2
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

Arealet ligger ca. 300 km sørvest for Stavanger.

Brønnen ble boret på 70 meters vanddyb til et totalt dyp på 3090 meter under havnivå og avsluttet i bergarter av perm alder. Det ble kun påvist spor av hydrokarboner i brønnen.

Undersøkellesbrønn 2/5-12 ble boret av Amerada Hess Norge AS som operatør for utvinningstillatelse 006C. Arealet ligger ca. 280 km sørvest for Stavanger. Brønnen ble boret på 58 meters vanddyb til et totalt dyp på 4114 meter under havnivå og avsluttet i bergarter av jura alder. Det ble kun påvist spor av hydrokarboner i brønnen.

Undersøkellesbrønn 30/9-20 S ble boret av Norsk Hydro som operatør for utvinningstillatelse 104. Arealet ligger ca. 130 km vest for Bergen. Brønnen ble boret på 101 meters vanddyb til et totalt dyp på

3072 meter under havnivå og avsluttet i bergarter av jura alder. Brønnen påviste olje i sandsteinslag av jura alder i en separat struktur sør for Oseberg hovedfelt.

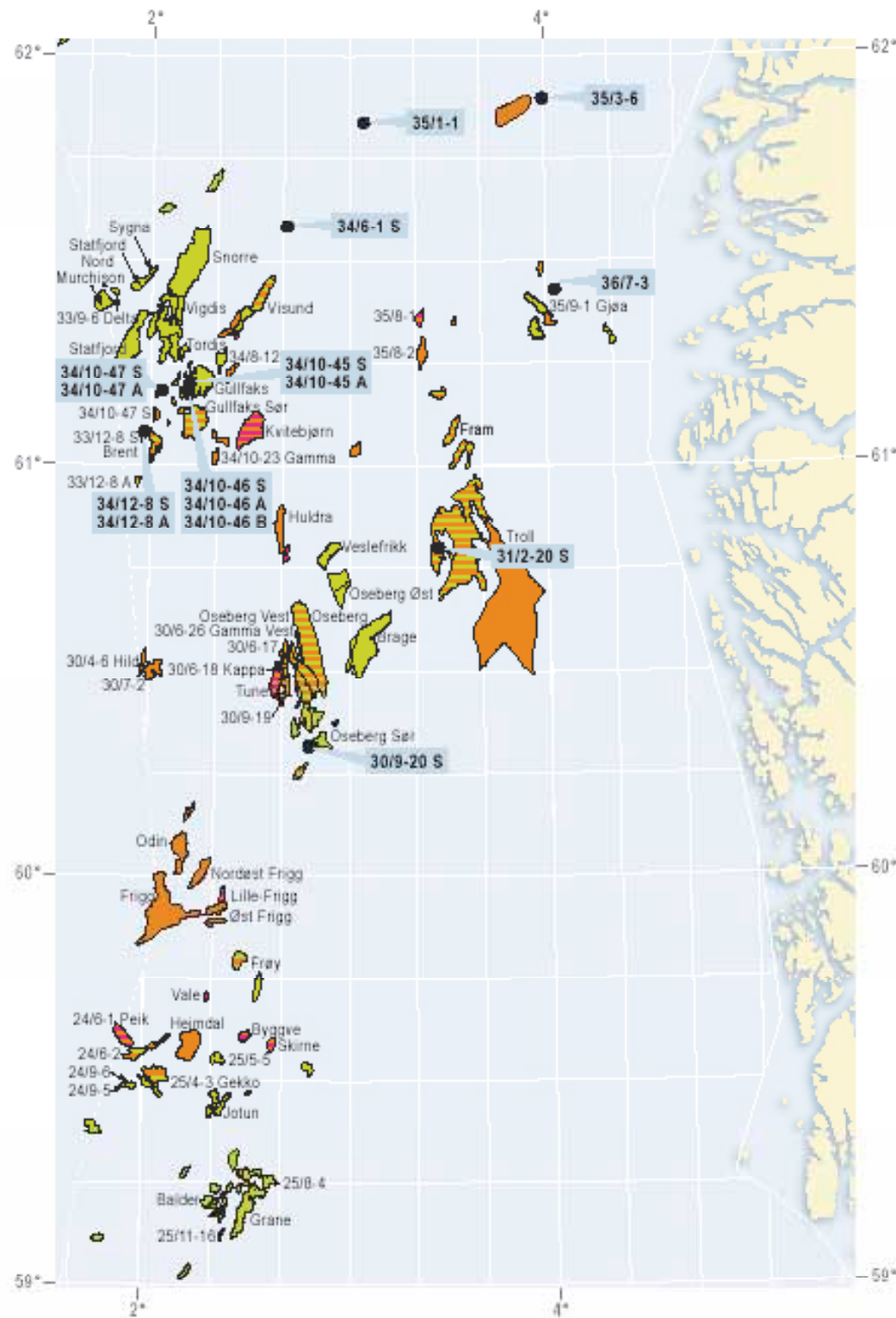
Undersøkellesbrønn 31/2-20 S ble boret i utvinningstillatelse 054 av Norsk Hydro Produksjon AS, som operatør for utvinningstillatelse 191, i samarbeid med Statoil som operatør for utvinningstillatelse 054. Brønnen ble boret som et selvstendig sidesteg til en tregrensproduksjonsbrønn i Troll Vest oljeprovin, der Norsk Hydro er operatør. Sidesteget ble boret til et totalt dyp på 3400 meter MD og ble avsluttet i bergarter av mellomjura alder. Det ble ikke påvist bevegelige hydrokarboner i brønnen.

Undersøkellesbrønnene 33/12-8 S og 33/12-8 A ble boret av Statoil ASA som operatør i utvinningstillatelse 152. Brønnene ble boret på to

Tabell 1.5.1 Avsluttede letebrønner i 2002

Letebrønn	Utvinningsstillatelse	Operator	Status	Type brønn	Totalt dyp	Totalt dyp (alder)
1/5-4 S	144	Amerada	olje	undersøkellesbrønn	3090	Perm
2/5-12	6-C	Amerada	olje	undersøkellesbrønn	4153	Jura
30/9-20 S	104	Hydro	olje	undersøkellesbrønn	3124	Jura
31/2-20 S	54	Hydro	tørr	undersøkellesbrønn	3400	Jura
33/12-8 S	152	Statoil	olje	undersøkellesbrønn	3750	Jura
33/12-8 A	152	Statoil	olje	undersøkellesbrønn	5098	Jura
34/6-1 S	268	Conoco	tørr	undersøkellesbrønn	4360	Trias
34/10-45 S	50	Statoil	gass/kond	undersøkellesbrønn	7594	Jura
34/10-45 A	50	Statoil	gass/kond	avgrensingsbrønn	6523	Jura
34/10-46 S	50	Statoil	gass	undersøkellesbrønn	5568	Jura
34/10-46 A	50	Statoil	olje/gass	undersøkellesbrønn	6860	Jura
34/10-46 B	50	Statoil	tørr	avgrensingsbrønn	7725	Kritt
34/10-47 S	50-B	Statoil	olje	undersøkellesbrønn	4027	Kritt
34/10-47 A	50-B	Statoil	tørr	undersøkellesbrønn	3016	Jura
35/1-1	269	Phillips	tørr	undersøkellesbrønn	4540	Trias
35/3-6	270	RWE-DEA	tørr	undersøkellesbrønn	3343	Jura
36/7-3	153	Hydro	tørr	undersøkellesbrønn	2948	Jura
6305/4-1	209	Hydro	gass	avgrensingsbrønn	2975	Kritt
6403/10-1	253	Hydro	tørr	undersøkellesbrønn	3400	Kritt
6404/11-1	254	Bp Amoco	tørr	undersøkellesbrønn	3650	Kritt
6406/3-6	91	Statoil	olje/gass	avgrensingsbrønn	4175	Jura
6406/5-1	255	Shell	gass/kond	undersøkellesbrønn	4692	Jura
6507/5-5	212	BP Amoco	olje	avgrensingsbrønn	3932	Jura
6608/10-8	128	Statoil	olje	undersøkellesbrønn	2600	Jura
6608/10-8 A	128	Statoil	olje	avgrensingsbrønn	2600	Jura
6608/11-3	128	Statoil	tørr	undersøkellesbrønn	2031	Trias

Figur 1.5.3
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

Tabell 1.5.2 Nye funn i 2002, utvinnbare ressurser

Brønnbane	Operatør	Hydrokarbontype	Olje/kondensat mill Sm ³	Gass mrd Sm ³
30/09-20	Norsk Hydro	olje	<1	
33/12-8 S	Statoil	olje/gass	1	<1
33/12-8 A	Statoil	olje	1	<1
34/10-45 S	Statoil	olje/gass	<1	<1
34/10-46 A	Statoil	gass	<1	<1
34/10-47 S	Statoil	olje	3	<1
6406/5-1	Shell	gass/kondensat	2	1
6608/10-8	Statoil	olje	4	
Totalt			10-13	<10

Det ble gjort funn i åtte brønner i 2002. Det ble påvist to funn i brønnbane 33/12-8 S.

separate prospekter like vest for Rimfaksforekomsten i Gullfaks Sør-området. I begge brønnene ble det påvist lett olje og gass i bergarter av sen- og mellomjura alder. I brønnbane 33/12-8 S ble det gjort to funn, ett i Brentgruppen av mellomjura alder og ett i Statfjordformasjonen av tidligjura alder. Funnene vurderes nå for utbygging sammen med andre nærliggende funn i Gullfaksområdet.

Undersøkellesbrønn 34/6-1 S ble boret av Norske Conoco AS som operatør i utvinningstillatelse 268, 120 km vest for Florø. Brønnen ble boret på 380 meters vanddyb til et totalt vertikalt dyp av 3896 meter under havnivå og avsluttet i bergarter av antatt sentrias alder. Det ble ikke påvist hydrokarboner i brønnen.

Undersøkellesbrønn 34/10-45 S og avgrensingsbrønn 34/10-45 A ble boret av Statoil ASA som operatør for utvinningstillatelse 050B. Brønnbanene ble boret fra Gullfaks B-innretningen, til et område like vest for Gullfaks Vest. Boringene ble avsluttet i bergarter av senjura alder på ca. 2220 meter vertikalt dyp. I begge brønnbanene ble det påvist små mengder gass/kondensat i sandsteiner av kritt alder. Funnet ble innlemmet i Gullfaks og satt i produksjon.

Undersøkellesbrønnene 34/10-46 S, 34/10-46 A og 34/10-46 B ble boret av Statoil ASA, som operatør i utvinningstillatelse 050, og hadde som formål å undersøke uborede segmenter i utkanten av Gullfaks.

34/10-46 S påviste gass, mens 34/10-46 A påviste olje og gass. Funnet blir innlemmet i Gullfaks. 34/10-46 B var tørr.

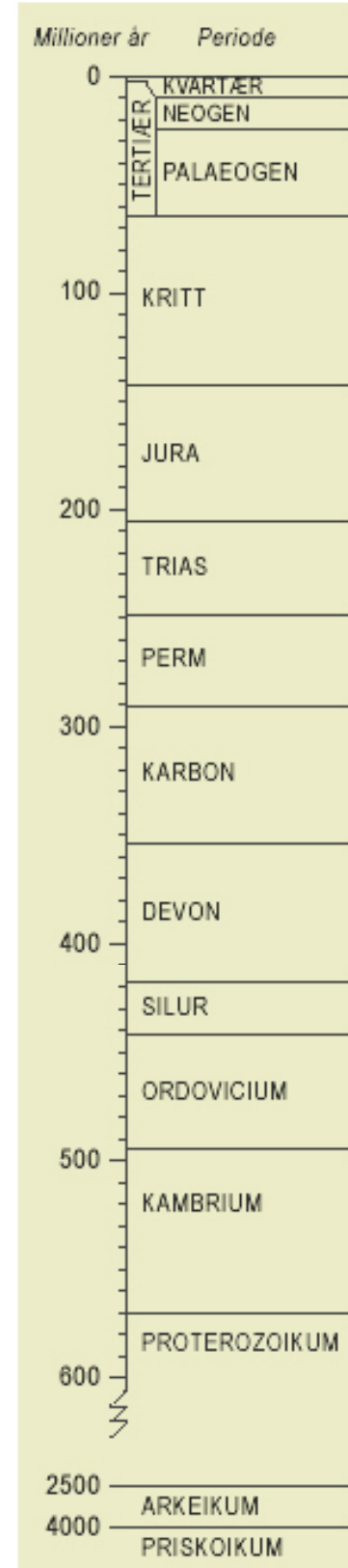
Undersøkellesbrønnene 34/10-47 S og 34/10-47 A ble boret av Statoil ASA, som operatør for utvinningstillatelse 050B, ca. 8 km vest for Gullfaks A. 34/10-47 S påviste lett olje i mellomjura bergarter med svært god reservoar-kvalitet. Dette funnet vurderes nå for utbygging sammen med andre nærliggende funn i Gullfaksområdet, enten med tilknytning til Statfjord eller til Gullfaks. Undersøkellesbrønn 34/10-47 A ble boret på et prospekt i Statfjordformasjonen av tidligjura alder. Det ble ikke påtruffet hydrokarboner i brønnen.

Undersøkellesbrønn 35/1-1 ble boret av Phillips Petroleum Norsk AS som operatør i utvinningstillatelse 269, 115 km nordvest for Florø. Brønnen ble boret på 408 meters vanddyb til et totalt vertikalt dyp på 4517 meters under havnivå og avsluttet i bergarter av trias alder. Det ble ikke påvist hydrokarboner i brønnen.

Undersøkellesbrønn 35/3-6 ble boret av RWE-DEA Norge AS som operatør for utvinningstillatelse 270, ca. 65 km nordvest for Florø. Brønnen ble boret på 225 meters vanddyb til et totalt vertikalt dyp på 3343 meter under havnivå og avsluttet i bergarter av senjura alder. Det ble ikke påvist hydrokarboner i brønnen.

Ressursforvaltning

Den geologiske tidssøylen



Undersøkellesbrønn 36/7-3 ble boret av Norsk Hydro som operatør for utvinningstillatelse 153. Brønnen ble boret til et total dyp på 2 924 meter MD under havnivå og ble avsluttet i bergarter av jura alder. Brønnen er plugget og permanent forlatt. Det ble påvist sandsteiner av kritt alder i forventet reservoarnivå i brønnen, men det ble ikke påvist bevegelige hydrokarboner.

Norskehavet

Avgrensingsbrønn 6305/4-1 ble boret av Norsk Hydro i utvinningstillatelse 209 på basis av en pre-unitiseringsavtale inngått mellom rettighetshaverne i de tre utvinningstillatelsene 208, 209 og 250. Brønnen ble boret på 6305/5-1 Ormen Lange, ca. 4 km nord-nordvest for funnbrønnen 6305/5-1. Brønnen ble boret på 997 meters vanddyp til et total dyp på 2949 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av kritt alder. Det ble påvist gass i Våleformasjonen av tertiær alder.

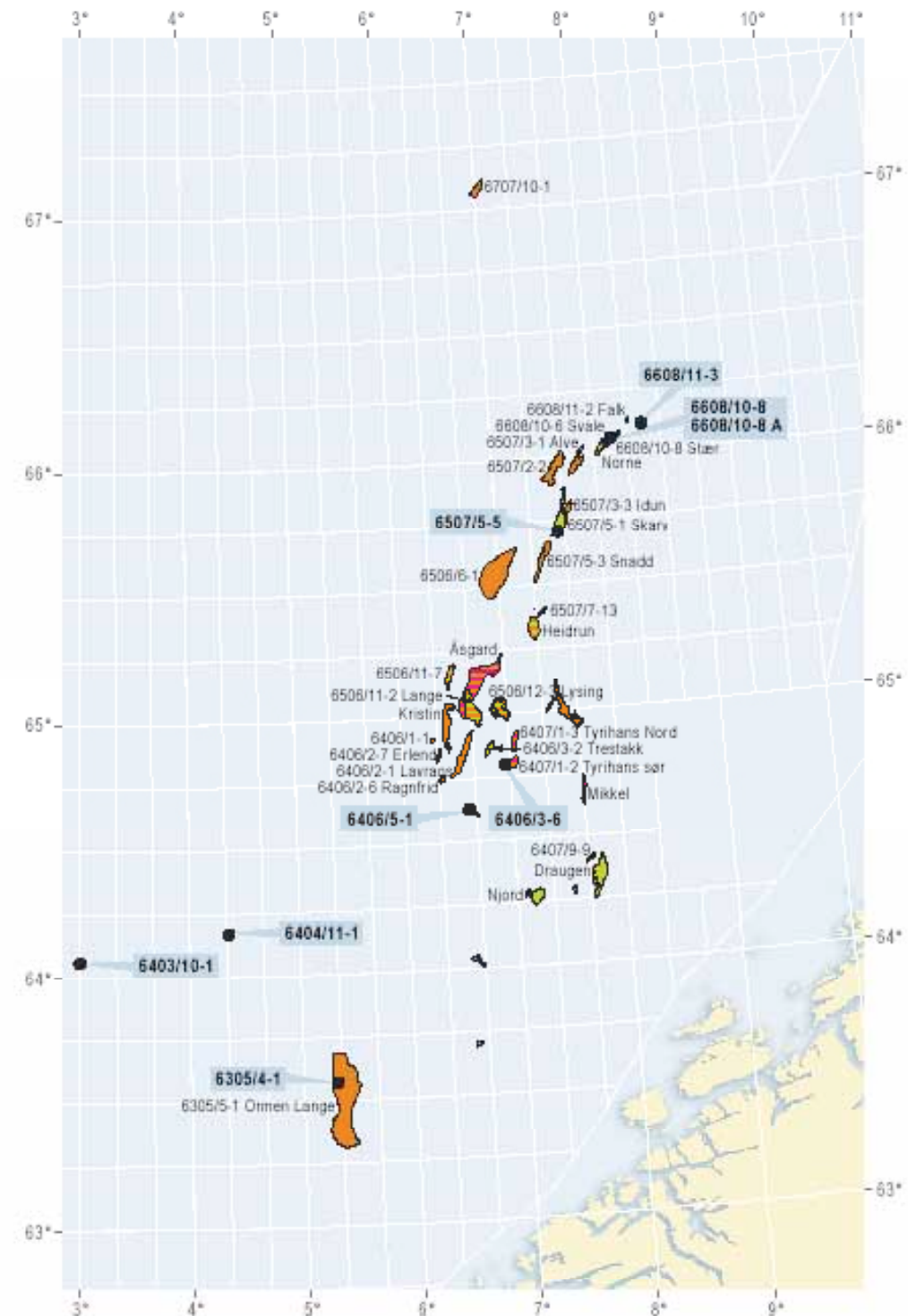
Undersøkellesbrønn 6403/10-1 ble boret av Norsk Hydro, som operatør for utvinningstillatelse 253, i den vestlige delen av Mørebasenget. Brønnen, som hadde boremål i kritt, var tørr. Havdypet her var 1717 meter. Dette er per i dag det største havdypet for noen boring på norsk sokkel.

Undersøkellesbrønn 6404/11-1 ble boret av BP Amoco Norge AS, som operatør for utvinningstillatelse 254, om lag 80 km nordvest for 6305/5-1 Ormen Lange. Brønnen ble boret på en struktur kalt Havsule på 1495 meters vanddyp til et totalt vertikalt dyp på 3625 meter under havnivå og avsluttet i bergarter av senkritt alder. Det ble ikke gjort funn i noen av de antatt prospektive intervallene innenfor senkritt til tertiær alder.

Avgrensingsbrønn 6406/3-6 ble boret av Statoil ASA, som operatør for utvinningstillatelse 091, på en struktur som strekker seg inn i utvinningstillatelse 073. Brønnen er den andre brønnen på 6407/1-2 Tyrihans Sør og påviste olje og gass.

Undersøkellesbrønn 6406/5-1 ble boret av A/S Norske Shell, som operatør for utvinningstillatelse 255, på en struktur sør for Kristinfeltet. Boringen ble foretatt ca. 180 km nordvest for Kristiansund. Brønnen ble boret på 288 meters vanddyp til et totalt vertikalt dyp på 4658 meter under havnivå

Figur 1.5.4
Letebrønner i Norskehavet som er påbegynt eller avsluttet i løpet av året *



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

og avsluttet i bergarter av tidligjura alder. Det ble påvist gass/ kondensat i øvre del av Garnformasjonen som er av mellomjura alder.

Avgrensingsbrønn 6507/5-5 ble boret av BP Amoco Norge AS som operatør for utvinningstillatelse 212. Arealet ligger ca. 200 km vest for Sandnessjøen. Brønnen ble boret på 375 meters vanddyb til et totalt dyp på 3 932 meter under havnivå og avsluttet i bergarter av jura alder. Brønnen påviste olje og gass i sandsteinslag av jura alder.

Undersøkelserbrønn 6608/10-8 og avgrensingsbrønn 6608/10-8A ble boret av Statoil ASA, som operatør for utvinningstillatelse 128, ca 175 km utenfor kysten av Helgeland og nordøst for Nornefeltet. Brønnen ble boret på 376 meters vanddyb til et totalt dyp på ca 2600 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av tidligjura alder. Det ble påvist olje i sandsteinslag av jura alder.

Undersøkelserbrønn 6608/11-3 ble boret av Statoil ASA, som operatør i utvinningstillatelse 128 B, ca. 175 km utenfor kysten av Helgeland og ca. 15 km øst av Nornefeltet. Brønnen ble boret på 374 meters havdyb til et totalt dyp på 2031 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av trias alder. Det ble ikke påvist hydrokarboner av kommersiell interesse.

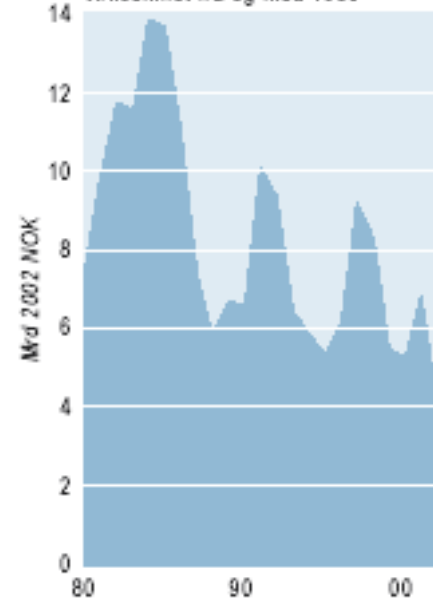
1.5.2 Letekostnader

I 2002 ble det påbegynt 19 letebrønner. Dette er en nedgang i forhold til 2001 da det ble påbegynt 34 letebrønner.

Figur 1.5.5 viser totale letekostnader fra og med 1980. Kostnadene inkluderer kostnader til leteboring, generelle undersøkelser, feltevaluering/feltutvikling og administrasjon og andre kostnader. I 2002 ble det brukt 3,96 milliarder NOK. Dette er det laveste nivå i perioden. Totale letekostnader fra og med 1980 til og med 2002 beløper seg til 188 milliarder 2002 NOK. Tabell 1.5.3 viser letekostnadene for 2002 totalt og for de fire kostnadsgruppene. Figur 1.5.6 viser den prosentvise fordeling mellom kostnadsgruppene.

I 2002 utgjorde leteboring 57 prosent av de totale letekostnadene, mens tilsvarende tall for 2001 var 67 prosent. Figur 1.5.7 viser gjennomsnittlige borekostnader per letebrønn. I 2002 ble det boret for 2,24 milliarder NOK, og borekostnaden per lete-

Figur 1.5.5
Kostnader til lete- og planleggingsvirksomhet fra og med 1980



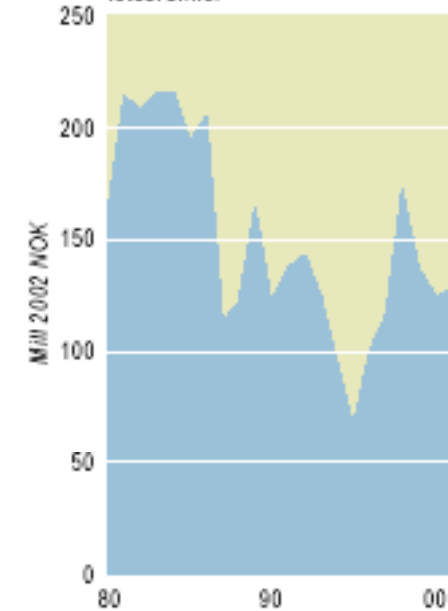
Figur 1.5.6
Letekostnader i 2002 fordelt på kostnadsgrupper



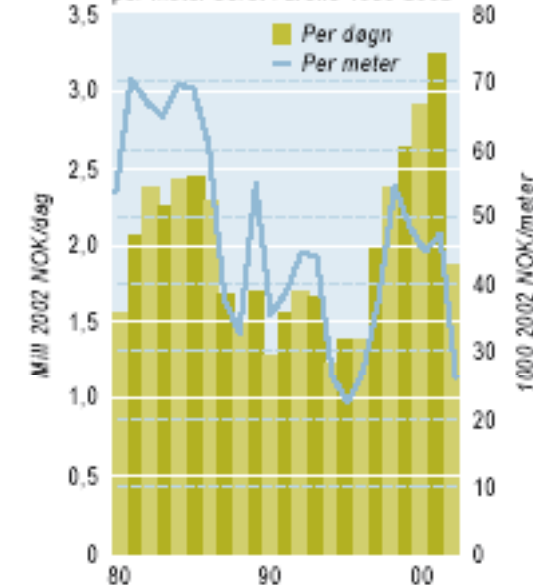
Tabell 1.5.3 Letekostnader fordelt på kostnadsgrupper

Kostnadsgrupper	Millioner NOK
Leteboring	2237
Generelle undersøkelser	724
Feltevaluering/feltutvikling	272
Administrasjon og andre kostnader	726
Totalt	3959

Figur 1.5.7
Gjennomsnittlige kostnader per letebrønner



Figur 1.5.8
Gjennomsnittlig borekostnad per dag og per meter boret i årene 1980-2002



brønn er beregnet til 118 millioner NOK. I 2001 var borekostnaden per letebrønn 128 millioner 2002 NOK. En vesentlig årsak til reduksjonen var nedgang i leiekostnader for boreinnretninger.

Figur 1.5.8 viser gjennomsnittlig borekostnad per dag og per meter boret i årene 1980 til og med 2002.

1.6 Utbygging og drift

Faktaopplysninger om felt og funn fins på Oljedirektoratets nettsted: www.npd.no. Omtale av felt med videre fins også i Fakta 2003: www.oed.dep.no utgitt av Olje- og energidepartementet.

Figurene 1.6.1, 1.6.2, 1.6.3 og 1.6.4 viser felt og funn i sørlige Nordsjø, nordlige Nordsjø, Norskehavet og Barentshavet.

Sørlige Nordsjø

Valhall

Det ble i 2002 installert en enkel brønnehodeinnretning på sørflanken av Valhallfeltet. Forventet produksjonsstart er våren 2003. Dette er den første av de to innretningene som ble godkjent i utbyggingsplanen høsten 2001. Innretningen som skal plasseres i nord, er under konstruksjon og planlegges installert i 2003.

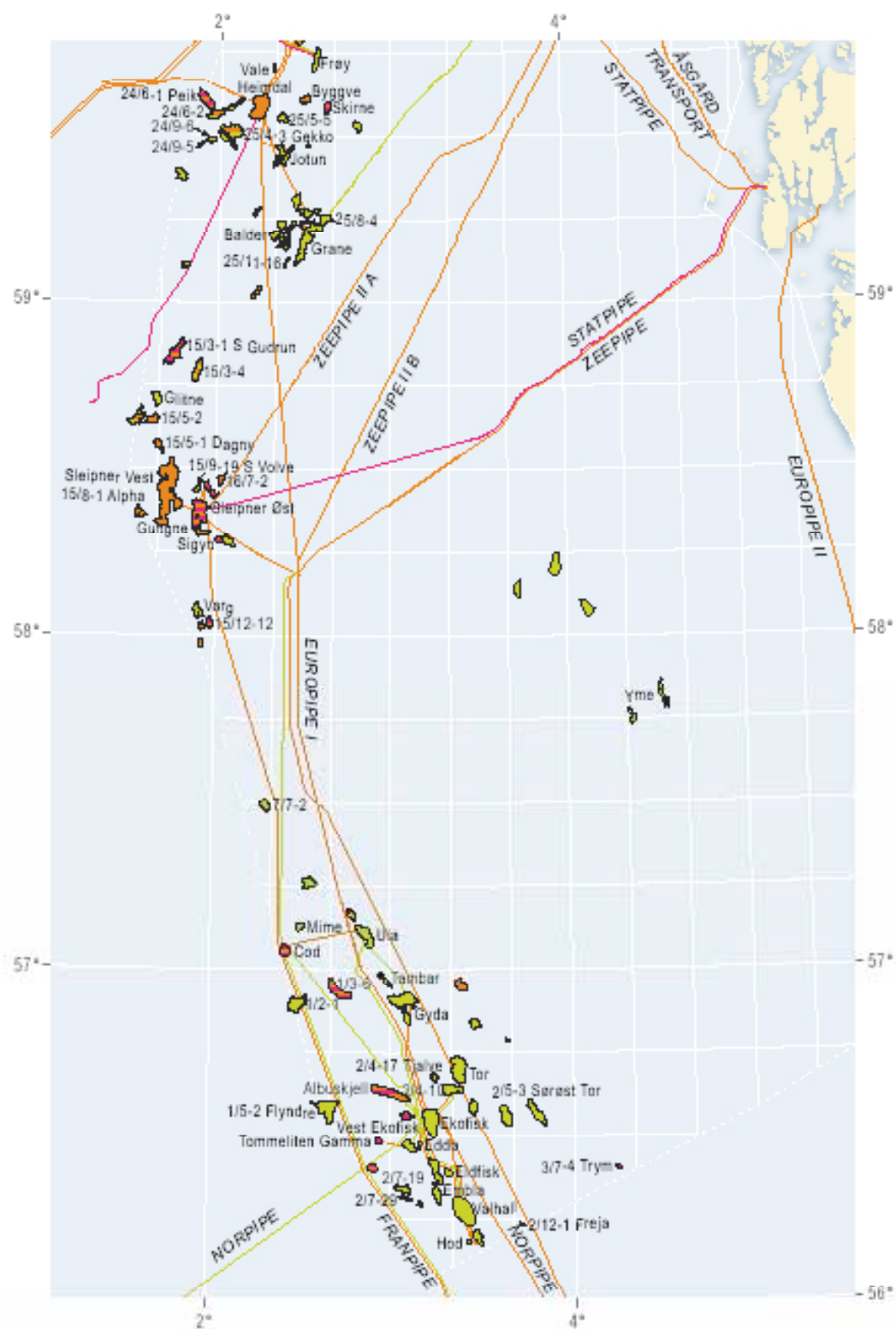
Vanninjeksjonsinnretningen som ble godkjent i 2000, skulle vært installert høsten 2002. Uventede problemer med å pæle understellet har ført til at prosjektet er forsinket og i beste fall vil vanninjeksjonen starte i 2003.

Vale er et gass- og kondensatfelt som ble satt i produksjon i 2002. Feltet er utbygd med en produksjonsbrønn boret fra en havbunnsinnretning og er knyttet opp med en rørledning til Heimdal for prosessering. Vale har ikke produsert som forventet i 2002, blant annet på grunn av reservoarmessige problemer.

Sigyn ble bygd ut med havbunnskomplettete brønner som en satellitt til Sleipner A. Feltet kom i

Figur 1.6.1

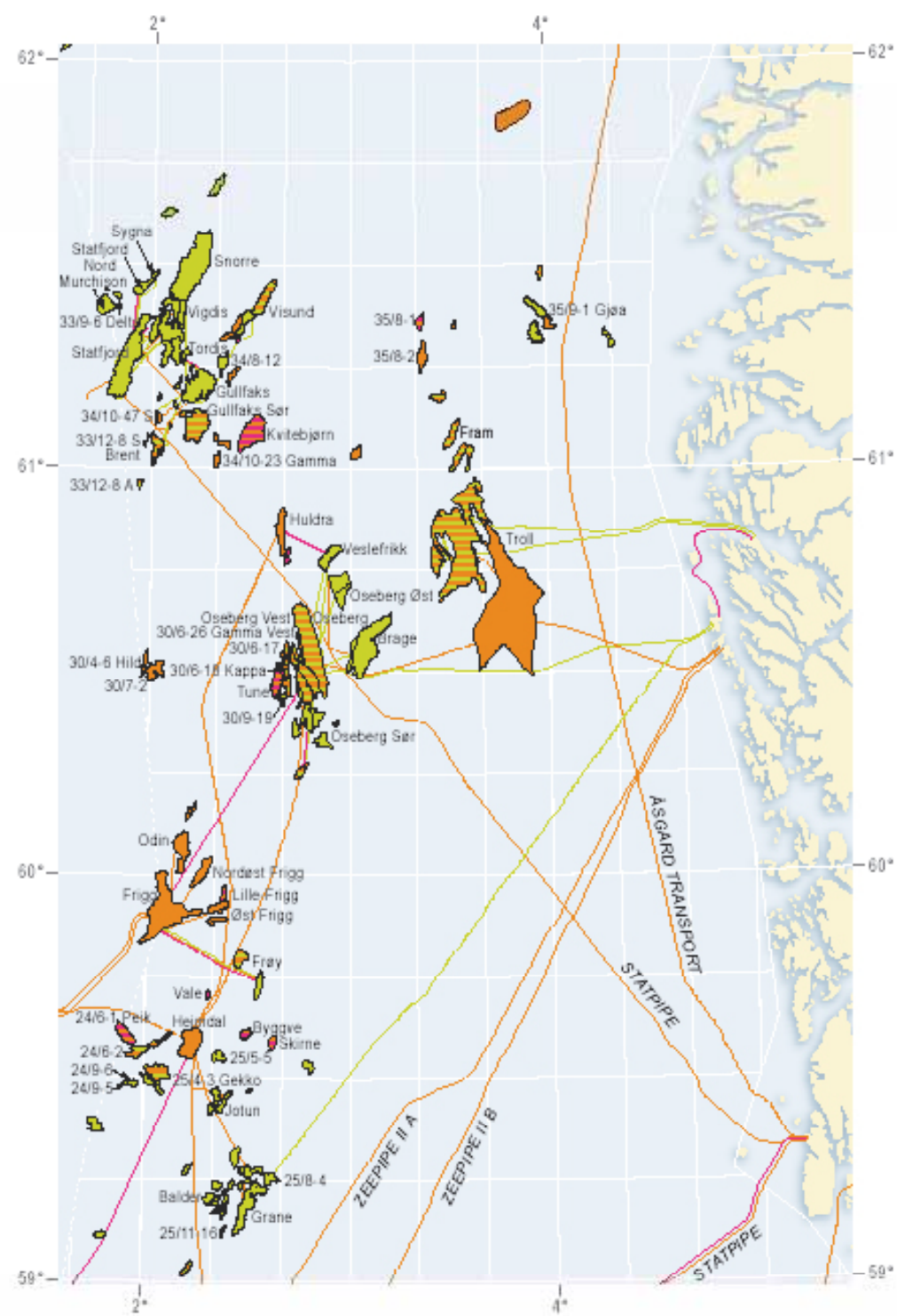
Felt og funn i sørlige Nordsjø (Ressurskategori 1-5)*



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

Figur 1.6.2

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



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

produksjon i desember 2002. Esso er operatør for Sigyn og det er inngått en avtale med Statoil som operatør for Sleipner A om drift av feltet.

Balder/Ringhorne. Esso Norge AS søkte om å endre plan for utbygging og drift for Ringhorne for å overføre en del av produksjonen til Jotun for prosessering i stedet for til Balder som opprinnelig planlagt. Dette vil også akselerere produksjonen og gi ledig kapasitet på Balderskipet med mulighet for økt produksjon på Balder. Produksjonen på Jotun er nedadgående og feltet har derfor begynt å få ledig kapasitet.

Samtidig søkte Esso Norge AS om godkjenning av plan for anlegg og drift for rørledninger fra Balder og Ringhorne til Jotun. Etter planen vil det bli installert en 12 tommer oljerørledning og en åtte tommer gassrørledning fra Ringhorneinnretningen til Jotun. Videre vil det legges en seks tommer gassrørledning fra Balder til Jotun for å kunne selge gass som tidligere ble reinjisert på Balder.

Nordlige Nordsjø

Tune er et gass/kondensatfelt som ligger 12 km vest for Osebergfeltet og ble satt i produksjon i november 2002. Plan for utbygging og drift ble godkjent i desember 1999. Tune er bygd ut med en havbunnsinnretning med transport av brønnstrømmen til Oseberg feltsenter. I løpet av 2001-2002 ble det boret fire produksjonsbrønner og lagt rørledning for tilknytning til Osebergfeltet.

Byggve og Skirne. Plan for utbygging og drift ble godkjent av myndighetene i 2002. Feltene, som er gass/kondensatfelt øst for Heimdalfeltet, skal bygges ut med en produksjonsbrønn i hvert felt og knyttes opp med en rørledning til Heimdal for prosessering.

Troll NGL. Da eksporten av gass fra Kvitebjørn til Kollsnes ble besluttet, var utbyggingsløsningen et vanlig gasstørkeanlegg uten utskilling av våtgasskomponenter (duggpunktsbehandling) av Kvitebjørngassen på Kollsnes. Samtidig skulle rettighetshaverne i Troll, som et alternativ til duggpunktsløsningen, vurdere en mer omfattende prosessering i et NGL-anlegg (som skiller ut våtgasskomponenter). Det ble konkludert med at det ville være mer verdiskapende å bygge et NGL-anlegg. Det ble besluttet

å fremme en plan for anlegg og drift for et anlegg stort nok til å kunne ta inn også andre tilleggsressurser. Plan for anlegg og drift for NGL-anlegget ble behandlet av myndighetene tidlig i 2002. I ettertid har rettighetshaverne til Visund besluttet å prosessere sin gass i samme anlegg. Dermed blir anlegget fullt utnyttet allerede fra 2005.

Troll prekompresjon. Plan for utbygging og drift for prekompresjon på Troll A ble sendt til myndighetene høsten 2001. Planlagt oppstart er i 2005. Siden løsningen som ble beskrevet for første fase prekompresjon var tilstrekkelig lik tidligere godkjente planer, frafalt myndighetene i 2002 kravet om PUD.

TOGI. Havbunnsystemet Troll Oseberg Gass Injeksjon (TOGI) er blitt styrt fra Oseberg feltsenter og har produsert gass fra Troll Øst for injeksjon i Osebergfeltet. TOGI ble nedstengt i 2002 i henhold til avtale om leveranse av gass. Videre bruk av TOGI vil bli vurdert.

Vigdis – videre utbygging

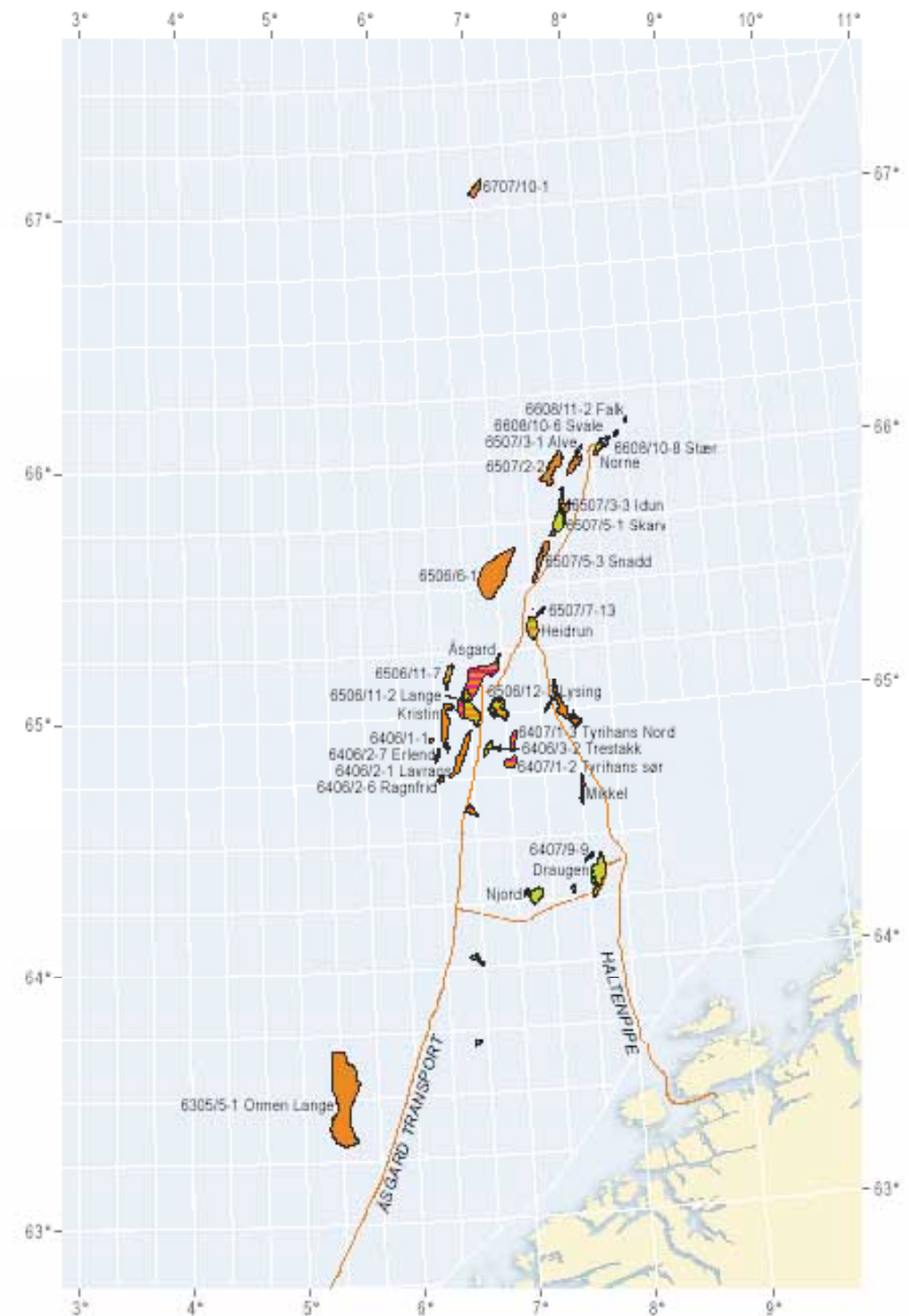
Det er påvist flere små funn og prospekter nær Vigdis, samlet kalt "Vigdis Extension" av operatøren. Plan for utbygging og drift ble godkjent av myndighetene i desember 2002. Feltet vil bli bygd ut med havbunnsrammer og satellittbrønner, og vil bli tilkoblet Snorre via Vigdisinnretningene. Utbyggingen regnes nå som en del av Vigdisfeltet.

Visund

Visundfeltet ligger helt nord i Nordsjøen og har vært i drift siden 1999. Utbyggingsløsningen omfatter en halvt nedsenkbar integrert bolig-, bore- og prosessinnretning i stål, og oljen transporteres i rør til Gullfaks A for lagring og utskipping. I tillegg er den nordlige delen av Visund bygd ut med en havbunnsinnretning som ble satt i produksjon i januar 2002. Hittil har feltet kun hatt oljeutvinning, men i oktober 2002 ble plan for utbygging og drift og plan for anlegg og drift for Visund gasseksport godkjent.

Godkjent utbyggingsplan for gasseksport innebærer at totalt 55,5 milliarder Sm³ våtgass sendes fra Visund i en ny rørledning til Kvitebjørn, hvor gassen går direkte inn på Kvitebjørn gassrørledning for videre transport til Kollsnes. Der skiller NGL ut for videre eksport til markedet. Det skal investeres totalt ca 2,7 milliarder NOK, derav 0,8 milliarder i rørledning.

Figur 1.6.3
Felt og funn i Norskehavet (Ressurskategori 1-5) *



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

Opprinnelig PUD var begrenset til utvinning av olje fra feltet, mens all produsert gass før 2007 skulle injiseres tilbake i reservoaret. Dette ville gi en god oljeressursforvaltning ved at reservoarenergien ble bevart i en lang periode før gassuttak. Basert på produksjonserfaring er gasseksporten nå fremskyndet til 2005. Med den godkjente planen for gasseksport vil Visund kunne være i drift i ca. 25 år til.

Barentshavet

Snøhvit

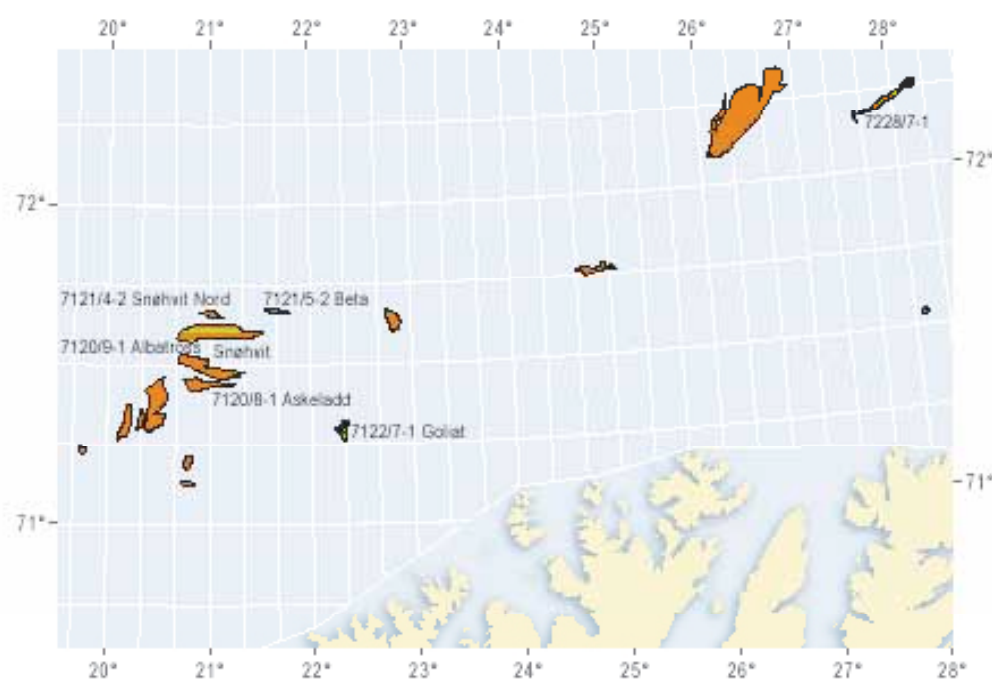
Snøhvit ble påvist i 1984 og ligger ca. 140 km nordvest for Hammerfest. Plan for utbygging og drift og plan for anlegg og drift av Snøhvit LNG ble levert myndighetene i september 2001. Planene ble godkjent i Stortinget i mars 2002. Snøhvitutbyggingen består av funnene 7121/4-1 Snøhvit, 7120/8-1 Askeladd og 7120/9-1 Albatross. Funnene 7121/4-2 Snøhvit Nord, 7121/5-2 Beta og andre småfunn i området samt oljesonen på Snøhvitfeltet er ikke inkludert i utbyggingsplanene.

Utbyggingsløsningen er basert på havbunnsinnretninger hvor gass og kondensat sendes i fler-

fase rørledning til anlegg på Melkøya like utenfor Hammerfest. På Melkøya vil gassen bli prosessert og nedkjølt til flytende form (LNG), og sendt til markedet i spesialbygde skip. Biproduktene vil være flytende naturgass (LPG) og kondensat som vil bli skipt ut fra Melkøya og solgt på spotmarkedet. Oppstart av gassproduksjonen er planlagt i desember 2005, men leveranseforpliktelsene til USA og Europa er fra oktober 2006. Utvinnbare volumer utgjør 193 milliarder Sm³ gass inkludert CO₂ og produksjonen er ventet å kunne vare frem til 2035.

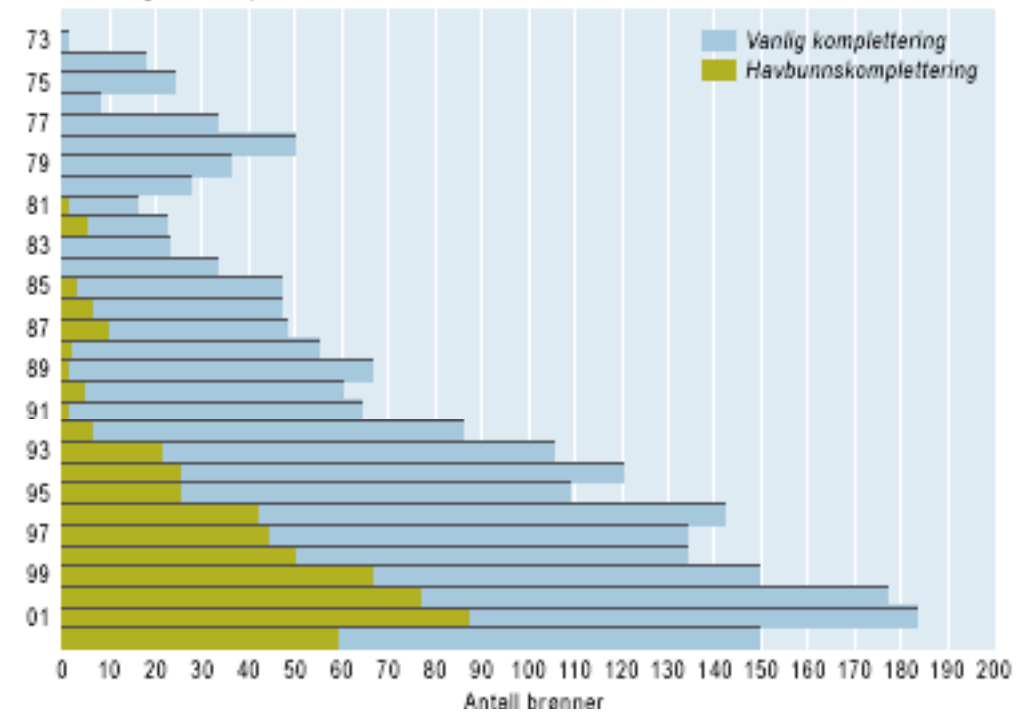
Byggearbeidene på Melkøya startet opp sommeren 2002, om lag tre måneder etter planen. Forsinkelsen skyldtes påvente av ESAs godkjenning av skatteregimet for Snøhvitutbyggingen. Forsinkelsen resulterte også i at hovedentreprenøren for byggearbeidene på Melkøya ble skiftet ut. En rekke forhold har ført til at operatøren har valgt å øke investeringsbudsjettet betydelig i forhold til utbyggingsplanen. Beslutningen om en fremskyndet oppstart av gassproduksjonen fra 7120/9-1 Albatross i forhold til plan for utbygging og drift har imidlertid gitt en reduksjon i prosjektkostnadene i underkant av en halv milliard NOK over prosjektets levetid.

Figur 1.6.4
Felt og funn i Barentshavet (Ressurskategori 3-5) *



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

Figur 1.6.5
Utvinningsbrønner på norsk kontinentalsokkel 1973-2002



Arbeidet med å etablere en lønnsom og fleksibel utnyttelse av oljeressursene på Snøhvit, inkludert en samordnet utbygging av oljen i Snøhvit og oljefunnet 7122/7-1 Goliat, er videreført i 2002.

Aktørvurderinger

I 2002 har Oljedirektoratet vurdert følgende selskaper i forhold til en eventuell rolle som operatør og/eller rettighetshaver på norsk sokkel: Petra/PGS, Norske AEDC og DNO.

Operatørskifter

Norsk Hydro var inntil utgangen av 2002 operatør for de utvinningstillatelsene som omfatter feltene Snorre, Vigdis, Tordis og Visund. Fra 1.1.2003 vil Statoil være operatør for disse utvinningstillatelsene.

Petra AS har overtatt som operatør på Varg etter Norsk Hydro.

CNR International (UK) Ltd har overtatt som operatør på Murchison etter Kerr-McGee.

1.6.1 Utvinningsboring

Det er siden 1973 påbegynt 2 171 utvinningsbrønner på den norske kontinentalsokkelen,

1 974 i Nordsjøen samt 197 i Norskehavet. 1 565 er produksjonsbrønner, 370 er injeksjonsbrønner og 236 er observasjonsbrønner.

18 utvinningsbrønner var under boring per 31.12.2002. Figur 1.6.5 viser utvinningsbrønner påbegynt per år i tidsrommet 1973-2002.

I 2002 er det påbegynt 150 utvinningsbrønner på 33 felt; 132 i Nordsjøen og 18 i Norskehavet. 69 av brønnene, det vil si 46 prosent, er boret fra 19 forskjellige flyttbare innretninger.

1.6.2 Avslutningsplaner

I henhold til petroleumsloven skal rettighetshaverne levere en avslutningsplan fem til to 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 konsekvensutredningsdel. På bakgrunn av planen fatter myndighetene vedtak om disponering.

Oljedirektoratet bistår Olje- og energidepartementet med vurderinger knyttet til avslutningsplanene for de enkelte felt eller anlegg. Oljedirektoratet bistår

også Olje- og energidepartementet med å utforme en veiledning til avslutningsplan. I 2002 ble avslutningsplanen for Frigg behandlet. I tillegg ble etterlatelse av betongstrukturen på 2/4-T, Ekofisktanken, besluttet av Stortinget etter avsluttet OSPAR konsultasjon.

1.7 Transportsystemer

Transportsystemene er vist i figur 1.7.

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.

Planlagte transportsystemer

Grane gassrør

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

Grane oljerør

Grane oljerør knytter Grane opp mot Stureterminalen. Rørledningen vil i utgangspunktet transportere olje fra Grane, 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. Dette vil gi en transportkapasitet for oljen fra Grane på 40 000 Sm³ per dag. Med en mindre tungtflytende olje i røret enn den fra Grane, vil kapasiteten øke. Planlagt oppstart er høsten 2003. Norsk Hydro er operatør.

Kvitebjørn Gasstransport og Visund gasseksport

I oktober 2002 ble plan for utbygging og drift og plan for anlegg og drift for Visund gasseksport godkjent. Flere alternativer for gasstransport ble utredet, men valget falt på tilknytning til en eksisterende T-forbindelse på gassrør fra Kvitebjørn til Kollsnes. Samtidig ble det installert en ny T-forbindelse med tanke på ny gass i området. Totalkostnaden for rørledningen er vel 0,8 milliarder NOK for valgt trasé. I tillegg er det gjort avtale knyttet til ny kompressor som kan bli nødvendig på Kvitebjørn et stykke ut i tid, når trykkforskjellen mellom Visundrøret og Kvitebjørnrøret vil, etter tilknytning av Visund, ha en høy kapasitetsutnyttelse. Eksport fra Visund starter i 2005.

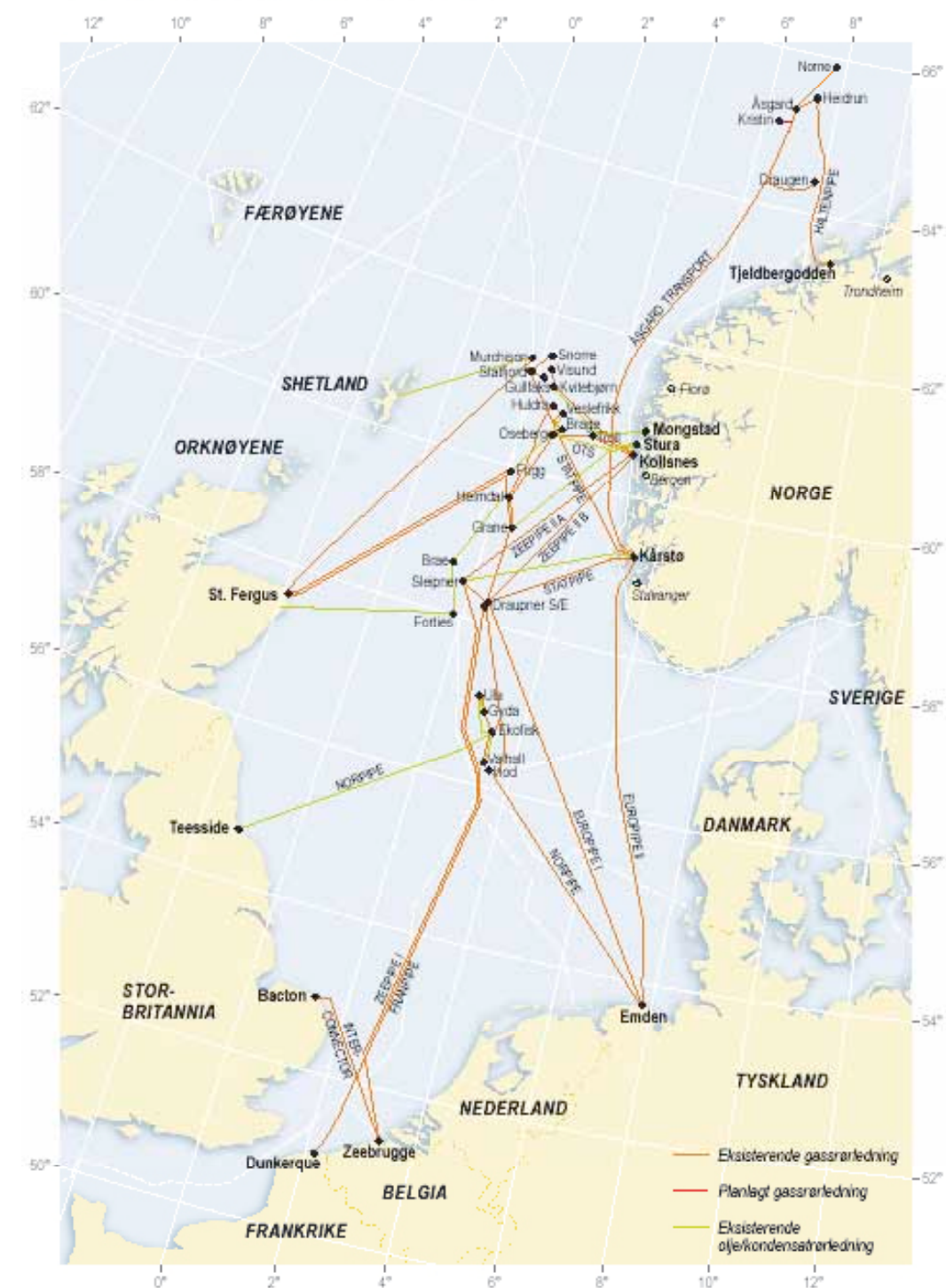
Rørledningen fra Visund til Kvitebjørn T vil bli 38 km lang og ha en ytre diameter på 20 tommer. Rørledningen er i vanlig karbonstål.

Kristin eksportløsning

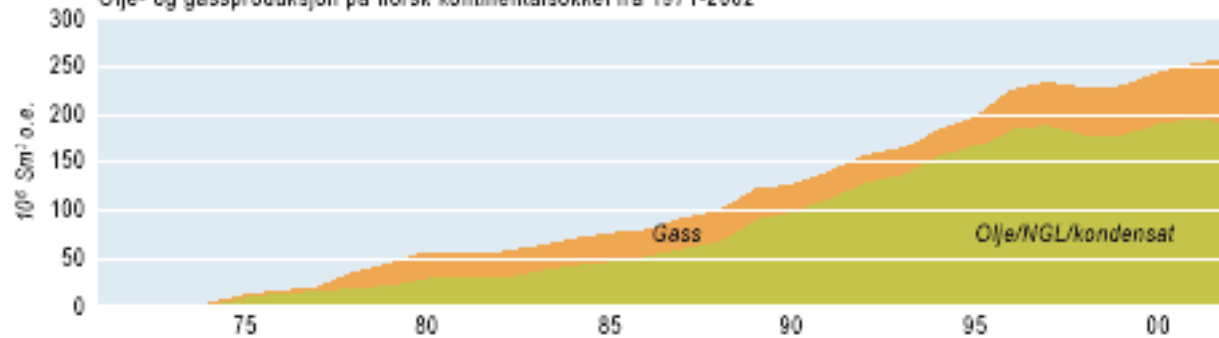
Eksportrør for gass mellom Kristin semi og eksisterende Åsgard Transport gasseksportrør blir en 27-28 km lang rørsøyfe. Designtrykket for 18 tomers gassrør er 212 bar, og det er valgt standard karbonstål som rørledningsmateriale.

Rørledning for væsketransport fra Kristin til Åsgard C (lagerskip for kondensat på Åsgard) blir mellom 20 og 22 km lang, avhengig av endelig trasevalg. Innvendig diameter på dette røret er 12 tommer. Rørledning vil bli fremstilt ved hjelp av standard karbonstål og designtrykket er satt til 100 bar.

Figur 1.7
Transportsystemer for olje og gass med tilknytning til norske felt



Figur 1.8
Olje- og gassproduksjon på norsk kontinentalsokkel fra 1971-2002



1.8 Produksjon av olje og gass

Produksjonen av olje og gass på norsk sokkel i 2002 var 258,6 millioner Sm^3 o.e. Produksjonen i 2001 var 251,4 millioner Sm^3 o.e. Produksjonen er nærmere fremstilt i tabell 1.8, Vedlegg 2 og i figur 1.8.

1.9 Salg og avgifter

1.9.1 Salg av petroleum

Det ble i 2002 solgt 146,6 millioner tonn råolje fra norsk kontinentalsokkel. Dette representerer en nedgang på 4,0 prosent i forhold til 2001. Storbritannia var den største mottaker med 22,4 prosent av skipningene, Norge mottok 16,0 prosent, Nederland 13,8 prosent, Frankrike 10,3 prosent og Sverige 4,0 prosent. Figur 1.9.1 viser utviklingen i råoljeprisen i 2002.

Norge eksporterte 64,2 milliarder Sm^3 gass i 2002.

1.9.2 Produksjonsavgift

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.

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

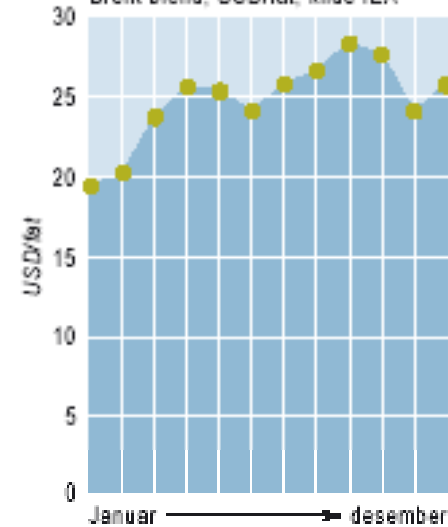
Total produksjonsavgift

Fra rettighetshaverne på norsk sokkel er det i 2002 innbetalt kroner 1 320 012 856 i produksjonsavgift til Oljedirektoratet. Tabell 1.9.1 viser fordelingen på de ulike petroleumprodukter for 2001 og 2002. Figur 1.9.2 viser innbetalt produksjonsavgift i perioden 1993-2002.

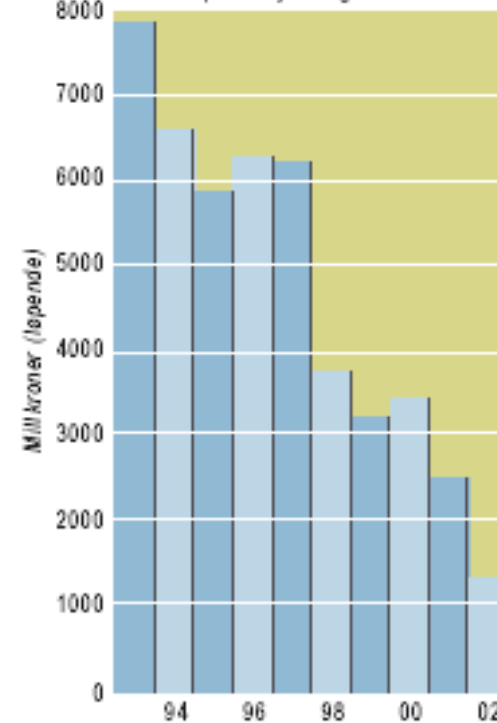
Produksjonsavgift for olje

Det er i 2002 innbetalt kroner 1 318 858 224 i produksjonsavgift for olje fra feltene Ula, Statfjord, Oseberg, Gullfaks og Heimdal. Dette er en reduksjon på 47 prosent i forhold til året før. Utbetalingen vedrørende Ula skyldes dekning av transportkostnader for mottatt avgiftsolje. Innbetalingen vedrørende Heimdal gjelder tidligere år. Produksjonsavgift for olje blir normalt tatt ut i olje (avgiftsolje). Salg av denne oljen foretas av Statoil, som foretar innbetaling til Oljedirektoratet månedsvis.

Figur 1.9.1
Utviklingen i råoljeprisen i 2002,
Brent blend, USD/fat, kilde IEA



Figur 1.9.2
Innbetalt produksjonsavgift 1993-2002



Tabell 1.9.1 Totalt innbetalt produksjonsavgift i 2001 og 2002 (millioner NOK)

Produkt	Felt/område	2001	2002
Olje	Ekofiskområdet, Ula og Valhall	0,2	-2,2
"	Statfjord	1058,8	330,9
"	Oseberg	577,2	437,3
"	Gullfaks	845,7	552,5
"	Heimdal	0,0	0,4
Sum olje		2481,9	1318,9
NGL	Ekofiskområdet	0,1	0,0
"	Valhall	-0,4	0,0
"	Ula	-0,2	1,1
Sum NGL		-0,5	1,1
Sum		2 481,4	1 320,0

Mottatt kvantum avgiftsolje er redusert med 44 prosent i 2002. Reduksjonen i kvantum skyldes to forhold. For det første var det i 2002 en generell nedgang i produksjonen på de felt hvor det fortsatt er produksjonsavgift. For det andre ble det gjennomført avgiftslettelse for alle felt fra og med 1.1.2000. I 2002 ble avgiftsoljen avregnet til en gjennomsnittspris på kroner 217,- per fat mot kroner 226,- per fat i 2001.

Produksjonsavgift for NGL

Det er i 2002 innbetalt kroner 1 154 632 i produksjonsavgift for NGL fra Ula.

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

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.

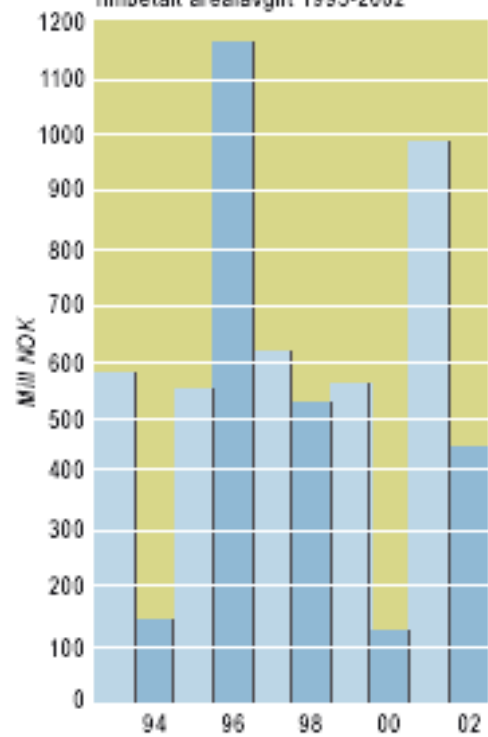
1.9.3 Arealavgift

Oljedirektoratet har i 2002 innkrevd kroner 483 933 955 i brutto arealavgift for refusjoner. Beløpet, fordelt på de ulike tildelingsår, er vist i tabell 1.9.2. Arealavgift fordelt på tildelingsårene 1998, 1999, 2000 og 2001 gjelder hovedsakelig 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.

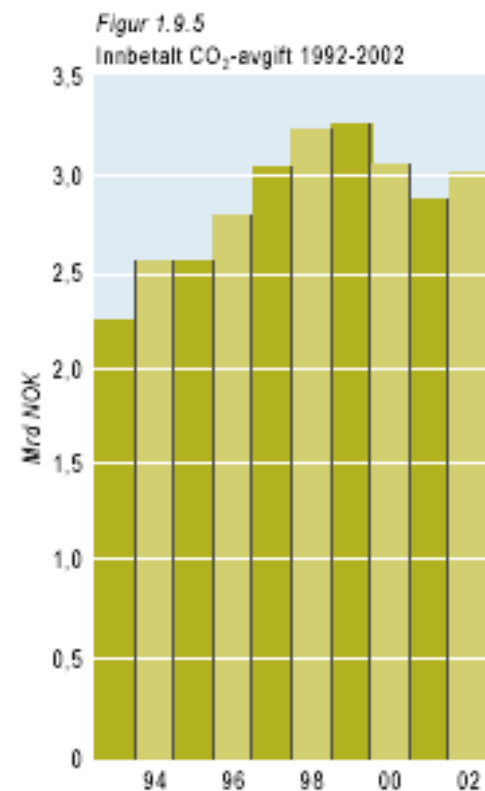
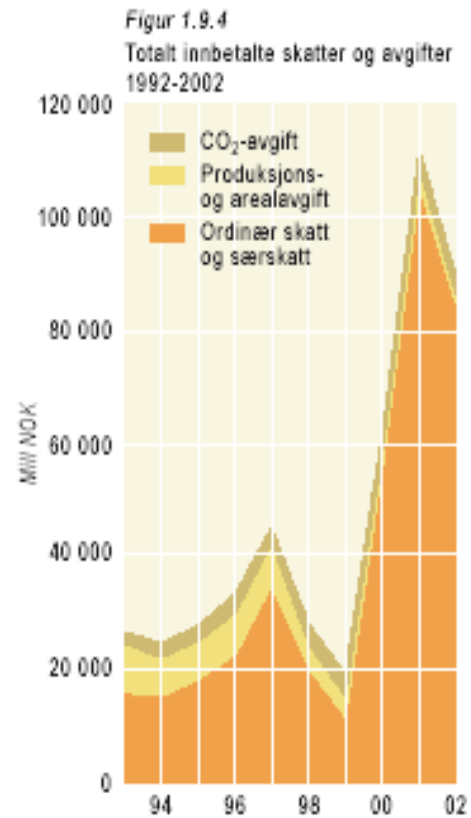
Oljedirektoratet har refundert kroner 37 335 089 i arealavgift i 2002. Dette representerer den fradragsberettigede delen av arealavgiften i produksjonsavgiftsoppgjøret for utvinningstillatelsene 019A, 019B, 037, 050, 053 og 079.

Tabell 1.9.2 Arealavgift fordelt på tildelingsår

Arealavgift			
Tildelingsår	NOK	Tildelingsår	NOK
1965	36 208 887	1986	31 274 787
1969	20 857 920	1987	7 434 000
1971	3 904 501	1988	18 399 244
1973	19 110 000	1989	7 862 354
1975	1 722 000	1991	14 260 324
1976	25 536 000	1992	1 055 086
1977	4 595 400	1993	39 899 667
1978	14 658 000	1995	8 956 330
1979	47 124 000	1996	5 951 043
1981	7 614 600	1998	2 635 200
1982	8 093 400	1999	5 544 000
1983	33 390 000	2000	18 153 423
1984	58 993 200	2001	8 505 000
1985	32 046 000	2002	149 589
		Totalt	483 933 955

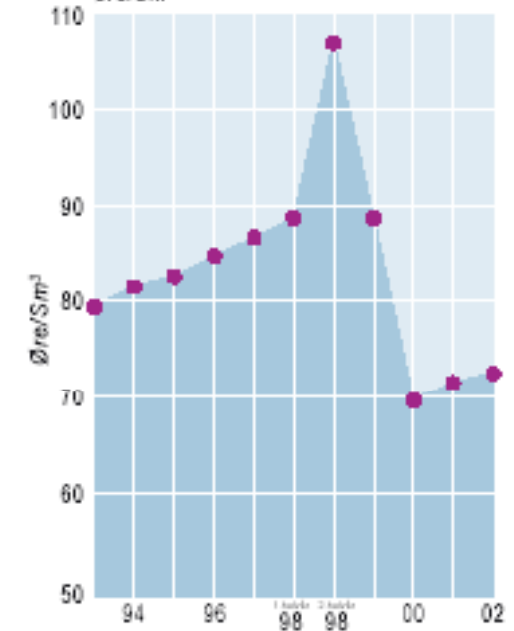
Figur 1.9.3
Innbetalt arealavgift 1993-2002

Figur 1.9.3 viser netto innbetalt arealavgift 1993 - 2002. For 2002 er det en reduksjon fra 2001 på 536 millioner kroner. Årsaken til denne reduksjonen er at det i 2001 ble innbetalt arealavgift for både 2001 og 2002, mens det i 2002 bare ble innbetalt arealavgift for 2003.

Tabell 1.9.3 Innbetalt CO₂-avgift i 2002

Felt	1.halvår	2.halvår	Totalt 2002
Balder	17 183 506	11 221 724	28 405 230
Brage	30 921 120	26 633 870	57 554 990
Draugen	25 305 971	27 047 624	52 353 595
Ekofisk-området	152 440 037	168 765 081	321 205 118
Frigg-området	4 028 627	3 811 850	7 840 477
Glitne	16 447 108	12 083 652	28 530 760
Gullfaks A/B/C	186 713 163	173 421 005	360 134 168
Gyda	11 646 774	13 306 109	24 952 883
Heidrun	65 398 533	49 746 006	115 144 539
Heimdal	16 253 593	25 406 780	41 660 373
Hod	75 600	38 970	114 570
Jotun	17 913 464	18 969 778	36 883 242
Murchison	5 769 218	6 002 780	11 771 998
Njord A/B	28 923 840	27 681 750	56 605 590
Norne	61 348 720	60 424 455	121 773 175
Oseberg A/B/C/D	144 068 400	138 489 410	282 557 810
Oseberg Sør	25 532 640	25 845 870	51 378 510
Oseberg Øst	14 275 440	13 170 760	27 446 200
Sleipner	126 929 098	125 481 257	252 410 355
Snorre A/B	80 955 900	64 592 220	145 548 120
Statfjord A/B/C	181 347 556	175 948 769	357 296 325
Tambar	864 792	0	864 792
Troll A	615 528	506 613	1 122 141
Troll B	45 776 880	43 843 860	89 620 740
Troll C	46 789 200	38 535 390	85 324 590
Ula	20 479 539	19 578 020	40 057 559
Valhall	35 719 186	35 593 751	71 312 937
Varg	6 174 619	7 836 845	14 011 464
Veslefrikk	27 941 519	27 992 867	55 934 385
Visund	33 434 654	32 358 080	65 792 734
Åsgard A/B/C	84 179 974	110 827 634	195 007 608

Transportsystemer			
Norpipe	3 709 009	3 464 408	7 173 418
Statpipe	2 193 106	2 071 028	4 264 134
Sum	1 521 356 314	1 490 698 215	3 012 054 529

Figur 1.9.6
Avgiftsats for CO₂-avgiften 1993-2002
øre/Sm³

Produksjons- og arealavgiften for 2002 utgjorde to prosent av totalt innbetalte skatter og avgifter fra petroleumsvirksomheten. Figur 1.9.4 viser totalt innbetalte skatter og avgifter 1993-2002.

1.9.4 CO₂-avgift

CO₂-avgiftsatsen var i 2. halvår 2001 og i 1. halvår 2002 satt til henholdsvis kroner 0,72 og 0,73 per Sm³ gass og kroner 0,72 og 0,45 per liter diesel. Myndighetene har fra 1.1.2002 redusert CO₂-avgiftssatsen for diesel som benyttes på innretningene på sokkelen tilsvarende den avgiftsats som diesel belastes ved innkjøp. Avgiften 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 1.9.3 viser totalt innbetalt avgift i 2002. Nye avgiftspliktige felt/installasjoner er Glitne, Tambar og Huldra. Huldra er inkludert i tallene for Veslefrikk. Korrigeringer som gjelder tidligere halvår er medregnet. Det ble totalt innbetalt kroner 3 012 054 529 i CO₂-avgift i 2002. Figur 1.9.5 viser de årlige innbetalinger av CO₂-avgift for 1993-2002 og figur 1.9.6 viser endringene i avgiftssatsen.

1.10 Gassmarkedet

Norge eksporterte i 2002 gass til Storbritannia, Tyskland, Nederland, Belgia, Frankrike, Italia, Spania, Østerrike, Tsjekkia og Polen.

Eksporten fra Norge var på 64,2 milliarder Sm³. Det er en økning på ca. 13,7 milliarder Sm³ (27 prosent) gass fra året før. Gjennomsnittlig energiinnhold i den eksporterte gassen var ca. 40 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 gasseierne 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 ble permanent utviklet fra 1.1.2002. I den forbindelse ble det foretatt en omfattende restrukturering av en komplisert kontraktsportefølje. Alle gassalgskontrakter er nå individuelle avtaler mellom gasskjøper og den enkelte rettighetshaver på norsk sokkel. Hvert enkelt selskap står nå fritt til å velge salgsnivå og til å inngå gassalgskontrakter med kjøperne innenfor rammer fastlagt ved produksjonstillatelser for hvert felt fastsatt av departementet.

Fra 1.1.2002 fikk Gassco AS overført operatørskap for en rekke rørledninger og transportrelaterte anlegg, jf. Stortingsmelding nr 38 (2001-2002).

Myndighetene ivaretar fortsatt nødvendige ressursforvaltnings hensyn, herunder ved å utstede produksjonstillatelser for naturgass for blant annet å sikre optimalt væskeuttak og ved at man regulerer gass-transportssystemet.

Fremtidig gasseksport fra norsk sokkel

Det er forventet at Norges totale gassalg til eksport kan nå 110 milliarder Sm³ per år innen de neste 8 - 12 årene.

Figur 1.10 viser forventet fremtidig gassalg som ligger til grunn for revidert nasjonalbudsjett 2003. 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

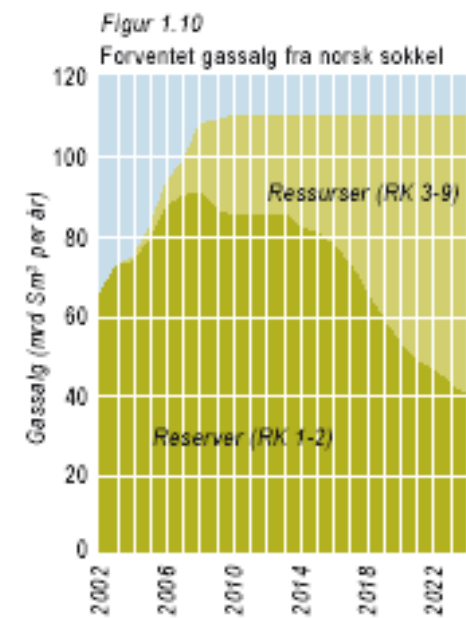
Det viktigste norske gassmarkedet er markedet for injeksjonsgass på kontinentalsokkelen. Gassen injiseres for å oppnå økt utvinning av olje. De største brukerne er Oseberg, Åsgard, Statfjord, Gullfaks, Njord, Snorre, Visund og Grane. Det er primært gass produsert fra eget felt som benyttes. De viktigste 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 2002 brukt 32,9 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 2002 besluttet rettighetshaverne at gassen fra Ormen Lange-utbyggingen skal ilandføres og prosesseres i Nyhamna på Aukra i Møre og Romsdal.

I 1997 startet produksjon av metanol på Tjeldbergodden. Samlet forbruk av gass er på 0,7 milliarder Sm³/år. I Nord-Rogaland er det inngått avtale om mindre leveranser til distribusjonsselskapet Gasnor. Leveransene startet i 1994.

Selskapet Naturgass Vest har startet utbygging av distribusjonsnett for naturgass fra Kollsnes i Øygarden. 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.



2 Helse, miljø og sikkerhet

DEL 2

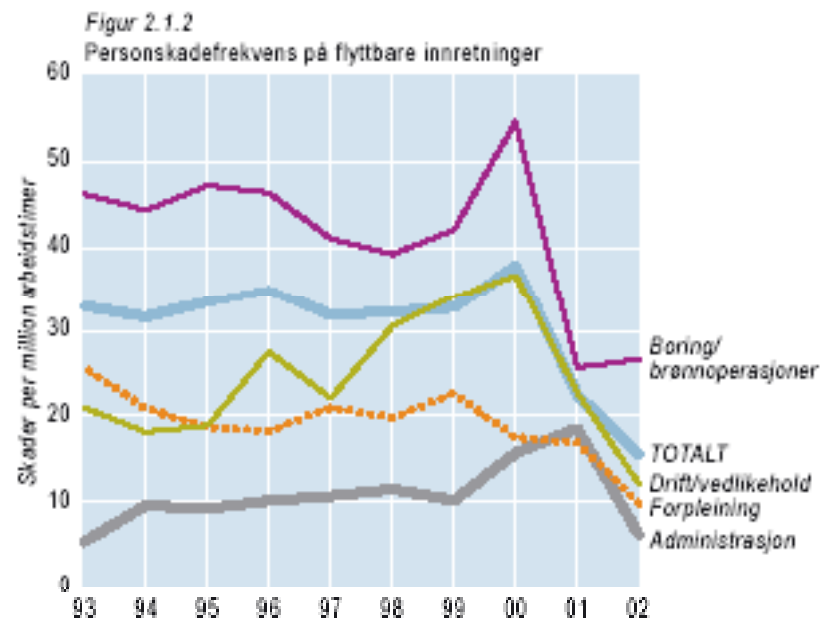
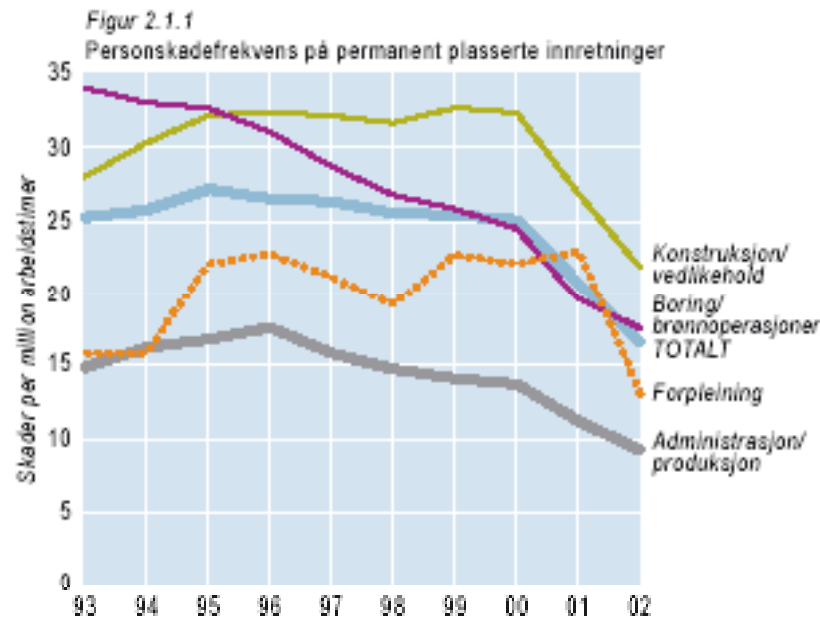
2.1 Personskader

Antall personskader viser en betydelig nedgang fra 2001 til 2002. Fordi enkelte selskaper har endret sine rapporteringsrutiner, kan tallene for 2002 ikke uten videre sammenlignes med tidligere års tall.

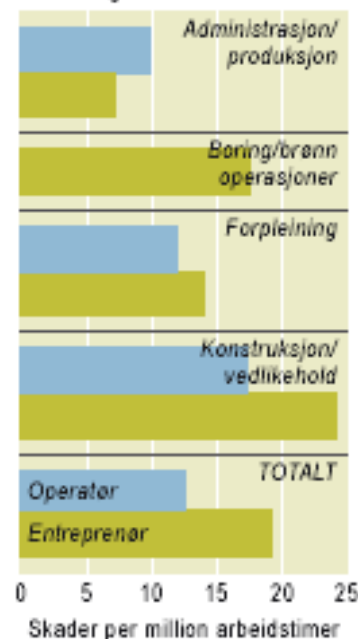
Figur 2.1.1 og 2.1.2 viser personskadefrekvens for de ulike hovedaktivitetstypene på henholdsvis permanent plasserte og på flyttbare innretninger. Det framgår av figuren at skadefrekvensen for forpleiningsansatte på permanent plasserte innretninger nesten er halvert fra året før. En enda større reduksjon finner

vi for gruppen administrasjon på flyttbare innretninger. Disse store utslagene kan skyldes at de endrede rapporteringskriteriene gjør at enkelte skadetyper som er typiske innenfor disse aktivitetsgruppene, ikke lenger blir rapportert. Skadefrekvensene for gruppen boring og brønnoperasjoner er lite endret.

Figur 2.1.3 viser at det er lavere skadefrekvens blant operatøransatte enn blant entreprenøransatte med unntak av administrasjon og produksjon, hvor det er en halvering av skadefrekvensen hos entreprenøransatte fra 2001 til 2002.



Figur 2.1.3
Personskadefrekvens for operatør- og entreprenøransatte på permanent plasserte innretninger i 2002



2.2 Arbeidsbetingede sykdommer

Arbeidsbetingede sykdommer påfører samfunnet og bedriftene betydelige kostnader, i tillegg til lidelser for den enkelte. Forekomst av arbeidsbetinget sykdom kan være en indikator for kvaliteten av arbeidsmiljøet, og Oljedirektoratet arbeider for at selskapene skal bruke opplysninger om forekomst av og årsaker til arbeidsbetinget sykdom aktivt i det forebyggende verne- og miljøarbeidet.

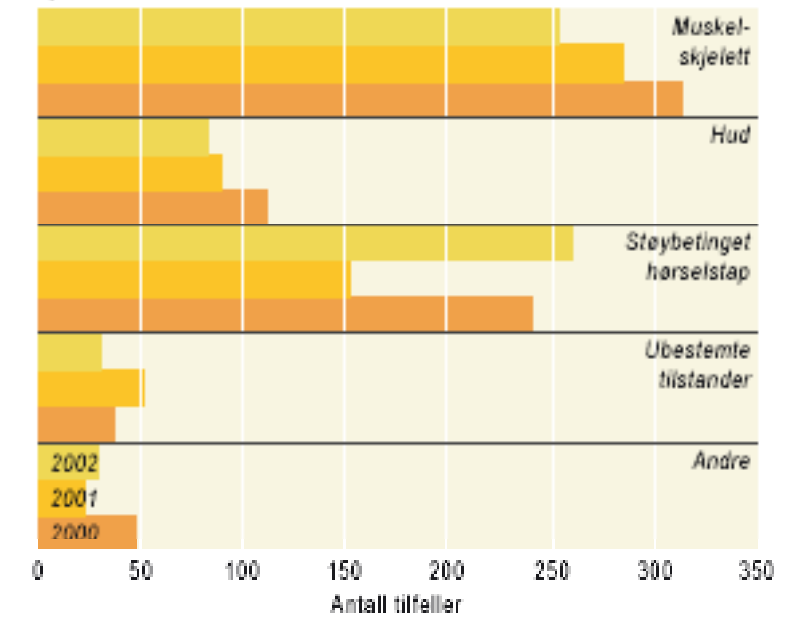
Det ble mottatt 655 meldinger om arbeidsbetinget sykdom i 2002. Dette er en økning på nærmere ti prosent fra året før. Variasjoner fra år til år må imidlertid vurderes med varsomhet, fordi det er grunn til å tro at det fortsatt er varierende grad av rapportering fra selskapene.

Figur 2.2.1 viser at hørselstap forårsaket av støy står for en betydelig del av de rapporterte tilfellene. For denne gruppen lidelser kan det forventes at tallene vil svinge noe uten at det kan tillegges avgjørende vekt i forhold til arbeidsmiljøstatus. Det framgår av figuren at muskel-skjelettlidelser utgjør den største diagnosegruppen, og petroleumsvirksomheten tilhavs skiller seg dermed ikke fra annen industri- og næringsvirksomhet i Norge.

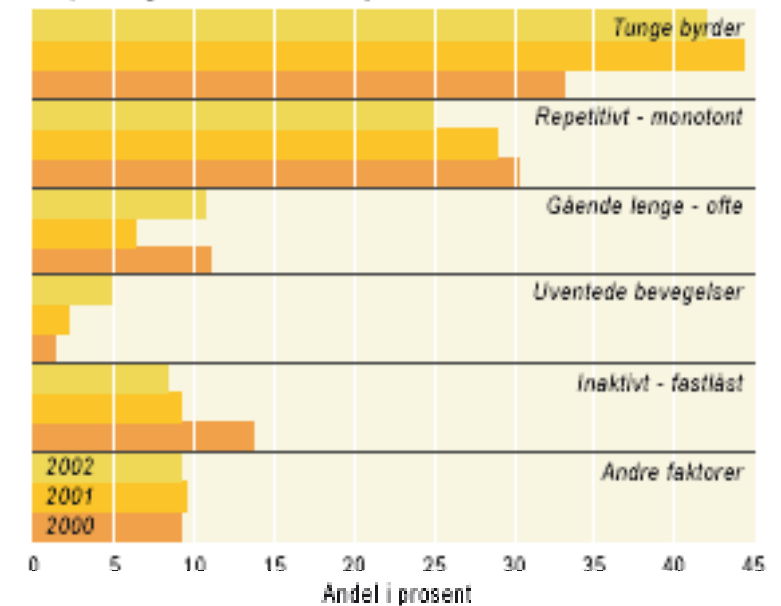
Hudlidelser utgjør også en stor diagnosegruppe. En stor del av tilfellene er håndeksem som følge av kontakt med oljebasert boreslam.

I gruppen "ubestemte lidelser" finnes blant annet søvnforstyrrelser. Mange får søvnforstyrrelser etter å ha arbeidet såkalt svingskift. Andelen tilfeller som tilskrives dette, er lavere enn året før. Dette kan skyldes at flere selskaper har gått bort fra ordningen

Figur 2.2.1
Diagnosegruppfordeling av arbeidsbetingede sykdommer 2000-2002



Figur 2.2.2
Eksponeringsfaktorer - muskel-skjelettlidelser



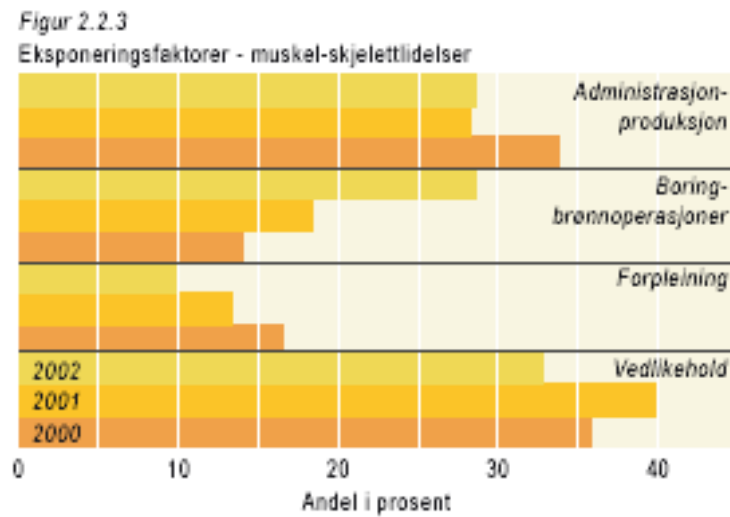
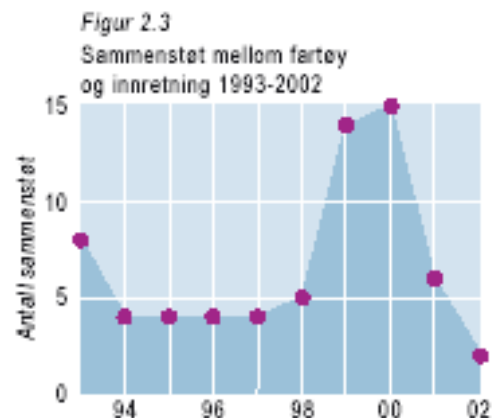
med svingskift. Et høyt forbruk av sove-medisin på innretningene, kan imidlertid tyde på at det kan være en viss underrapportering av søvnvansker.

Figur 2.2.2 viser hvordan muskel-skjelettlidelser fordeler seg på forskjellige årsaksgrupper. De to viktigste årsaksgruppene er tunge byrder eller løft og repetitivt, monotont arbeid, idet disse står for nærmere 2/3 av antall tilfeller. At tunge løft utgjør en så stor andel kan synes vanskelig å forklare i lys av økende mekanisering, men viser desto tydeligere at det er viktig med god tilrettelegging av arbeidet.

Figur 2.2.3 viser hvordan de rapporterte tilfellene fordeler seg på stillingskategoriene. Vedlikeholdspersonell står fortsatt for den prosentvis største andelen av arbeidsbetinget sykdom. I gruppen boring og brønnoperasjoner er andelen imidlertid blitt doblet over to år. Dette må ses i sammenheng med den betydelige økningen i rapporterte tilfeller av hørselstap, hvor bore- og brønnpersonell framstår som en utsatt gruppe.

2.3 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, som nå inneholder data om nærmere 6000 hendelser.



I 2002 ble det innrapportert 18 hendelser knyttet til rørledningssystemer og 12 hendelser knyttet til bærende konstruksjoner.

Skader og hendelser klassifiseres kategoriene "liten", "ubetydelig" og "stor". De to første er hendelser som ikke krever utbedring eller oppfølging i særlig grad. Hendelser i kategorien "stor" omfatter f. eks. lekkasjer i rørledninger og stigerør, utknekking av rørledninger, samt utvending og innvendig korrosjon mv, avhengig av skadeomfang og kritikalitet.

I 2002 inntraff åtte hendelser og skader klassifisert som "stor" knyttet til rørledninger og stigerør. Ingen av disse har ført til personskader, vesentlig miljøskade eller skader på innretninger og annet tilknyttet utstyr. Det er iverksatt tiltak for å utbedre skadene og forhindre at de fører til større skade.

De fleste skader og hendelser knyttet til bærende konstruksjoner er i kategorien "ubetydelig" og "liten". I likhet med foregående år er det heller ikke i 2002 rapportert om hendelser klassifisert som "stor".

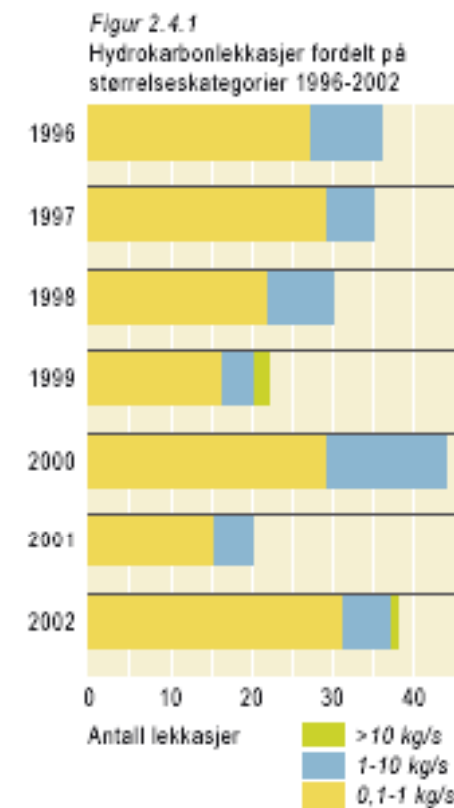
I 2002 ble det rapportert om to sammenstøt mellom fartøy og innretninger. Sammenliknet med de foregående år viser også 2002 en markert nedgang i denne type hendelser, som vist i figur 2.3. En årsak til at antallet av sammenstøt er redusert synes å være det fokus som har vært på at slike hendelser skal unngås og tiltak som er truffet for å motvirke slike hendelser.

2.4 Hydrokarbonlekkasjer og branner

Antall hydrokarbonlekkasjer har vist forholdsvis store variasjoner de siste årene. Variasjonene ligger innenfor et statistisk usikkerhetsområde, men det framgår av figur 2.4.1 at antall og størrelse av lekkasjene ikke synes å være synkende. Som en illustrasjon på omfanget av lekkasjene, vil en lekkasjerate på 1 kg/s fylle et rom på 500 kubikkmeter, som et middels stort klasserom, med eksplosiv gassblanding på mindre enn ett minutt. Det følger av dette at også de "mindre" gasslekkasjene – ned mot 0,1 kg/s, kan ha et betydelig skadepotensial.

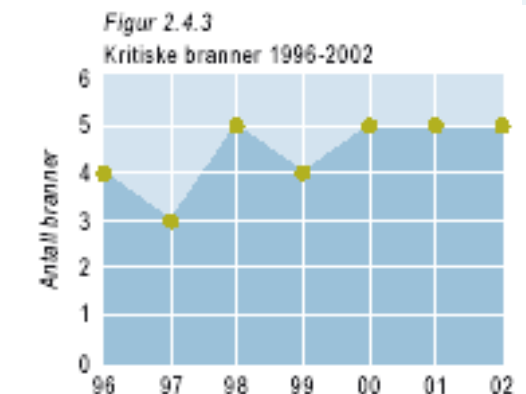
Rapportene om lekkasjer viser at noe over halvparten blir oppdaget gjennom automatisk deteksjonsutstyr, mens de øvrige blir oppdaget av personell i det aktuelle området. Dette gjelder for det meste de mindre lekkasjene fra ventiler og koplinger.

Figur 2.4.2 viser at det fortsatt er feil i ventiler og operasjonelle feilhandlinger som står for den største andelen av antallet lekkasjer. Kategorien korrosjon



og brudd står for forholdsvis lite antall, men denne typen hendelser kan føre til lekkasje av betydelig størrelse.

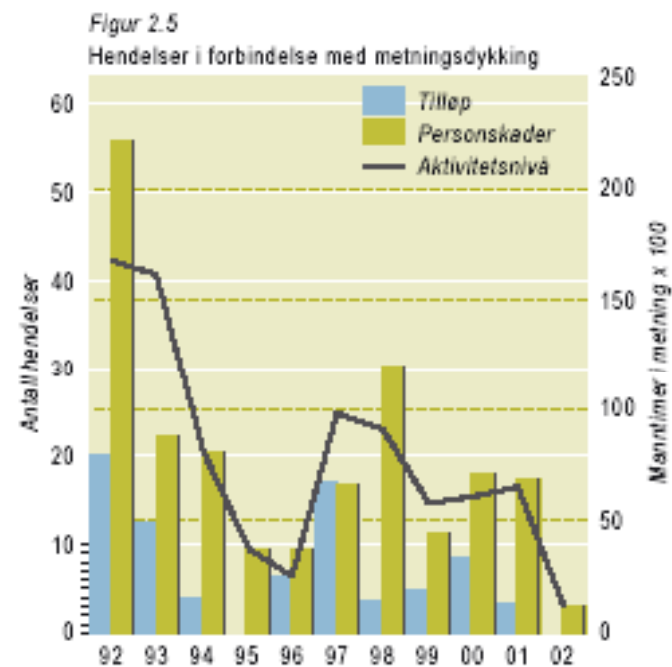
Branner skal nå bare rapporteres til Oljedirektoratet dersom de etter gitte kriterier er vurdert som kritiske, mens øvrige branner og tilfeller forutsettes håndtert av selskapenes egne oppfølgingsrutiner. Det framgår av figur 2.4.3 at antallet slike branner har vært forholdsvis konstant over en årrekke. To av de kritiske brannene i 2002 medførte personskader, men ingen av alvorlig karakter.



2.5 Dykkeaktivitet

I 2002 ble det foretatt 21 overflateorienterte dykk og 122 klokkeløp med til sammen ca. 12426 manntimer i metning på norsk sokkel og på norske rørledninger på utenlandsk sokkel. Dette er en markant reduksjon i omfanget av både overflateorientert dykking og metningsdykking sammenlignet med året før.

Figur 2.5 viser antall uønskede hendelser i forbindelse med dykkeaktiviteter som er rapportert til Oljedirektoratet de siste ti årene. Det framgår at antall personskader i 2002 er redusert sammenlignet med året før, i samsvar med et lavere aktivitetsnivå. En av de rapporterte personskadene var av alvorlig karakter. Det ble ikke rapportert noen tillop til ulykke.



3 Petroleumsvirksomheten og miljøet

Hensynet til miljøet

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

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

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

Myndigheter og rammer

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

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

Forurensningsloven har som formål å sikre en forsvarlig miljøkvalitet, slik at forurensninger og avfall ikke fører til helseskade, går ut over trivsel eller skader naturens evne til produksjon og selvfornyelse. Som en del av Olje- og energidepartementets sektoransvar på miljøsidan ivaretar Oljedirektoratet ansvar for energieffektivisering og sikkerhet på innretninger og anlegg. Dette gjelder også begrensning av mulige utilsiktede miljøskadelige utslipp.

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.

Vurdering av miljøaspekter

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

I 2002 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. Oljedirektoratet har sammen med Olje- og energidepartementet også i 2002 utarbeidet en publikasjon som gir oversikt over miljøaspektene på norsk sokkel: "Miljø 2002. Petroleumssektoren i Norge".

Oljeindustriens Miljøforum er en videreføring av Miljøok-arbeidet som ble avsluttet i 2000. Miljøforum har 45 medlemmer, og oljedirektøren deltar i arbeidsutvalget for forumet. Direktoratet har også deltatt i Miljøforums arbeidsgruppe "Olje/fisk". Denne har vurdert mulige tiltak som kan bidra til at ulike aktører får tilgang på tilstrekkelige data om hvordan de ulike brukerne av havområdene påvirker det marine miljøet.

Petroleumsvirksomheten og miljøet

I det internasjonale samarbeidet under Oslo- og Pariskonvensjonen (OSPAR) forsøker delta-landene 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 deltar i Miljøverndepartementets rådgivende utvalg for "Marin verneplan". Utvalget skal i 2003 legge fram råd til utforming av den første marine verneplan for marine beskyttede områder i Norge.

I samarbeid med en rekke operatører har Oljedirektoratet i 2002 fortsatt arbeidet med vurdering av potensialet for bruk av CO₂ til injeksjon i oljefelt for økt utvinning. Dette arbeidet forventes avsluttet juni 2003. Direktoratet følger også opp det pågående arbeidet blant Gullfaksrettighetshaverne med blandbar gassinjeksjon, hvor CO₂ er et av alternativene.

Kraft fra land

Sammen med Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) utarbeidet Oljedirektoratet en studie som har vurdert mulighetene for å erstatte turbiner og generatorer som produserer elektrisk kraft på innretningene i sørlige Nordsjø, Osebergområdet og Norskehavet med kraft fra land. Formålet var å identifisere effektene av og tiltakskostnadene ved å ta kraft fra land til drift av innretninger i de nevnte områdene.

I studien er det gjort beregninger av tiltakskostnadene, det vil si kostnad per redusert enhet CO₂- og NO_x-utslipp, for fire kraftoppdekningsalternativer fra land, (vannkraftverk, konvensjonell gasskraft, gasskraft med CO₂-håndtering samt importert kraft). Konklusjonen i studien er at det vil være for kostbart å forsyne norsk sokkel med strøm fra fastlandet, og miljøgevinsten ved en slik elektrifisering er høyst usikker. Studien er tilgjengelig på Oljedirektoratets nettsted.

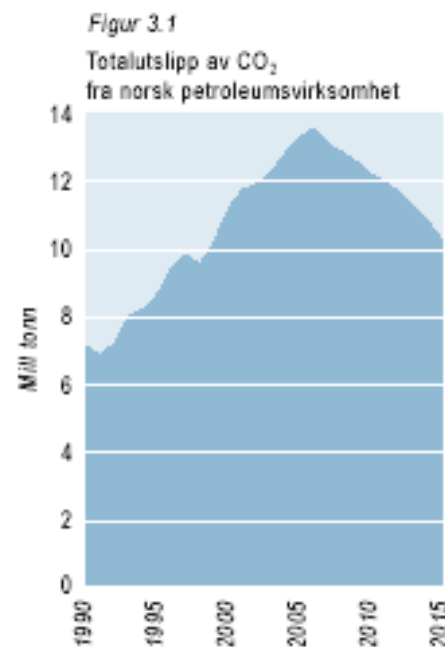
Utslipp fra virksomheten på sokkelen

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 histo-

riske utslippsdata og utarbeider utslippsprognoser fra virksomheten med hovedvekt på utslipp til luft og produsert vann. Disse utslippsdataene er et viktig grunnlag for å vurdere virkemidler, slik at nasjonale og internasjonale forpliktelser kan følges opp på en kostnadseffektiv måte. For oppdaterte utslippstrender vises det til Oljedirektoratets nettsted og til publikasjonen "Miljø 2003. Petroleumssektoren i Norge" på Olje- og energidepartementets nettsted.

Utslipp av karbondioksid (CO₂)

Foreløpige tall fra Oljedirektoratet viser at de totale CO₂-utslippene fra sokkelen økte svakt fra 2001 til 2002. Prognose for utslipp av CO₂ viser økende utslipp som følge av forventet økt aktivitet fram til 2006, se figur 3.1.



Økte totalutslipp betyr ikke at forbedringer på miljø-siden har vært fraværende. Forbedringene i energitnyttelsen 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.

Arbeidet med nitrogenoksider (NO_x)

I driftsfasen er utslipp av NO_x foreløpig ikke regulert på kontinentalsokkelen utover eventuelle vilkår

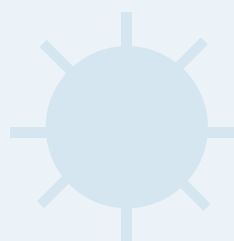
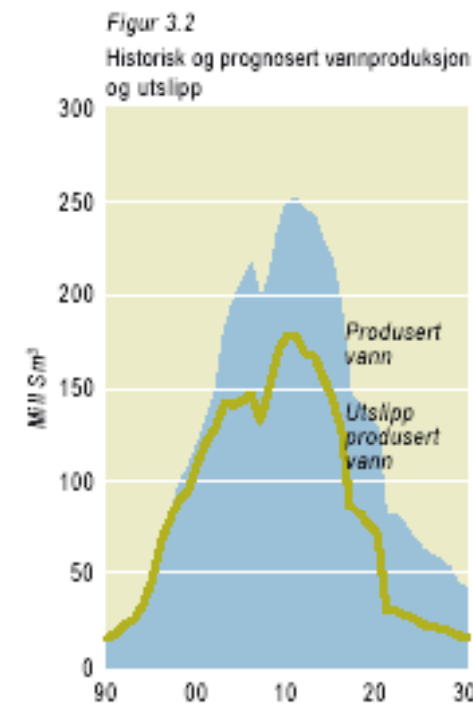
i forbindelse med behandlingen av PUD. I 1999 underskrev Norge den internasjonale protokollen, Göteborgprotokollen, som blant annet setter krav om reduksjon av nasjonale NO_x-utslipp tilsvarende 29 prosent reduksjon i 2010 sammenliknet med 1990-nivået.

Produsert vann

Foreløpige tall viser at vannproduksjonen på norsk sokkel i 2002 var 12 prosent høyere enn året før, mens utslippene av produsert vann økte med fem prosent i samme tidsrom. Som figur 3.2 viser, forventes vannproduksjonen å øke til i 2011, men en stadig større andel av det produserte vannet blir reinjisert. Det har i 2002 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.

I forskningsprogrammet *Langtidseffekter av utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten* – PROOF arbeider industrien og myndighetene sammen for å øke kunnskapene om noen av de mest prioriterte problemstillingene. Programmet administreres av Norges forskningsråd. Det startet i 2002 og skal gå ut 2008 med et årlig budsjett på ca. 20 millioner NOK.



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 med en 3-års periode. Gode erfaringer førte til at FORCE ble videreført i fase 2 og 3 (fase 3 fra 2002 til 2004). I 2002 fikk FORCE ett nytt medlem, Pertra, og var dermed oppe i 23 medlemmer. Formannsvervet ligger hos BP inn-til utgangen av 2004 og sekretariatet ligger fast i Oljedirektoratet.

I 2002 har FORCE hatt økt fokus på initiering av prosjekter. Det er etablert faste arenaer mellom forsknings- og universitetsinstitusjoner og oljeselskapene. Følgende seminarer og workshops er arrangert i 2002:

- *Prestack Data - The Key to the future?*
- *Future Petroleum Research Directions*
- *4C/OBC Data Processing*
- *Depositional Architecture within the Ainsa Turbidites*
- *Turbidites Reservoir modelling - improved reservoir models by use of Field analogue*
- *Polygonal Faulting and Sand Remobilization*
- *New opportunities for monitoring the dynamic processes in the reservoir*
- *Tidal Architecture and Signature in regressive vs transgressive Shorelines*

Totalt 2970 personer har deltatt på FORCE seminarer/ workshops siden 1995. Av disse deltok 499 i 2002. For mer informasjon om FORCE og aktiviteten i komiteene henvises til nettstedet: 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 13 oljeselskaper og Oljedirektoratet 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.

I forbindelse med nasjonalbudsjettreporteringen i 2002 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 besto i å kartlegge dagens praksis hos selskapene og hos myndigheter og ble sluttført i første halvår 2000. Fase to av prosjektet startet i 2001. I denne delen av prosjektet har en utarbeidet et undervisningsopplegg hvor det settes fokus på beslutninger under usikkerhet fra leting til avslutning av produksjon. Det er arrangert tre femdagers kurs med til sammen 64 deltakere fra 13 oljeselskaper i tillegg til Oljedirektoratet.

FUN arrangerte sammen med Society of Petroleum Engineer (SPE) Applied Technology Workshop (ATW) "Petroleum Reserves and Resources Management" 24. – 26. september 2002. Det deltok 53 representanter fra 30 forskjellige organisasjoner fra ni land. For mer informasjon henvises til nettstedet: www.fun-oil.org.

SAMBA

Oljedirektoratet bruker i utstrakt grad moderne databaser og analyseverktøy. Dette gir store fordeler når det skal produseres rapporter, utføres analyser og leveres sluttprodukter med høyt kvalitetsnivå. SAMBA er utviklet for at Oljedirektoratet også i fremtiden skal ha gode kvalitetskontrollerte databaser basert på moderne IT-teknologi.

Prosjektet SAMBA ble startet opp med et forprosjekt i 1996. De første modulene av systemet ble tatt i bruk i 1997. SAMBA består av følgende moduler: Selskaper, utvinningstillatelser, avtalebaserte områder, felt, feltinndelinger, funn, forekomster, ressursestimater for forekomster, profilsamlinger, transport og utnyttelsesplanlegg, deler av transport og utnyttelsesplanlegg, prospekter og 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 nasjonalbudsjettreportering. 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 (Diskos databasen) for petroleumstekniske data. Prosjektet omfatter nå 16 oljeselskaper samt Oljedirektoratet som er knyttet sammen i et høyhastighets elektronisk nettverk. Databasen inneholder det meste av prosessert 2D og 3D seismikk fra den norske sokkelen, i tillegg til all navigasjons- og hastighetsdata. Diskos databasen inneholder også kvalitetskontrollerte brønndata og produksjonsdata fra norsk sokkel. Databasen har funksjonalitet til å gjennomføre databytte mellom oljeselskapene. Databytte administreres av Oljeindustriens Landsforening.

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.

I 2002 ble kontrakten for drift av Diskos-databasen satt ut på anbud for den neste kontraktperioden som er 2004 - 2008. Etter en omfattende evaluering av tekniske og økonomiske kriterier, ble kontrakten for neste periode tildelt Schlumberger Information Systems (SIS). I slutten av 2002 ble det igangsatt et prosjekt for å flytte data fra dagens operatør til SIS, slik at databasen er tilgjengelig for alle brukere fra 1.januar 2004. Programvaren PetroBank (Landmark) skal fortsatt brukes. I forbindelse med anbudsarbeidet ble det utarbeidet en ny forretningsmodell for Diskos-samarbeidet. Hensikten er å effektivisere bruken av databasen og å gi lettere adgang til flere brukere. Utfordringene i forbindelse med utvidet tilgang til databasen er av både teknisk- og forretningsmessig karakter.

I 2002 fortsatte arbeidet med å laste alle historiske brønndata fra norsk sokkel inn i databasen. Målet er å få til en komplett samling av alle brønndata fra

norsk sokkel, tilgjengelig for alle Diskos medlemmene.

Oljedirektoratet leverer ukentlig kvalitetskontrollerte administrative data til databasen. Dette gjelder utvinningstillatelser, blokker, felt, seismisk navigasjon, brønnlokasjoner, rørledninger etc. Databasen inneholder nå ca. 60 TerraByte data.

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

Andre samarbeidsprosjekter innenfor dataforvaltning

Oljedirektoratet deltok i følgende grupper/prosjekter initiert av Oljeindustriens Landsforening i 2002:

- LicenseWeb brukes nå til administrativ kommunikasjon mellom operatør, partner og myndighet for tillatelser, inkludert tillatelser til anlegg og drift. Styringsgruppen besluttet i 2002 å opprette et fellesarkiv i LicenseWeb. Oljedirektoratet deltok som observatør i styringsgruppen, arbeidsgruppen for arkivløsning og i brukerforum. Oljedirektoratet har i 2002 klargjort hvordan direktoratet skal informeres, hvilke typer informasjon som kan være direkte tilgjengelig, hva som skal sendes til observatører og hva som skal sendes til Oljedirektoratets hovedadresse.
- arbeidsgruppe for elektronisk myndighetskorrespondanse har utredet alternative løsninger for elektronisk korrespondanse som skal kunne erstatte papirkorrespondanse. Prosjektet omfatter i første omgang Oljedirektoratet, Oljeindustriens Landsforening, Olje- og energidepartementet, operatører og partnere på sokkelen.
- e-drift – prosjektgruppe for utarbeidelse av scenarier for norsk sokkel i 2010.

Common Drilling Reporting System (CDRS) er samarbeidsprosjekt mellom Oljedirektoratet, Statoil, Norsk Hydro, BP og TotalFinaElf om daglig bore-rapportering. Oljedirektoratet ivaretar prosjektledelsen.

Oljedirektoratet deltar som observatør i styret for Brukerforum SOIL. SOIL er petroleumsbransjens eget ekstrasnett og står for Secure Oil Information Link. Denne infrastrukturløsningen er en forutsetning for samarbeidsløsninger som LicenseWeb.

Deltakelse i forsknings- og teknologiutviklingsprogram

Langtidsvirkninger av utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten (PROOF)

Bakgrunnen for programmet er behovet for økt kunnskap om langtidseffektene av offshorevirksomhetens utslipp. Slik kunnskap er nødvendig for at myndighetene skal kunne styre utviklingen i virksomheten og samordne utnyttelsen av olje- og gassressursene med annen bruk og vern av havmiljøet. Det er sentralt at den samlede påvirkningen av havmiljøet ikke skal føre til endringer i det biologiske mangfoldet eller av det marine systemet. Det er planlagt at programmet skal vare i seks år. Det nyopprettede programstyret er oppnevnt for 3 år med varighet fra 15.8.2002 til 15.8.2005. Oljedirektoratet er representert i programstyret.

Olje og gass (OG)

Petroleumssektoren er den næringen i Norge med størst verdiskapingspotensial, og den vil skape en vesentlig del av nasjonens økonomiske grunnlag i hele dette århundret. Forutsetningen for dette er en stor og langsiktig satsing på forskning og teknologiutvikling. Avkastningen av FoU er større enn i noen annen bransje, og størsteparten av denne avkastningen tilfaller den norske stat. Industrien er høyteknologisk og har et stort behov for tilførsel av nøkkelkompetanse. En viktig satsing i programmet vil derfor være små og mellomstore bedrifter (SMB) innenfor leverandørindustrien. Programmet vil støtte samarbeid mellom SMB innbyrdes, mellom SMB og kunnskapsmiljøer og mellom SMB og store bedrifter. Det tilbys også etableringsstøtte til internasjonale samarbeidsprosjekter. Satsing på helse, miljø og sikkerhet (HMS) i petroleumsnæringen er en integrert del av programmet, og et større prosjekt finansiert av Arbeids- og administrasjonsdepartementet vil være en viktig del av programstyrets arbeid de nærmeste årene. Programperioden skal være åtte år, fra 2002 til 2010. Oljedirektoratet er representert i programstyret.

Nasjonal teknologistrategi for verdiskaping og økt konkurransekraft i olje- og gassnæringen (OG21)

Programmet er en videreføring av det arbeid som ble gjort i interimperioden i 2000 - 2001, hvor Oljedirektoratet var representert i kjernegruppen og styringskomiteen. Et mål for strategiarbeidet er å legge til rette for en helhetlig samordning av forsknings- og teknologiutviklingen gjennom integrering av langsiktig og kortsiktig forskning, teknologiutvikling, demonstrasjon og kommersialisering av ny teknologi. Oljedirektoratet er representert i det nye styret.

Andre prosjekter

Oljedirektoratets kartlegging av norsk kontinentalsokkels yttergrenser

FNs havrettskonvensjon gir kyststatene rett til å trekke yttergrensen for kontinentalsokkelen ut over den eksklusive økonomiske sonen på 200 nautiske mil. Norge ratifiserte konvensjonen i juni 1996 og må innen 2006 fremlegge 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. Det kan bli aktuelt å fremlegge avgrensningen av kontinentalsokkelen også utenfor de norske biland på den sørlige halvkule.

I 2002 ble det i denne sammenheng gjennomført innsamling og prosessering av seismiske data utenfor Dronning Mauds Land. Det ble samlet inn 2660 km refleksjonsseismiske data og refraksjonsseismikk fra 2 sonarbøyer.

Kompetanseutvikling på HMS-området

Oljedirektoratet fikk i 2002 en tilleggsbevilgning på 7 millioner kroner til intern kompetansebygging på HMS-området. Direktoratet hadde i flere år argumentert for økte ressurser til en slik satsing, og det forelå på forhånd en målrettet plan for kompetanseutvikling, spesielt til spisskompetanse på prioriterte områder, med sikte på å kunne holde tritt med den teknologiske og organisatoriske utviklingen.

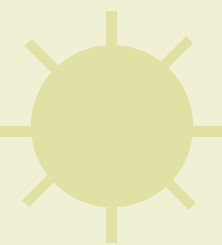
I 2002 ble det igangsatt 40 prosjekter, hvorav flere vil gå over flere år. Prosjektene kan i hovedsak inndeles i tre hovedområder:

- Teknologiske problemstillinger
- Tilsynsmetoder
- Regelverksutvikling

Det lagt til grunn at føringer i St. meld. nr. 7 (2001-2002) Om helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten skulle vektlegges. Aktuelle hovedtemaer for prosjektene har derfor vært:

- HMS med vekt på forebygging av alvorlige personskader og storulykker, herunder også produksjons- og leveranseavbrudd.
- Metoder og verktøy for å styre HMS i dynamiske endrings- og beslutningsprosesser, herunder beslutninger under usikkerhet.
- Risikobasert styring av komplekse teknologiske og organisatoriske systemer, herunder informasjonssikkerhet og IKT-sårbarhet.
- Muligheter og begrensninger for bruk av menneskelige ressurser i HMS-arbeidet, herunder overvåknings- og kontrollromsfunksjoner,
- Forvaltning av HMS-kunnskap og risikokommunikasjon.

Etter gjennomgang og evaluering av 2002 prosjektene kan det fastslås at Oljedirektoratet allerede er tilført ny og verdifull kompetanse og at det videre er sikret en forutsigbar planlegging av høyverdige kompetanseprosjekter i en tre- til femårsperiode. Av de 40 prosjektene som er gjennomført i 2002, er de fleste innenfor hovedområdet teknologiske problemstillinger.



Internasjonalt samarbeid

Samarbeid med NORAD

Oljedirektoratets bistandsarbeid i 2002, som ble finansiert av NORAD, omfattet ca. seks årsverk. I tillegg er det benyttet assistanse fra en rekke firmaer, i hovedsak norske. 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).

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 i 2. halvår bistått MINPET i deres arbeid og har assistert ved gjennomføringen av programmet. Hovedaktiviteten har vært rettet mot assistanse til utvikling av regelverk innenfor HMS-området, innenfor ressursforvaltning og innenfor nedstrøms aktiviteter for olje- og gasssektoren. Det er foretatt en omfattende studie av fremtidig behov for arbeidskraft i petroleumsektoren. Studien var et samarbeidsprosjekt med Statoil og Norsk Hydro. Tilgang på kvalifisert lokal arbeidskraft vil være en flaskehals for større bruk av nasjonale varer og tjenester.

Namibia (Ministry of Mines and Energy - MME)

Hovedaktiviteten i MME er rettet mot tilrettelegging av fremtidig utbygging av landets gassressurser. Skuffende avgrensingsbrønner på offshore gassfeltet Kudu har ført til at nye og mindre utbyggingsløsninger vurderes. Under programmet ble det sist år også ytt assistanse til utvikling av lov og regelverk for utbygging og produksjon av naturgass. Siste års

arbeidsprogram har også omfattet videre opplæring i tilsynsmetodikk og assistanse i forbindelse med promotering av letevirksomhet. Oljedirektoratet hadde frem til april 2002 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, 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. Fase to ble startet opp i 2002 med i hovedsak samme innretning som fase en.

Det pågår nå en storstilt utbygging av gassinfrastruktur i Sør-Afrika basert på gass som skal importeres fra Mosambik. Den NORAD finansierte assistansen til Sør Afrika og Mosambik har vært en viktig forutsetning for realisering av dette prosjektet.

Mosambik (National Directorate for Coal and Hydrocarbons - NDCH)

NDCH har fått støtte til å fullføre arbeidet med regelverk for petroleumsektoren under landets nye petroleumslav. Oljedirektoratet assisterte i 2001 ved behandling av utbyggingsplan for gassfeltene Pande og Temane og tilhørende transportsystem for gass til Secunda i Sør Afrika (ca. 700 kilometer). Prosjektet, som har en total budsjettamme på ca. 1,3 milliarder dollar, er nå under rask gjennomføring. Oljedirektoratet og Statens forurensningstilsyn assisterte NDCH og MIKOA ved planlegging og gjennomføring av HMS tilsyn med prosjektet. Det nasjonale dataarkiv for petroleumsektoren er i full drift og installasjon av interaktive tolkningsstasjoner forberedes. Dette senteret assisterer nå TPDC i Tanzania med å sikre deres petroleumldata.

Betydelige midler brukes til videre universitetsutdanning i utlandet for NDCH ansatte i tillegg til praktisk opplæring i ressursplanlegging og tilsynsvirksomhet. Programmet er besluttet videreført for fire nye år.

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

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, ressursvaluering og dataforvaltning. HCU har nylig lagt frem nye anslag for gassressurser som vil være av stor viktighet i forbindelse med vurdering av eventuell gassseksport fra Bangladesh. I tillegg har programmet finansiert planlegging av ny ressursdatabase og en større gassmarkedsstudie.

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.

Prosjektet "Vietnam Total Resource Assessment" ble vedtatt mot slutten av året 2002. Prosjektet skal gi støtte til Petrovietnam i å forbedre metoder for å foreta ressursanalyser som basis for ressursplanleggingen.

Nicaragua (Instituto Nicaraguense de Energia - INE)

Prosjektet videreføres på lavt nivå og assistansen var rettet mot promotering av blokker for den første utlysingsrunden som nå er gjennomført. De første tildelinger forventes i 2003.

CCOP

Oljedirektoratet har ytt bistand til samarbeidsorganisasjonen CCOP i Øst og Sørøst Asia som arbeider for kartlegging av petroleumssressurser i området og legger planer for utnyttelse av disse ressursene. Det nye programmet "Petroleum Policy and Management" er startet opp med assistanse fra en rådgiver fra Oljedirektoratet i Bangkok. Det skal gjennomføres fire eksempelstudier av petroleumsbassenger av ulik modenhet i regionen for å styrke kunnskapen omkring ressursplanlegging.

Filippinene

På oppdrag fra NORAD assisterer Oljedirektoratet Department of Energy (DOE) på Filippinene med å bygge opp kompetanse hos myndighetene i oppfølging av utbyggingsprosjekter innenfor petroleumssektoren.

Øst Timor

Oljedirektoratet samarbeider med myndighetene på Øst Timor med å utvikle et program for å styrke kompetansen innenfor petroleumsvirksomhet. Programmet vil sannsynligvis starte opp våren 2003.

Nigeria

Samarbeidet med Nigeria innenfor petroleumsektoren har pågått i flere år. Oljedirektoratet har kontakt med Department of Petroleum Resources (DPR) som har tilsvarende funksjon i Nigeria som Oljedirektoratet har i Norge. For å utvikle denne kontakten videre er det lagt opp til et institusjonelt samarbeid som i denne sammenheng forventes finansiert av NORAD.

DPR er opptatt av informasjon og kunnskap om ny teknologi, det være seg dypvannsteknologi eller annen avansert teknologi knyttet til utvinning av petroleum. Videre er en opptatt av teknologi og metodikk knyttet til måling av olje og gass samt system som er etablert for oppfølging av pågående utbygging og driftsaktivitet.

Et annet prioritert område fra nigeriansk side er dataforvaltning. Modellen for dataforvaltning som er etablert i Norge har tiltrukket stor oppmerksomhet. Det har i den sammenheng blitt avholdt to seminarer, det siste i Lagos 23 - 24.4.2002.

DPR har i løpet av året utarbeidet et samarbeidsprogram som, sammen med søknad om finansiell støtte, ble oversendt NORAD mot slutten av 2002. Det videre samarbeid vil i sterk grad avhenge av denne søknaden, hvordan en kan få implementert ønskene fra nigeriansk side og hvordan samarbeidsforholdene kan organiseres slik at det er i samsvar med norsk målsetting, ønsker og etablert praksis for denne type samarbeid.

Internasjonalt samarbeid

Samarbeid med PETRAD

Petrad ble etablert som en selvstendig stiftelse av Oljedirektoratet og NORAD 1.1.1994 som resultat av et prøveprosjekt som ble gjennomført av Oljedirektoratet for NORAD i perioden 1989-1993.

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.

I løpet av år 2002 bidro Oljedirektoratet ved gjennomføringen av Petrads to årlige åtte-ukers kurs som ble gjennomført i Oljedirektoratets lokaler. Denne aktiviteten bidrar til faglig eksponering mot og forståelse for andre kulturer, samtidig som den øker totalkompetansen for de involverte av direktoratets medarbeidere.

Samarbeid innenfor ressursforvaltning

Årlige møter med myndigheter i Nordsjøområdet

Som olje- og gassprovins er Nordsjøen delt mellom Storbritannia, Nederland, Tyskland, Norge og Danmark. Selv om de enkelte felt i Nordsjøområdet er svært forskjellige, er det likevel mange likhetstrekk mellom feltene. Problemstillingene en står ovenfor 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.

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.

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 2002 var DTI (Department of Trade and Industry) ansvarlig for arrangementet.

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.

Samarbeid med russiske myndigheter Norsk-Russisk forum

Oljedirektoratet er også involvert i samarbeid med Russland. Dette engasjementet er i hovedsak koordinert gjennom Norsk-Russisk forum for energi og miljø, som ledes av Olje- og energidepartementet.

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 av en forpliktelse til et visst forskningsomfang på bestemte områder, og i utveksling av resultater.

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

Samarbeid innenfor helse-, miljø- og sikkerhetsforvaltning

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 faginstitusjoner. Sentrale samarbeidsfora på sikkerhets- og arbeidsmiljøområdet i 2002 har vært International Regulators Forum (IRF) og North Sea Offshore Authorities Forum (NSOAF).

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 med videre.

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

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, 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 boreinnetninger 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 ble gjort. Erfaringene fra de internasjonale aktivitetene utgjør et viktig bidrag i det videre samarbeide i NSOAF-sammenheng for å samordne og harmonisere viktige områder i myndighets-sammenheng 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 2002

vurderte arbeidsgruppen videre mulighetene for gjensidig anerkjennelse av forskjellige typer spesialopplæring.

Samarbeid med russiske tilsynsmyndigheter - «Borisprosjektet»

Samarbeidet med det russiske tilsynsorganet Gosgortekhnadzor (GGTN) fortsatte i 2002. 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 GGTN innblikk i tilsynsmetodene som brukes på norsk sokkel.

GGTN og Oljedirektoratet holdt i mai et felles seminar om utvikling av regelverk for framtidens olje- og gassutvinning i Russland og i Norge. I tillegg til representanter fra GGTN lokalt og sentralt, var det deltakere fra flere selskaper som har petroleumsvirksomhet i Russland.

GGTN valgte Sakhalin Energy Investment Company og deres innretning Molikpaq som mål for tilsynet dette året. Temaet for tilsynet var sikkerhetsstyring i beredskapsfunksjonen. Sammen med GGTN gjennomførte Oljedirektoratet tilsyn i landavdelingen i Juzno-Sakhalinsk og på Molikpaq-plattformen i Okhotskhavet utenfor Sakhalin.

Organisasjon

Regelverk og delegeringer

En samlet presentasjon av regelverket for petroleumsvirksomheten med tilhørende informasjon finnes på Oljedirektoratets nettsted: www.npd.no.

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 og forskrifter eller gjennom egne delegeringsvedtak fra overordnet myndighet.

Delegeringer på ressursforvaltningsområdet:

- 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

Delegeringer på området helse, miljø og sikkerhet:

- Petroleumsloven, lov 29. november 1996 nr. 72
Herunder:
Rammeforskriften, kgl.res. 31.8.2001
- 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
- Røykeloven, lov 9. mars 1973 nr. 14
- Forskrift om sikkerhet for undersøkelse og leteboring etter petroleumforekomster på Svalbard, kgl. res. 25. mars 1988

Virksomhetsplan

Den årlige virksomhetsplanen er utformet på grunnlag av "Funksjonelle krav til økonomiforvaltningen i staten" og føringer fra Olje- og energidepartementet og Arbeids- og administrasjonsdepartementet. Planen inneholder overordnet mål, resultatmål, resultatindikatorer og prioriterte oppgaver fra ovennevnte departementer. Nedenfor følger utdrag som viser prioriterte oppgaver for 2002:

- Arbeide med 17. konsesjonsrunde i Norskehavet.
- Arbeide med tildeling i Nordsjøen.
- Videreutvikle det konsesjonspolitiske rammeverket.
- Synliggjøre potensialet for økt verdiskaping fra norsk sokkel, identifisere tiltak som er nødvendige for å realisere potensialet og være pådriver for å få det realisert.
- Videreutvikle en gassforvaltningsmodell basert på de nye rammene/prinsippene for å bidra til at industrien velger løsninger som er helhetlige og effektive.
- Videreføre arbeidet med områdestudiene på Tampen, Haltenbanken Sør og i sørlige deler av Nordsjøen.
- Bidra til ferdigstillelse av Oljemeldingen og legge til rette for oppfølging av denne.
- Bistå med verddivurdering av SDØE.
- Videreføre arbeidet med å identifisere teknologiutfordringer i de ulike fasene.
- Vurdere miljøkrav innenfor Oljedirektoratets ansvarsområde og sikre høy faglig integritet.
- Minimere utslipp som belaster ytre miljø.
- Bidra til at næringen iverksetter tiltak for å redusere omfanget av helse relatert utstøting fra arbeid i petroleumsvirksomheten på norsk sokkel.
- Følge opp rettighetshavers plikter i petroleumsvirksomheten med henblikk på rettighetshavers rolle som tilrettelegger og premissetter for operatørselskapet.
- Følge opp at aktørene ivaretar sine plikter gjennom endrings- og utviklingsprosesser.
- Legge bedre til rette for helhetlig håndheving av det nye regelverket for helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten.
- Bidra til at det etableres et realistisk og omforent bilde av utviklingen av HMS-nivået og underbygge næringens tiltak for å forbedre HMS-nivået i petroleumsvirksomheten.

Organisasjon

- Følge opp at aktørene tilrettelegger for og opprettholder teknisk integritet på innretninger.
- Følge opp at aktørene sikrer at flyttbare innretninger er i samsvar med gjeldende sikkerhetsregelverk.
- Følge opp at næringen gjør seg kjent med og iverksetter nødvendige tiltak i tråd med føringer i stortingsmelding om helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten.
- Følge opp at arbeidstakermedvirkning blir ivarettatt.
- Bidra til erfaringsoverføring mellom de ulike aktører i virksomheten, blant annet ved å bidra til at aktørene kan etablere et "forum for beste praksis".
- Prioritere økt synlighet av tilsyn og aktiviteter innenfor HMS-området.
- Bidra til klare grenseflater mot andre myndigheter med tilstøtende grenseflate til petroleumsvirksomheten.
- Delta aktivt i etableringen og gjennomføringen, samt operasjonaliseringen, av resultater fra program for HMS-rettet forskning etablert i regi av Norges forskningsråd.
- Videreutvikle Oljedirektoratets samlede HMS-kompetanse.

Om virksomhetsområdet Data, informasjon og kunnskap

Oljedirektoratets mange aktiviteter og oppgaver tar utgangspunkt i et mangfoldig landskap av faglig kompetanse og forvaltning av kunnskap. En sentral funksjon er rollen som data-, informasjons- og kunnskapsbank. Oljedirektoratet har en unik posisjon ved å være 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 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 ivaretas og videreutvikles. Dette gir et felles grunnlag for vurderinger og beslutninger for Oljedirektoratet, for industrien 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 menneskeskapte 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.

Oljedirektoratet har i 2002 utarbeidet en ny strategi for data, informasjon og kunnskap og for hvordan faktagrunnlaget skal kommuniseres til myndigheter, næringen og andre brukere. Arbeidet med å effektivisere lagring, kvalitetssikring og håndtering av data både innenfor ressurs- og HMS-forvaltning er videreført. Det har blitt lagt stor vekt på å ha oppdaterte data i integrerte databaser og en fortløpende publisering av aktuelle data på Oljedirektoratets nettsted, blant annet på faktasidene. Fra næringens side har det vært stor interesse for å benytte seg av frigitte ressursdata. Frigivningen foregår nå for det meste effektivt via Oljedirektoratets nettsted.

Når det gjelder publikasjoner følger det av planen at antallet av disse er redusert. Hovedpublikasjonene i 2002 var årsberetningen Norsk sokkel, fire utgaver av Sokkelspeilet, rapport om risikonivået på norsk sokkel og "Tankekraft" - en trykksak og en arbeidskalender med en egen grafisk HMS-profil som skal være med på å understreke Oljedirektoratets HMS-budskap i 2003. En kort presentasjon av Oljedirektoratets publikasjoner fins på www.npd.no.

Personale

346 medarbeidere var i tjeneste ved utgangen av 2002. I tillegg var 17 medarbeidere i permisjon. Kjønnfordelingen viser 56 prosent menn og 44 prosent kvinner.

Det tiltrådte 15 medarbeidere i faste stillinger. Av disse kom seks fra oljereelatert virksomhet. 13 faste medarbeidere fratrådte sine stillinger, herav fire på pensjonistvilkår. Andelen kvinnelige ledere var på 30 prosent.

Budsjett og økonomi

Utgifter

Til Oljedirektoratets drift er det i 2002 benyttet 351,7 millioner kroner. Beløpet fordeler seg slik:

Lønn og godtgjørelser, inkl. arb.g.avgift	157 783 055	
Varer og tjenester	97 663 152	
Sum driftsutgifter, post 01		255 446 207
Lønn og godtgjørelser, inkl. arb.g.avgift	11 384 373	
Tilsynsutgifter	14 671 330	
Oppdrag og samarbeid	37 052 945	
Undersøkelser	26 575 724	
Sum spesielle driftsutgifter, post 21		89 684 372
Større utstyrsanskaffelser, post 45		6 519 436
SUM UTGIFTER, KAP. 1810		351 650 015

Ved innrapportering til Statsregnskapet 2002 har Oljedirektoratet søkt om overføring av midler til 2003, jf. fullmakter gitt i Tildelingsbrev for 2001, på kapittel 1810, post 01, på kr 1.305.000,-.

Inntekter

I tillegg til innbetalte produksjons-, areal-, og CO₂-avgifter på til sammen 4,78 milliarder kroner har Oljedirektoratet hatt 119,5 millioner kroner i diverse inntekter under kapittel 4810:

Gebyr- og avgiftsinntekter	1 952 008
Oppdrags- og samarbeidsinntekter	46 919 896
Refusjon av tilsynsutgifter	58 146 859
Salg av publikasjoner	46 930
Ymse inntekter	1 643 294
Inntekter barnehage	3 635 928
Refusjoner	959 692
Refusjon arbeidsmarkedstiltak	281 959
Refusjon fødselspenger	1 850 592
Refusjon lærlinger	192 500
Refusjon sykepenger	3 826 998
SUM INNTEKTER KAP. 4810	119 456 656

Grønn stat - grønt Oljedirektorat

I 2002 fullførte Oljedirektoratet arbeidet med å integrere miljøstyring i styringssystemet for det interne HMS-arbeidet. Dette er en videreføring av arbeidet med intern miljøeffektivisering etter deltakelsen i det statlige pilotprosjektet Grønn Stat 1998-2001. Det foretas årlig måling på miljøindikatorer som er utviklet i Grønn Stat-prosjektet. En effekt av de siste års satsing på bruk av informasjons- og kommunikasjonsteknologi til intern miljøeffektivisering er at papirinnkjøp er redusert med 20 prosent fra 1998 til 2002.

Tabell 1.1.2 Historisk produksjon fra felt der produksjonen er avsluttet og fra felt som er i produksjon

Felt	Olje mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	NGL mill tonn	Kondensat mill Sm ³	Oljeekv. ¹ mill Sm ³	Funnår ²
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			3,5	1975
Mime	0,4	0,1			0,5	1982
Nordøst Frigg		11,6			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	0,4	166,2	
Balder	12,4				12,4	1967
Brage	41,3	1,9	0,7	0,1	44,5	1980
Draugen	87,9	0,5	0,7	0,1	89,8	1984
Ekofisk	312,1	120,9	10,6		453,2	1969
Eldfisk	71,5	33,4	3,3		111,1	1970
Embla	7,8	2,5	0,3		10,9	1988
Frigg		114,6		0,5	115,1	1971
Glitne	2,9				2,9	1995
Gullfaks	295,2	20,1	1,5	0,7	318,9	1978
Gullfaks Sør	12,8	3,0	0,2	0,1	16,3	1978
Gungne			0,6	2,1	3,4	1982
Gyda	31,0	5,2	1,7		39,5	1980
Heidrun	81,9	4,5	0,1	0,1	86,7	1985
Heimdal	6,2	43,2			49,5	1972
Hod	7,3	1,3	0,2		9,0	1974
Huldra	1,3	2,7	0,0	0,0	4,0	1982
Jotun	16,1	0,6			16,7	1994
Murchison	13,1	0,3	0,3	0,0	14,1	1975
Njord	14,3				14,3	1986
Norne	47,0	1,9	0,1	0,1	49,2	1992
Oseberg	302,0	8,0	0,9	0,9	312,7	1979
Oseberg Sør	10,2				10,2	1984
Oseberg Vest	1,1				1,1	1984
Oseberg Øst	10,4				10,4	1981
Sigyn					0,0	1982
Sleipner Vest		5,0	3,5	16,4	28,1	1974
Sleipner Øst		77,3	10,0	26,8	123,1	1981
Snorre	104,2	4,5	3,1	0,6	115,3	1979
Statfjord	526,9	46,4	10,5	3,4	596,6	1974
Statfjord Nord	25,3	1,3	0,4	0,1	27,4	1977
Statfjord Øst	26,3	2,0	0,6	0,1	29,6	1976
Sygn	5,0				5,0	1996
Tambar	2,3		0,1		2,4	1983

Felt	Olje mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	NGL mill tonn	Kondensat mill Sm ³	Oljeekv. ¹ mill Sm ³	Funnår ²
Tor	21,6	10,6	1,1		34,4	1970
Tordis	36,1	2,7	0,9	0,2	40,6	1987
Troll	117,6	136,9		2,4	256,9	1979
Tune	0,0		0,0	0,0	0,0	1996
Ula	63,6	3,8	2,4		71,9	1976
Vale	0,1				0,1	1991
Valhall	74,9	15,1	2,5		94,8	1975
Varg	5,5				5,5	1984
Veslefrikk	41,9	2,0	1,1	0,2	46,1	1981
Vigdís	22,4				22,4	1986
Visund	7,9				7,9	1986
Åsgard	28,3	11,6	1,5	3,8	46,7	1981
Sum produksjon	2495,6	684,0	58,9	58,8	3350,3	
Sum solgt og levert	2541,8	796,5	62,7	59,1	3516,5	

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

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

Tabell 1.1.3 Felt i produksjon eller felt med godkjent plan for utbygging og drift

Felt	Reserver mill Sm ³ o.e	Funnår ⁴⁾	Operatør pr 31.12.2002	Utvinningsstillatelse/ Avtalebasert område
Balder	63,2	1967	Esso Exploration and Production Norway A/S	001
Brage	48,8	1980	Norsk Hydro Produksjon AS	Brage
Byggve ¹	3,0	1991	TotalFinaElf Exploration Norge AS	102
Draugen	143,9	1984	A/S Norske Shell	093
Ekofisk	669,4	1969	ConocoPhillips Norge	018
Eldfisk	145,8	1970	ConocoPhillips Norge	018
Embla	18,3	1988	ConocoPhillips Norge	018
Fram ¹	20,0	1987	Norsk Hydro Produksjon AS	090
Frigg	116,4	1971	TotalFinaElf Exploration Norge AS	Frigg
Glitne	5,9	1995	Statoil ASA	048 B
Grane ¹	120,0	1991	Norsk Hydro Produksjon AS	Grane
Gullfaks	361,4	1978	Statoil ASA	050
Gullfaks Sør	75,2	1978	Statoil ASA	050
Gungne	15,5	1982	Statoil ASA	046
Gyda	43,3	1980	BP Norge AS	019 B
Heidrun	213,6	1985	Statoil ASA	Heidrun
Heimdal	48,8	1972	Norsk Hydro Produksjon AS	Heimdal
Hod	10,3	1974	BP Norge AS	033
Huldra	18,1	1982	Statoil ASA	Huldra
Jotun	29,9	1994	Esso Exploration and Production Norway A/S	Jotun
Kristin ¹	85,7	1997	Statoil ASA	Haltenbanken Vest
Kvitebjørn ¹	73,1	1994	Statoil ASA	193
Mikkell ¹	32,8	1987	Statoil ASA	Mikkell

Tabell 1.1.3 forts.

Felt	Reserver mill Sm ³ o.e	Funnår ⁴⁾	Operatør pr 31.12.2002	Utvinningsstillatelse/ Avtalebasert område
Murchison	15,4	1975	CNR International (UK) Ltd	Murchison
Njord	23,9	1986	Norsk Hydro Produksjon AS	Njord
Norne	103,8	1992	Statoil ASA	Norne
Oseberg	438,0	1979	Norsk Hydro Produksjon AS	Oseberg
Oseberg Sør	64,0	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	10,9	1982	Esso Exploration and Production Norway A/S	072
Skime ¹⁾	5,2	1990	TotalFinaElf Exploration Norge AS	102
Sleipner Vest	152,7	1974	Statoil ASA	Sleipner Vest
Sleipner Øst	104,5	1981	Statoil ASA	Sleipner Øst
Snorre ⁵⁾	252,5	1979	Norsk Hydro Produksjon AS	Snorre
Snøhvit ⁴⁾	188,6	1986	Statoil ASA	Snøhvit
Statfjord	647,1	1974	Statoil ASA	Statfjord
Statfjord Nord	41,8	1977	Statoil ASA	037
Statfjord Øst	39,8	1976	Statoil ASA	Statfjord Øst
Sygna	11,0	1996	Statoil ASA	Sygna
Tambar	9,7	1983	BP Norge AS	065
Tor	39,8	1970	ConocoPhillips Norge	Tor
Tordis ⁵⁾	61,6	1987	Norsk Hydro Produksjon AS	089
Troll ²⁾	1611,6	1979	Norsk Hydro Produksjon AS	Troll
Troll ³⁾		1983	Statoil ASA	Troll
Tune	29,1	1996	Norsk Hydro Produksjon AS	190
Ula	88,3	1976	BP Norge AS	019
Vale	4,7	1991	Norsk Hydro Produksjon AS	036
Valhall	205,2	1975	BP Norge AS	Valhall
Varg	6,1	1984	Pertra AS	038
Veslefrikk	60,1	1981	Statoil ASA	052
Vigdis ⁵⁾	43,0	1986	Norsk Hydro Produksjon AS	089
Visund ⁶⁾	101,4	1986	Norsk Hydro Produksjon AS	Visund
Åsgard	369,3	1981	Statoil ASA	Åsgard

- 1) Felt med godkjent utbyggingsplan hvor produksjonen ikke var kommet i gang 31.12.2002
2) Ressursene omfatter de totale ressursene på Troll, også den delen som opereres av Statoil ASA.
3) Ressursene er inkludert i ovenstående rad.
4) Funnår er funnår for den eldste funnbrønnen som inngår i feltet
5) Statoil ASA overtar som operatør fra 01.01.2003

Tabell 1.1.4 Opprinnelig utvinnbart volum og gjenværende reserver i felt i produksjon

Felt	Opprinnelig salgbar ¹⁾					Gjenværende reserver ¹⁾				
	Olje mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	NGL mill tonn	Kondensat mill Sm ³	Oljeekv. ²⁾ mill Sm ³	Olje mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	NGL mill tonn	Kondensat mill Sm ³	Oljeekv. ²⁾ mill Sm ³
Balder ^{a)}	60,3	2,9	0,0	0,0	63,2	48,0	2,9	0,0	0,0	50,8
Brage	45,4	2,0	0,7	0,0	48,8	4,1	0,1	0,1	0,0	4,3
Byggeve ³⁾	0,7	2,4	0,0	0,0	3,0	0,7	2,4	0,0	1,0	3,0
Draugen	134,5	6,0	1,7	0,0	143,9	46,6	5,5	1,1	0,0	54,0
Ekofisk	467,8	175,9	13,5	0,0	669,4	155,7	55,0	2,9	0,0	216,2
Eldfisk	94,5	44,0	3,8	0,0	145,8	23,0	10,7	0,5	0,0	34,7
Embla	11,8	5,4	0,5	0,0	18,3	4,0	2,9	0,2	0,0	7,4
Fram ³⁾	16,1	3,7	0,1	0,0	20,0	16,1	3,7	0,1	0,0	20,0
Frigg	0,0	115,9	0,0	0,5	116,4	0,0	1,3	0,0	0,0	1,3
Glitne	5,9	0,0	0,0	0,0	5,9	3,0	0,0	0,0	0,0	3,0
Grane ³⁾	120,0	0,0	0,0	0,0	120,0	120,0	0,0	0,0	0,0	120,0
Gullfaks ^{b)}	335,3	22,3	2,0	0,0	361,4	40,2	2,2	0,5	-0,7	42,5
Gullfaks Sør ^{c)}	35,5	32,1	4,0	0,0	75,2	22,6	29,1	3,8	0,0	58,9
Gungne	0,0	9,9	1,3	3,1	15,5	0,0	9,9	0,6	1,0	12,1
Gyda ^{d)}	34,0	5,8	1,8	0,0	43,3	3,0	0,5	0,1	0,0	3,8
Heidrun	180,2	29,9	1,8	0,0	213,6	98,3	25,4	1,7	0,0	126,9
Heimdal	7,0	41,8	0,0	0,0	48,8	0,8	0,2	0,0	0,0	1,0
Hod	8,3	1,6	0,2	0,0	10,3	1,0	0,3	0,0	0,0	1,3
Huldra	5,0	12,9	0,1	0,0	18,1	3,7	10,2	0,1	0,0	14,1
Jotun	29,3	0,7	0,0	0,0	29,9	13,2	0,1	0,0	0,0	13,2
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	51,8	0,5	20,4	73,1	0,0	51,8	0,5	20,4	73,1
Mikkel ³⁾	0,0	19,3	4,2	5,5	32,8	0,0	19,3	4,2	5,5	32,8
Murchison	14,2	0,4	0,4	0,0	15,4	1,1	0,1	0,1	0,0	1,3
Njord	23,9	0,0	0,0	0,0	23,9	9,6	0,0	0,0	0,0	9,6
Norne	87,4	13,7	1,4	0,0	103,8	40,4	11,8	1,3	0,0	54,5
Oseberg	349,0	89,0	0,0	0,0	438,0	47,0	81,0	-0,9	-0,9	125,3
Oseberg Sør	56,6	7,4	0,0	0,0	64,0	46,4	7,4	0,0	0,0	53,8
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	14,1	0,8	0,0	0,0	14,9
Sigyn	0,0	5,1	1,5	3,0	10,9	0,0	5,1	1,5	3,0	10,9
Sleipner Vest	0,0	109,2	8,1	28,1	152,7					
Sleipner Øst ^{e)}	0,0	58,0	11,3	25,2	104,5					
Sleipner Vest og Øst ⁵⁾						0	84,9	5,8	10,0	105,9
Skime ³⁾	1,0	4,3	0,0	0,0	5,2	1,0	4,3	0,0	0,0	5,2
Snorre	232,0	8,8	6,2	0,0	252,5	127,8	4,3	3,0	-0,6	137,2
Snøhvit ³⁾	0,0	161,0	5,1	17,9	188,6	0,0	161,0	5,1	17,9	188,6
Statfjord	561,4	58,4	14,4	0,0	647,1	34,5	12,0	3,9	-3,4	50,5
Statfjord Nord	38,4	1,9	0,8	0,0	41,8	13,1	0,5	0,4	0,0	14,4
Statfjord Øst	35,0	2,6	1,1	0,0	39,8	8,7	0,6	0,6	0,0	10,2
Sygna	11,0	0,0	0,0	0,0	11,0	6,0	0,0	0,0	0,0	6,0

Tabell 1.1.4 forts.

Felt	Opprinnelig salgbar ¹					Gjenværende reserver ⁴				
	Olje mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	NGL mill tonn	Kondensat mill Sm ³	Oljeekv. ² mill Sm ³	Olje mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	NGL mill tonn	Kondensat mill Sm ³	Oljeekv. ² mill Sm ³
Tambar	7,0	2,3	0,2	0,0	9,7	4,8	2,3	0,1	0,0	7,3
Tor	26,0	11,5	1,2	0,0	39,8	4,4	0,9	0,1	0,0	5,5
Tordis ^f	54,5	4,4	1,5	0,0	61,6	18,4	1,6	0,6	0,0	21,0
Troll ^g	224,3	1325,7	31,6	1,6	1611,6	106,7	1188,8	31,6	-0,8	1354,8
Tune	6,1	22,9	0,1	0,0	29,1	6,0	22,9	0,1	0,0	29,1
Ula	79,2	4,0	2,7	0,0	88,3	15,6	0,2	0,3	0,0	16,4
Vale	2,6	2,2	0,0	0,0	4,7	2,5	2,2	0,0	0,0	4,7
Valhall	166,9	30,3	4,2	0,0	205,2	92,0	15,2	1,7	0,0	110,4
Varg	6,1	0,0	0,0	0,0	6,1	0,6	0,0	0,0	0,0	0,6
Veslefrikk	55,0	3,0	1,1	0,0	60,1	13,2	0,9	0,0	0,0	14,0
Vigdis	39,7	3,2	0,0	0,0	43,0	17,4	3,2	0,0	0,0	20,6
Visund	38,4	50,3	6,7	0,0	101,4	30,5	50,3	6,7	0,0	93,5
Åsgard	67,9	191,9	32,9	47,1	369,3	39,6	180,2	31,4	43,3	322,6
Sum	3801,6	2799,5	177,3	186,9	7124,9	1306,0	2117,1	118,4	130,2	3776,3

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

2) Omregningsfaktor for NGL i tonn er 1,9

3) Felt med godkjent utbyggingsplan der produksjonen ikke var startet 31.12.2002

4) Negative tall for gjenværende reserver på enkelte felt skyldes at produktet ikke er rapportert under opprinnelig salgbart volum. Dette gjelder produsert NGL og kondensat.

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

a) Balder omfatter også Ringhorne

b) Gullfaks omfatter også Gullfaks Vest

c) Gullfaks Sør omfatter Gullveig og Rimfaks

d) Gyda omfatter også Gyda Sør

e) Sleipner Øst omfatter også Loke

f) Tordis omfatter også Tordis Øst og Borg

g) Troll omfatter også TOGI

Tabell 1.1.5 Ressurser i funn i planleggingsfase

	Olje mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	NGL mill tonn	Kondensat mill Sm ³	Oljeekv. ¹ mill Sm ³	Funnår ²
15/12-12	3,2	4,1		1,1	8,4	2001
15/5-1 Dagny		3,8	0,2	1,2	5,3	1978
15/9-19 S Volve	11,7	1,6	0,5		14,1	1993
2/12-1 Freja	2,9	0,6			3,5	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
25/5-5	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
30/6-26 Gamma Vest	2,1	0,8			2,9	2001
30/9-19	0,4	7,5		2,2	10,1	1998
35/9-1 GjØa	6,5	29,4	1,5		38,8	1989
6305/5-1 Ormen Lange		375,2		22,1	397,3	1993
6406/2-1 Lavrans ³		13,4	2,5	4,7	22,9	1995
6407/1-2 Tyrrihans Sør	16,6	26,1	3,6		49,5	1983
6507/3-3 Idun	0,6	17,4			18,0	1999
6507/5-1 Skarv	13,5	29,2	3,6	3,6	53,1	1998
6608/10-8 StØer	4,7	0,3			5,0	2002
7122/7-1 Goliat	8,1				8,1	2000
Sum	87,0	528,6	11,9	37,3	675,6	

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

2) Funnår er funnår for den eldste funnbrØnnen som inngår i funnet.

3) 6406/2-1 Lavrans har ressurser i bØde kategori 4F og 5F.

Tabell 1.1.6 Ressurser i funn der utvinning er sannsynlig, men uavklart

	Olje mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	NGL mill tonn	Kondensat mill Sm ³	Oljeekv. ¹ mill Sm ³	Funnår ²
1/2-1	2,1				2,1	1989
1/3-6	1,1	1,8		0,3	3,2	1991
1/5-2 Flyndre	5,1	1,6			6,6	1974
15/3-1 S Gudrun	14,0	7,7		0,5	22,2	1975
15/3-4	7,7	3,9			11,6	1982
15/5-2		4,9		0,4	5,3	1978
15/8-1 Alpha		4,1	0,5	1,0	6,1	1982
16/7-2		1,8	0,3	0,5	2,9	1982
2/4-10	2,1				2,1	1973
2/4-17 Tjalve	1,0	1,6	0,1		2,8	1992
2/5-3 Sørøst Tor	1,0				1,0	1972
2/7-19	3,6	3,4			7,1	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	4,4				4,4	1994
25/8-4	1,0				1,0	1992
30/7-6 Hild	4,3	33,2		7,7	45,2	1978
33/12-8 A	0,9	0,6	0,1	0,2	1,8	2002
33/12-8 S Brent	0,9	0,5	0,1	0,1	1,7	2002
33/9-6 Delta	0,5				0,6	1976
34/10-23 Gamma		12,8		1,3	14,1	1985
34/8-12	2,0	3,0			5,0	2001
35/8-1		15,3		2,6	17,9	1981
6406/2-1 Lavrans ³		13,4	2,5	4,7	22,9	1995
6406/2-6 Ragnfrid		2,7		1,8	4,5	1998
6406/2-7 Erlend		1,7		1,3	2,9	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	1,0	0,5			1,5	1991
6506/11-7	2,2	1,0			3,1	2001
6506/12-3 Lysing	1,5	0,3			1,8	1985
6506/6-1		118,0			118,0	2000
6507/2-2		19,8			19,8	1992
6507/3-1 Alve	1,2	6,1			7,3	1990
6507/7-13	0,9				1,0	2001
6608/10-6 Svale	7,6	0,4			8,0	2000
6608/11-2 Falk	1,0				1,0	2000
6707/10-1		38,3			38,3	1997

	Olje mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	NGL mill tonn	Kondensat mill Sm ³	Oljeekv. ¹ mill Sm ³	Funnår ²
7/7-2	2,4	0,1			2,5	1992
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
7228/7-1	0,5	8,7		0,6	9,8	2001
Totalt	80,1	322,0	3,5	24,5	433,2	

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

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

3) 6406/2-1 Lavrans har ressurser i både kategori 4F og 5F.

Tabell 1.1.7 Ressurser i nye funn som ikke er evaluert

Funn Ressurskategori 7F	Olje mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	NGL mill tonn	Kondensat mill Sm ³	Olje- ekvivalenter ¹⁾ mill Sm ³	Funnår ²⁾
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
34/10-47	3	0,3			3,3	2002
6406/5-1		1		1,9	2,9	2002
Sum	18,7	29,7	0	2,8	51,2	

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

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

Tabell 1.1.8 Funn som i 2002 er innrapportert som deler av andre felt eller funn

Funn	Innrapportert i felt	Funnår
15/12-10 S	Varg	1996
15/9-17 Loke	Sleipner Øst	1983
15/9-20 S	Gungne	1994
16/7-7 S	Sigyn	1997
2/11-10 S	Hod	1994
2/1-9 Gyda Sør	Gyda	1991
2/7-8	Eldfisk	1973
25/7-3 Jotun	Jotun	1995
25/8-1 Ringhome	Ringhome	1970
25/8-10 S Ringhome	Ringhome	1997
25/8-11 Ringhome	Ringhome	1997
25/8-8 S Jotun	Jotun	1995
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
30/6-19 Beta Sadel	Oseberg Øst	1986
30/9-10 Oseberg Sør	Oseberg Sør	1990
30/9-13 S Oseberg Sør	Oseberg Sør	1991
30/9-15 Oseberg Sør	Oseberg Sør	1994
30/9-16 K Oseberg Sør	Oseberg Sør	1994
30/9-20 S	Oseberg Sør	2002
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
31/4-11	Brage	2000
33/9-0 Murchison NØ Horst	Murchison	1989
34/10-17 Rimfaks	Gullfaks Sør	1983
34/10-21	Gullfaks Sør	1984
34/10-34 Gullfaks Vest	Gullfaks	1991
34/10-37 Gullveig	Gullfaks Sør	1995
34/10-43 S	Gullfaks Sør	2001
34/10-44 S Lunde	Gullfaks Sør	2001
34/10-45 S	Gullfaks	2002
34/10-46 A	Gullfaks	2002
34/7-16	Vigdis	1990
34/7-18	Vigdis	1991
34/7-22 Tordis Øst	Tordis	1993
34/7-23 S	Vigdis	1994
34/7-25 S	Tordis	1996

Funn	Innrapportert i felt	Funnår
34/7-29 S	Vigdis	1998
34/7-31	Vigdis	2001
34/8-4 S	Visund	1991
35/11-2	Fram	1987
35/11-7	Fram	1992
35/11-8 S	Fram	1996
6506/12-1 Smørbukk	Åsgard	1985
6506/12-3 Smørbukk Sør	Åsgard	1985
6507/8-4 Heidrun Nord	Heidrun	1990
6608/10-4	Nome	1994
7120/7-1 Askeladd Vest	Snøhvit	1982
7120/7-2 Askeladd Sentral	Snøhvit	1983
7120/8-1 Askeladd	Snøhvit	1981
7120/9-1 Albatross	Snøhvit	1982
7121/7-1	Snøhvit	1984
7121/7-2 Albatross Sør	Snøhvit	1986
9/2-3	Yme	1990
9/2-6 S	Yme	1996
9/2-7 S	Yme	1997
9/2-9 S	Yme	1999
Funn	Innrapportert 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
33/12-8 S Statford	33/12-8 S Brent	2002
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 Tyrhans Nord	6407/1-2 Tyrhans	1984
6507/5-3 Snadd	6507/5-1 Skarv	2000

Tabell 1.8 Produksjon i millioner Sm³ oljeekvivalenter

	PRODUKSJON			FORBRUK		SALGBARE PRODUKTER			
	Olje	Gass	Kondensat	Fakkel	Brensel	Olje	Gass	NGL / Kondensat	Sum
2002									
Balder	3,436	0,233		0,012	0,006	3,436			3,436
Brage	2,116	0,243		0,008	0,052	2,143	0,113	0,106	2,362
Draugen	11,067	0,629		0,006	0,046	11,067	0,238	0,638	11,943
Ekofisk	17,343	3,168		0,012	0,273	17,233	2,770	0,605	20,608
Eldfisk	2,330	1,450		0,001	0,094	2,394	0,925	0,162	3,482
Embla	0,366	0,167				0,386	0,079	0,037	0,502
Frigg		0,726	0,001		0,008		0,717	0,001	0,718
Giltne	2,157	0,108		0,008	0,021	2,157			2,157
Gullfaks	9,214	4,910		0,063	0,313	9,214	0,604	0,162	9,980
Gullfaks Sør	3,773	1,362				3,727	1,903	0,276	5,905
Gungne			0,745					0,801	0,801
Gyda	0,694	0,130		0,001	0,025	0,698	0,088	0,060	0,846
Heidrun	10,132	2,028		0,019	0,115	10,132	1,010	0,111	11,253
Heimdal		0,517	0,108	0,008	0,031	0,099	0,547		0,646
Hod	0,362	0,060				0,372	0,050	0,015	0,437
Huldra		2,473	0,912	0,000		1,227	2,614	0,032	3,873
Jotun	2,587	0,118		0,005	0,040	2,587	0,068		2,655
Murchison	0,094	0,011		0,002		0,105			0,105
Njord	1,863	2,768		0,008	0,062	1,863			1,863
Norne	10,268	2,053		0,012	0,130	10,270	0,794	0,146	11,209
Oseberg	11,073	10,450		0,208	0,304	10,113	2,975	1,019	14,107
Oseberg Sør	4,340	1,232		0,005	0,064	4,360			4,360
Oseberg Øst	3,123	0,331		0,006	0,026	3,113			3,113
Oseberg Vest								3,731	3,731
Sleipner Vest		7,963	3,344	0,006	0,070			3,519	3,519
Sleipner Øst inkl Loke og salgbar gass fra Sleip. Vest		6,817	3,327	0,006	0,183		13,470		13,470
Snorre	11,309	1,705		0,027	0,122	12,640	0,446	0,935	14,021
Statfjord	8,873	5,619		0,076	0,249	8,872	1,554	0,657	11,083
Statfjord Nord	2,275	0,173				2,275	0,126	0,115	2,516
Statfjord Øst	1,917	0,272				1,917	0,197	0,180	2,294
Sygnå	1,814	0,114				1,813			1,813
Tambar	1,758	0,406				1,724		0,088	1,812
Tor	0,213	0,030		0,000	0,007	0,213	0,022	0,008	0,243
Tordis	4,586	0,523				4,614	0,321	0,321	5,256
Trollomr.	21,444	26,375	0,658	0,018	0,187	21,194	25,581	0,767	47,543
Tune		0,043	0,020			0,018		0,001	0,019
Ula	1,217	0,115		0,002	0,043	1,243	0,045	0,091	1,379
Vale		0,033	0,041			0,052			0,052
Valhall	4,107	1,089		0,009	0,072	4,180	0,875	0,199	5,254

	PRODUKSJON			FORBRUK		SALGBARE PRODUKTER			
	Olje	Gass	Kondensat	Fakkel	Brensel	Olje	Gass	NGL / Kondensat	Sum
2002									
Varg	0,784	0,319		0,007	0,010	0,784		0,024	0,808
Veslefrikk	1,536	0,504		0,011	0,025	1,644	0,026		1,670
Vigdis	3,053	0,196				3,052			3,052
Visund	2,458	2,225		0,001	0,065	2,459			2,459
Åsgard	8,231	16,106		0,041	0,266	8,232	7,242	4,808	20,282
Sum 2002	171,912	105,792	9,156	0,587	2,908	173,621	65,400	19,612	258,633
Sum 2001	180,508	94,569	8,592	0,551	3,402	180,940	53,878	17,387	252,205
Sum 2000	181,641	90,266	8,749	0,685	3,267	181,181	49,748	13,498	244,427
Sum 1999	170,693	80,255	9,812	0,660	2,647	168,690	48,479	13,488	230,657
Sum 1998	170,039	72,594	9,433	0,441	2,890	168,744	44,190	13,388	226,322
Sum 1997	178,388	70,365	10,133	0,411	3,034	175,914	42,950	14,474	233,338
Sum 1996	177,282	59,456	8,400	0,448	2,833	175,422	37,407	12,674	225,503
Sum 1995	157,926	47,190	6,971	0,409	2,640	156,776	27,814	11,668	196,258
Sum 1994	147,674	45,393	5,300	0,364	2,630	146,282	26,842	9,952	183,076
Sum 1993	133,770	41,576	1,464	0,340	2,544	131,843	24,804	6,072	162,719

For Statfjord, Frigg og Murchison viser tallene norsk andel av produksjonen.

Målenheter for olje og gass

Olje og gass oppgis ofte i volumetriske enheter under definerte ISO-standard betingelser (temperatur = 15°C og trykk = 1,01325 bar). Oljemengder oppgis i millioner Sm³ (10⁶ Sm³) og gassmengder i milliarder Sm³ (10⁹ Sm³).

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

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

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

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

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

Andre omregningsfaktorer		
Gass	1 kubikkmeter	35,30 kubikkfot
Råolje	1 Sm ³	6,29 fat
	1 Sm ³	0,84 tonn o.e.
	1 fat	159 liter
	1 tonn	7,49 fat