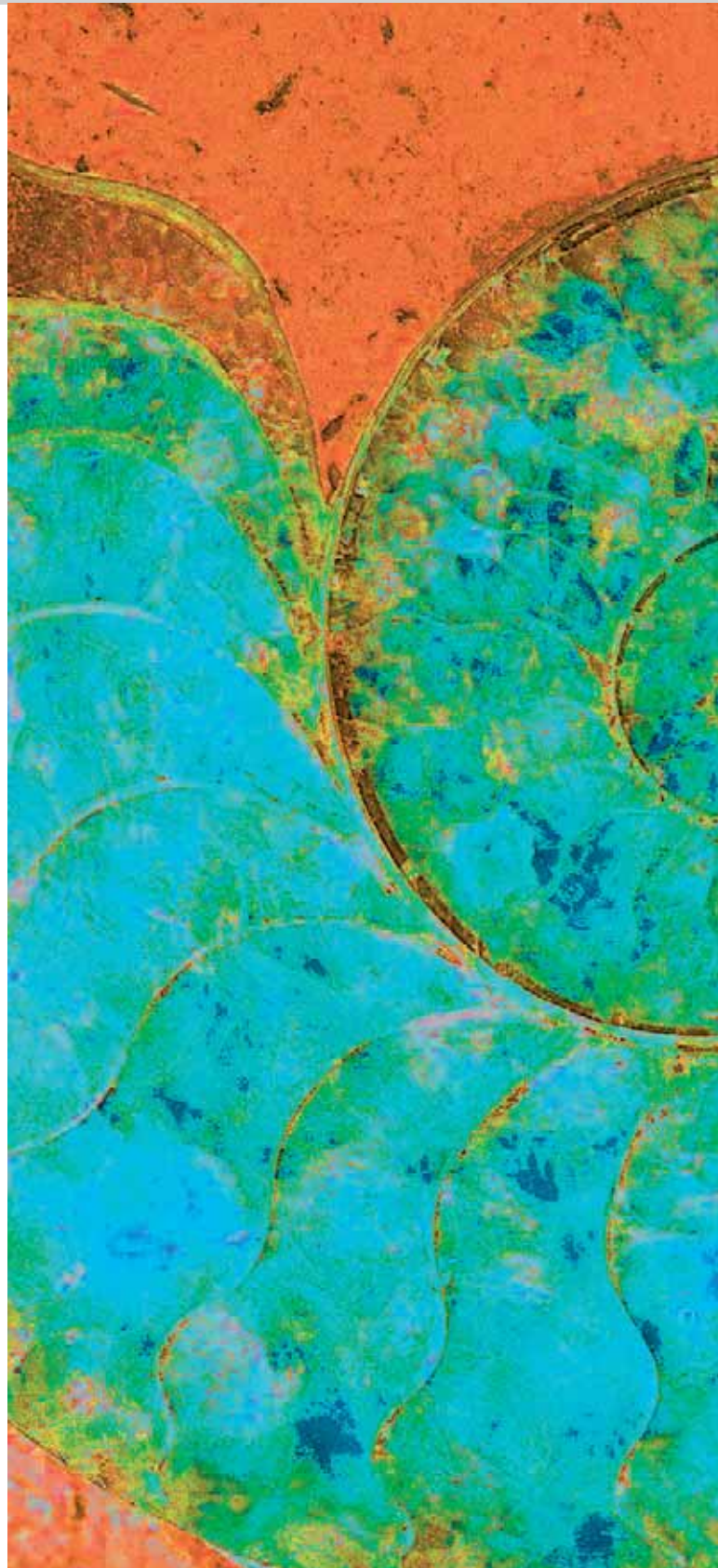


Norsk sokkel 2003




Den 14. juni 1972 vedtok Stortinget å opprette Oljedirektoratet. Direktoratets overordnede ansvar var å forvalte de norske petroleumsressursene til beste for samfunnet og ha overordnet ansvar for sikkerheten på kontinentalsokkelen.

32 år senere, 1. januar 2004, ble Oljedirektoratet delt i to selvstendige etater, Oljedirektoratet og Petroleumstilsynet. Delingen kom som resultat av behandlingen av Stortingsmelding nr. 17 (2002 – 2003) Om statlige tilsyn. Stortinget sluttet seg til forslaget om å skille tilsynet med helse, sikkerhet og arbeidsmiljø fra forvaltningen av petroleumsressursene. Oljedirektoratet og Petroleumstilsynet har imidlertid fortsatt kontorer i samme bygg i Stavanger.

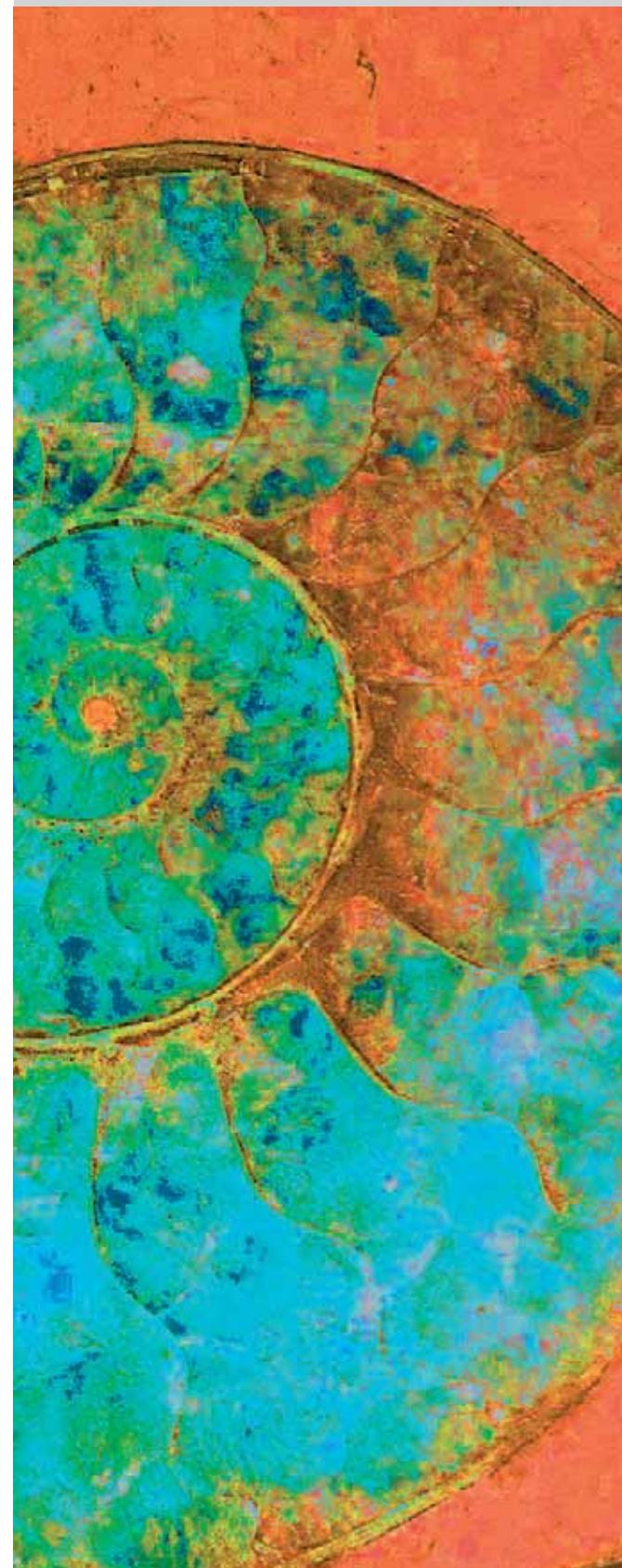
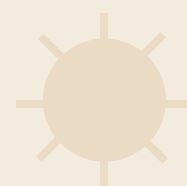
Alle de 350 medarbeiderne har funnet sin plass i de to etatene. Fortsatt arbeides det med å meisle ut de to nye organisasjonene, men dette er nå inne i slutfasen. I midten av mai skal også den fysiske omorganiseringen være avsluttet – med intern flytting og bytting av kontorer.

På grunn av delingen ble 2003 naturlig nok et spesielt år. Mange medarbeidere har vært engasjert i oppgaver tilknyttet delingsprosessen. Selv mener jeg at vi har klart å gjennomføre delingen av Oljedirektoratet uten at det har gått ut over primær oppgavene. Jeg håper at petroleumsnæringen, våre overordnede i Olje- og energidepartementet og Arbeids- og administrasjonsdepartementet og omverdenen for øvrig er av samme oppfatning.

Stavanger, 17. mars 2004



Gunnar Berge
oljedirektør



DEL 1

SIGNALER

Framtiden ligger i fortiden	7
IOR: Hardt arbeid- stort utbytte	10
År i endring	14
Øvrige hovedtrekk 2003	17
Sikker drift i følsomt farvann	18

DEL 2

FAKTA

1 Ressursforvaltning	22
1.1 Ressursregnskapet	22
1.1.1 Ressursregnskapet for 2003	22
1.1.2 Ressursstatus	24
1.2 Undersøkelsestillatelser	27
1.3 Undersøkelsetaktivitet	27
1.4 Utvinningstillatelser	28
1.4.1 Nye aktører	29
1.4.2 Operatørskifte	29
1.5 Leteaktivitet	29
1.5.1 Leteboring	29
1.5.2 Letekostnader	36
1.6 Utbygging og drift	38
1.6.1 Utvinningsboring	43
1.6.2 Avslutningsplaner	43
1.7 Transportsystemer	44
1.8 Produksjon av olje og gass	46
1.9 Salg og avgifter	46
1.9.1 Salg av petroleum	46
1.9.2 Produksjonsavgift	47
1.9.3 Arealavgift	48
1.9.4 CO ₂ -avgift	49
1.10 Gassmarkedet	51

2	Helse, miljø og sikkerhet	52
2.1	Personskader	52
2.2	Arbeidsbetingede sykdommer	53
2.3	Skader på bærende konstruksjoner og rørledninger	54
2.4	Hydrokarbonlekkasjer og branner	55
2.5	Dykkeaktivitet	57
3	Petroleumsvirksomheten og miljøet	58

DEL 3

SAMARBEID OG ORGANISASJON

Prosjekter	62
Internasjonalt samarbeid	69
Organisasjon	76

Vedlegg 1	Tabeller til 1.1.1	
	Ressursregnskapet 2003	80
Vedlegg 2	Produksjon av olje og gass	90
Vedlegg 3	Målenheter for olje og gass	92
Vedlegg 4	Den geologiske tidssøylen	93

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
Eldbjørg Vaage Melberg
Tarjei Moen
Janne-B. Carlsen N'Jai
Evy Zenker

Trykkeri:
Bryne Offset

Papir:
Lessebo Linne hvit,
150/250 g



Framtiden ligger i fortiden

“Framtiden ligger i fortiden”.

Dette er ikke et utsagn fra en som synes at alt var mye bedre før. Det er et utsagn som er høyst relevant for utviklingen på norsk kontinentalsokkel. På en kort og presis måte beskriver det mye av verdien i det arbeidet Oljedirektoratet er engasjert i. Oljedirektoratet er alene om å ha full oversikt over norsk sokkel – på alle områder. Vi har tilgang til all seismikk som er samlet inn på norsk kontinentalsokkel. Vi har oversikt over de samlede investeringer, alle brønner som er boret, alle kjerneprøver, alle rørledninger, alle innretninger, alle felt og alle utvinnings-tillatelser. Dessuten samler vi alle data fra den løpende produksjon.

Denne enorme informasjonsmengden må omgjøres til kunnskap og være tilgjengelig på en effektiv måte. Målet er at dette skal komme industrien og hele samfunnet til gode. Vår kunnskap, vår oversikt, vår innsikt og kompetanse bidrar i høy grad til verdiskapingen på sokkelen. Kunnskap om fortiden hjelper til å bygge fremtiden for norsk sokkel.

Petroleumsnæringen skaper mange spennende arbeidsplasser, både i oljeselskap og leverandørindustri. Næringen har også stor betydning for utdanning og forskning og er Norges absolutt viktigste næring. I 2002 bidro den til 20 prosent av brutto nasjonalproduktet, 23 prosent av investeringene og 43 prosent av den totale norske eksporten. Eksportinntektene fra olje og gass var i 2002 ti ganger større enn inntektene fra fiskeri, vår nest største eksportnæring.

Det er viktig å legge til rette for videreutvikling. Da Stortingsmelding nr. 38 2001 – 2002 ”Om olje og gassvirksomheten på norsk sokkel” ble behandlet, sluttet



Gunnar Berge, oljedirektør

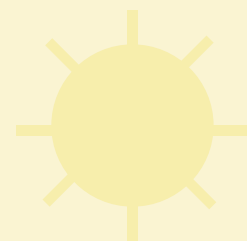
Stortinget seg til målet om å nå den langsiktige utviklingsbanen. Det innebærer at vi utnytter alle våre naturgitte olje- og gassressurser og vil danne grunnlag for minst 50 – 100 års aktivitet.

Norsk petroleumsvirksomhet står ved et veiskille. Vi kan fortsatt gjøre store funn, men det meste av de gjenværende mulighetene er av en slik størrelse at nye initiativ, nye aktører og nye insentiver må på plass for å sikre at petroleumsformuen i bakken konverteres til ”penger på bok” på en kostnadseffektiv måte. Mange av ressursene er tidskritiske. De ligger i modne områder der geologien er godt kjent og omfatter tilleggsressurser fra felt i produksjon samt funn og prospekter i nærheten av eksisterende infrastruktur. Dersom vi ikke evner å skape incentiver til å bore disse infrastrukturnære prospektene i tide, kan de gå tapt for alltid.

Økt utvinning og investeringer i slutfasen for å forlenge feltenes levetid krever også ofte endringer i dagens rammeverk. Aktørene må i tillegg være trygge på at fornuftig priset prosesserings- og transporttjenester er tilgjengelige for alle. Risikoen er størst i lete- og feltutbyggingsfasen. Nye aktører skal selvsagt betale kostnadene pluss et fortjenesteelement for prosess- og transporttjenester, men det hemmer ressursforvaltningen når vilkårene ikke er klarlagt på forhånd.

SIGNALER

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



Det finnes fortsatt områder i Nordsjøen som kan defineres som umodne – men mesteparten av de umodne områdene finner vi i Norskehavet og i Barentshavet. Her ligger det store uoppdagede ressurser som ennå ikke er undersøkt med letebrønner. I nord har det de siste årene vært holdt igjen for å sikre rett håndtering av konflikter med fiskeri- og miljøinteresser.

De to siste årene har letevirksomheten på norsk sokkel vært lav. Mens det i 2001 ble påbegynt 33 letebrønner, var tilsvarende tall for 2002 19 brønner. I 2003 ble det påbegynt 22 letebrønner. Prognosen for 2004 ligger et sted rundt 20 brønner.

Til tross for den lave leteaktiviteten i 2003, ble det gjort 11 nye funn på norsk kontinentalsokkel, sju i Nordsjøen og fire i Norskehavet. En foreløpig vurdering av funnene viser at i 2003 er cirka 40 prosent av produksjonen erstattet gjennom nye funn.

Selskapene på norsk kontinentalsokkel har de siste årene klaget over mangel på nytt leteareal. I desember lyste myndighetene ut 18. konsesjonsrunde med forventet tildeling i andre kvartal i år. Dette er arealmessig den største konvensjonelle utlysningen på norsk kontinentalsokkel siden 1. konsesjonsrunde i 1965. I 2003 ble det tildelt i alt 30 nye utvinningstillatelser på norsk kontinentalsokkel; 11 i Nordsjøtildelingen 2002 (NST 2002) og 19 i forhåndsdefinerte områder i Nordsjøen og Norskehavet (TFO 2003). 2003 er således et rekordår i forhold til utlyst areal.

Norsk petroleumsproduksjonen er fortsatt stigende. Oljeproduksjonen har flatet ut,

mens gassproduksjonen øker. Det ble i 2003 produsert i alt 262 millioner Sm³ oljekvivalenter – dette er tre millioner mer enn i rekordåret 2002. Investeringene for 2003 var også svært høye, cirka 62 milliarder kroner – eksklusive letekostnader. Det er ti milliarder mer enn i 2002.

”Det er i gode tider at grunnlaget legges for de dårlige” sa tidligere sentralbanksjef Hermod Skånland. Det vi høster i dag, høster vi på grunnlag av funn og beslutninger fra 1970, -80 og -90-tallet. Fjorårets positive tall må derfor ikke ta oppmerksomheten bort fra det som kan bli realiteten hvis vi hviler på laurbærene. Fortsetter vi som nå, vil vi i løpet av cirka fem år oppleve at den positive kurven bråsnur. Dette vil gi negative konsekvenser både for de som arbeider i petroleumsvirksomheten og for norsk økonomi. En fortsatt positiv utvikling for norsk oljeindustri er avhengig av at nødvendige justeringer besluttes nå.

Et av de mest omstridte oljepolitiske spørsmål i 2003 knyttet seg til petroleumsvirksomhet utenfor Lofoten og i Barentshavet. Like før jul kom den politiske beslutningen mange hadde ventet på. Regjeringen vedtok å åpne opp igjen for helårlig virksomhet i deler av Barentshavet, men besluttet å forlenge aktivitetspausen utenfor Lofoten, eller Nordland VI som det heter i oljekretser.

Skal vi oppnå den langsiktige utviklingsbanen innebærer det at samtlige ressurser som kan utvinnes lønnsomt på norsk sokkel må utvinnes. I nordområdene har vi store utfordringer. Oljedirektoratet regner med at cirka en tredjedel av de uoppdagede ressurser på norsk sokkel finnes i havområdene utenfor Nord-Norge.

Mange interesser melder seg når petroleumsaktivitet i nordområdene skal diskuteres. I forbindelse med Utredningen Lofoten Barentshavet (ULB) som ble lagt fram for regjeringen i fjor høst, laget Oljedirektoratet en delutredning der det blir slått fast at det er mulig å drive aktivitet i disse områdene uten skadelige utslipp. Dette kan gjøres ved hjelp av dagens teknologi eller med teknologi som er under utvikling.

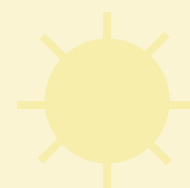
Motstanden mot aktivitet i nordområdene kan graderes – enkelte er motstandere av virksomheten uansett, andre mener at vi må vente til vi vet mer. Regjeringen konkluderte med at vi vet nok til å starte igjen i Barentshavet. Det er mange grunner til at det var en viktig beslutning. Rundt én milliard Sm³ oljeekvivalenter, eller cirka en tredjedel av de uoppdagede ressursene på norsk sokkel, ligger i ULB-området. Petroleumsvirksomheten er en kompetansekrevende industri. Det tok 40 år å bygge opp de store miljøene vi har i dag. Skal vi utvikle nord-områdene, er det viktig å gjøre det mens kunnskap og kompetanse er tilgjengelig. Det tar lang tid å bygge opp kompetanse, men det tar uhyggelig kort tid å bygge den ned. Petroleumsindustrien er internasjonal. Norsk kontinentalsokkel konkurrerer med andre petroleumsprovinser både om kompetanse og kapital. Leting etter olje og gass i nye områder er kompetansekrevende, kapitalkrevende og risikofyllt. Det er viktig at selskapene som tar risiko



fortsatt tjener nok penger på norsk sokkel til å forsvare både tørre letebrønner og kompetanse- og teknologiutvikling.

Rammebetingelser er et viktig stikkord i den norske petroleumsdebatten. Myndighetene er blant annet blitt utfordret av næringen til å se på skattesystemet. Hva resultatet blir, vet vi foreløpig ikke. Men rammebetingelser betyr ikke bare skatt. Kostnadsnivået på norsk sokkel, inklusive tariffkostnader, er også kommet i søkelyset – fordi det er høyere enn på britisk sokkel og stort sett alle andre sokler vi konkurrerer med.

Utfordringene er mange. Derfor er det nødvendig at alle parter i virksomheten tar ansvar. Det er ikke alltid at det som er ubehagelig, er unødvendig. Men det kan vi kanskje tåle hvis resultatene blir som vi ønsker: Fortsatt høy aktivitet på norsk kontinentalsokkel – slik at vi når den langsiktige utviklingsbanen.



IOR: Hardt arbeid- stort utbytte

Å nå en gjennomsnittlig utvinningsgrad på 50 prosent for olje og 75 prosent for gass fra felt i produksjon på norsk kontinentalsokkel, er fullt mulig. Men det krever hardt arbeid, nytenkning og vilje til å ta modige beslutninger.

I løpet av 2003 ble det iverksatt flere tiltak for økt utvinning på norsk sokkel. Disse ga et betydelig bidrag til fjorårets tilvekst av reserver.

Fram til i dag er mindre enn 30 prosent av petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel produsert. De 70 prosent som fortsatt ligger igjen i bakken, vil med aktiv politikk og god ressursforvaltning, kunne

gi Norge oljeproduksjon i svært mange år framover. Dette vil kunne gi samfunnet betydelige inntekter. Men det forutsetter blant annet fortsatt teknologisk utvikling. Kompetansen petroleumsindustrien i Norge har opparbeidet gjennom snart 40 års virksomhet, må utvikles og styrkes for å møte utfordringene som er knyttet til fortsatt vekst på norsk kontinentalsokkel.

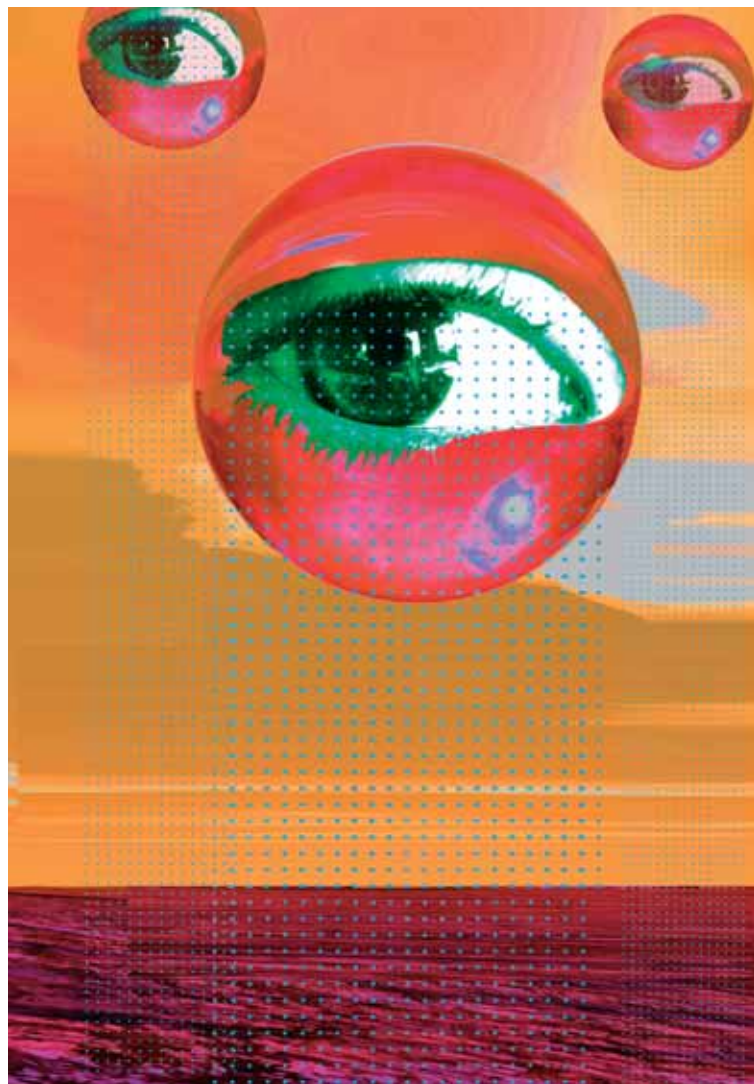
Den totale mengden av olje og gass som finnes på norsk sokkel er naturgitt. Vi vet ikke eksakt hvor mye som finnes, men vi kan gjøre anslag. Anslagene endrer seg etter hvert som vår kunnskap om forholdene på sokkelen blir større. På bakgrunn av det vi vet i dag, har Oljedirektoratet anslått de totale tilstedeværende ressursene på norsk sokkel til mer enn 21 milliarder standard kubikkmeter oljeekvivalenter (Sm^3 o.e.). Av dette regnes i dag godt og vel halvparten, om lag 12,9 milliarder Sm^3 o.e., som utvinnbare ressurser. Men også dette er et dynamisk estimat.

Hvor store økonomisk utvinnbare ressurser norsk sokkel har, er blant annet avhengig av rettighetshavernes vilje til å ta beslutninger: Om å lete, slik at det blir gjort nye funn og om å bygge ut funnene, slik at ressursene kan bli produsert. Det er også viktig at det blir tatt beslutninger om å sette i verk tiltak for å øke utvinningsgraden på felt som allerede er i drift.

Etterlyser langsiktighet

Å øke utvinningsgraden for olje krever bevisst satsing. I mange tilfeller trengs det også ny eller videreutviklet teknologi for tiltak for å øke utvinningsgraden (IOR-prosjekt) kan settes ut i livet .

Trenden blant oljeselskapene de siste fem årene har vært stor oppmerksomhet om rask resultatoppgjør. Langsiktig



planlegging og prosjekter med vid tidshorisonnt har blitt nedprioritert til fordel for hurtig inntjening og gode kvartalsresultat.

Utvikling av ressursene på kontinentalsokkelen krever innsats både i kort, mellomlangt og langsiktig perspektiv.

Oljedirektoratet synes spesielt det er økt behov for innsats innen stimulert utvinning, hvor det i dag er et markert gap mellom forventninger og reell aktivitet.

Større fokus på forskning og utvikling innen alternative metoder for utvinning er nødvendige bidrag til å drive utvinningsgraden videre opp.

Oljedirektoratet skal være en pådriver for at tidskritiske ressurser blir realisert, og vil fortsatt stimulere til utvidet samarbeid mellom aktørene for utvikling av kostnadseffektive metoder og tiltak for økt utvinning.

Myndighetene har satt som mål å oppnå en gjennomsnittlig utvinningsgrad på 50 prosent av oljen fra norsk kontinentalsokkel. Differansen mellom dagens forventede utvinningsgrad for olje og myndighetenes mål utgjør 300 mill. Sm³ olje.

Men potensialet for økt utvinning er ingen gitt størrelse, og 50 prosent utvinningsgrad for olje er ingen maksgrænse. Utvinningsgraden som kan oppnås, varierer sterkt fra reservoar til reservoar. I gode reservoar kan den komme opp i over 70 prosent, mens andre igjen vil slite med å komme over 40 prosent.

Må utfordre grensene

Økt kunnskap om feltene, utvikling gjennom produksjonshistorien og bruk av

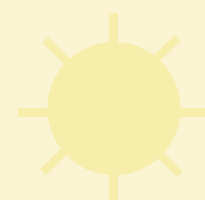
nye metoder har gitt grunnlag for gjennomføring av tiltak for å øke oljeutvinningen. En nødvendig forutsetning har imidlertid vært høyt kompetansenivå og fagekspertise i selskapene.

I januar i år delte oljedirektør Gunnar Berge ut IOR-prisen for 2003 til rettighetshaverne på Valhallfeltet og deres "Life of Field Seismic"-prosjekt. Prosjektet, som med 4D-seismikk og permanent installerte sensorer på havbunnen skal gi bedre forståelse av forholdene i reservoaret under produksjon, var en av mange gode kandidater til IOR-prisen dette året. Oljedirektoratet knytter optimisme til denne utviklingen, særlig med tanke på at det i 2002 ikke ble funnet verdige kandidater. Beslutninger om økt utvinning var mangelvare, og juryen valgte derfor å ikke dele ut prisen.

Med målrettet innsats og vilje til å ta i bruk påkrevd teknologi, og dersom nye IOR-prosjekt settes i verk, er det ingenting som tilsier at utviklingen skal stoppe når et gjennomsnitt på 50 prosent utvinning av oljen er nådd.

Men det krever altså vilje til å ta beslutninger og vilje til å utfordre de fysiske og økonomiske grensene for utvinning. Til nå har de mest utbredte metodene for å øke utvinningen fra felt på norsk kontinentalsokkel vært injeksjon av vann, naturgass eller vekselinjeksjon av vann og gass - såkalt VAG, sammen med flere brønner, altså økt brønntetthet. I tillegg har boring av horisontale brønner og flergrensbrønner hatt stor betydning.

Pilotprosjekt der skum blir brukt for å hindre at den injiserte gassen blir tilbakeprodusert for tidlig, er gjennomført med gode resultat på flere felt.



Det er også mulig å injisere CO₂ for å få ut mer olje av reservoarene. Teknikken har vært benyttet i mange år på land, fortrinnsvis i USA, hvor det er tilgang til reservoar med ren CO₂-gass.

På norsk sokkel er metoden foreløpig ikke brukt for å øke utvinningen. På Sleipner blir CO₂ fraseparert den produserte gassen og injisert i en vannsone for deponering. Dette konseptet er også planlagt brukt i Snøhvit.

Oljedirektoratet har vært pådriver for at rettighetshaverne i Gullfaks skal foreta en utredning for å finne ut om CO₂-injeksjon kan være mulig og lønnsomt som tiltak for å øke utvinningsgraden i feltet.

Gjennomføring av CO₂-injeksjon på norsk sokkel kan ha mange positive sider, både økonomisk og miljømessig. I en del tilfeller kan CO₂ være et bedre drivmiddel enn vann/gass. Så langt har imidlertid metoden vist seg ulønnsom på norsk kontinentalsokkel på grunn av de store kostnadene forbundet med å skaffe CO₂ i ren form og transportere den til feltene.

De store feltene i Nordsjøen har et betydelig potensial for ytterligere verdiskaping knyttet til økt utvinning. Realisering av disse verdiene betinger imidlertid både investeringer, fortsatt teknologiutvikling, og ikke minst et kompetent og kreativt fagmiljø.

Antall felt med havbunnskomplettete brønner øker stadig. Utbyggingsløsninger av denne typen stod i 2003 for 41 prosent av Norges totale årsproduksjon av olje og gass. Havbunnskomplettete brønner innebærer ekstra utfordringer for utvinningen, både med hensyn til datatilgjengelighet og

kostnader i forbindelse med vedlikehold og modifikasjoner. Utfordringene kan fort bli til hinder for tiltak for økt utvinning.

Statoil er blant selskapene som har utmerket seg med ambisiøse mål på dette området. Deres målsetting er at fokusert FoU skal bidra til å øke utvinningsgraden for olje fra felt med havbunnskomplettete brønner til et gjennomsnitt på 55 prosent.

Unik oversikt over IOR-potensialet

Mye IOR-teknologi er allerede tilgjengelig. Det er likevel behov for å videreutvikle eksisterende teknologi, eller å realisere tiltak som beviser at teknologien er lønnsom å ta i bruk.

Oljedirektoratet har foretatt en fornyet gjennomgang og analyse av ressurser i felt, funn og prospekter i infrastrukturnære områder. Kartleggingen av potensialet for økt utvinning i modne områder har ført til at Oljedirektoratet i dag har fått en oversikt over selskapenes mange ideer og potensielle prosjekt for økt utvinning for felt i drift på norsk kontinentalsokkel. Oversikten er unik, og viser hvilke verdier som ligger i den modne del av sokkelen, hvordan disse endrer seg over tid og hvilke tiltak som er planlagt for å realisere dem. Behovet for fortsatt teknologiutvikling er tydelig.

Kartleggingen av potensialet og mulighetene for økt utvinning synliggjør også hvilke verdier som kan gå tapt dersom ressursene ikke realiseres innenfor en gitt tidshorisont, og hvilke prosjekt som sannsynligvis ikke blir gjennomført uten pådriv fra myndighetene.

Oljedirektoratet registrerer at økningen i gjennomsnittlig utvinningsgrad for olje på

norsk kontinentalsokkel har avtatt. Etter en jevnt høy økning i årene 1990-1998, flatet kurven ut og har siden steget minimalt. Basert på dagens planer, er gjennomsnittlig forventet utvinningsgrad for olje fra felt i drift på norsk sokkel nå 45 prosent.

Flere av prosjektene for økt utvinning som finnes i oversikten fra selskapene er lønnsomme, men bare dersom de besluttes innen kort tid. Myndighetene har fokus på å løse disse utfordringene sammen med selskapene. Oversikten over prosjekt som blir realisert eller parkert, samt prosjekt som er eller kan bli vurdert, skal danne grunnlag for evaluering av hvilke prosjekt myndighetene bør eller må følge opp, og hvilke som antas å bli realisert uten inngripen.

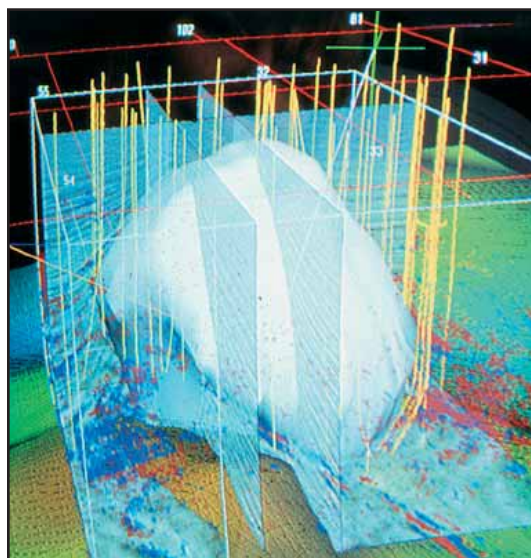
Myndighetene kan kreve av selskapene at de skal utrede prosjekt med god samfunnsøkonomi, men positiv selskapsøkonomi er likevel en betingelse, dersom selskapene skal pålegges å iverksette et prosjekt. Selskapsøkonomien er konjunkturavhengig, og endres i takt med aktørenes basisestimat for oljepris og kostnadsforventninger.

Gode tiltak

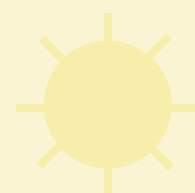
Oljedirektoratet har med glede registrert opprettelsen av to forskningssentre for økt oljeutvinning. Ved Universitetet i Bergen er det nå opprettet et statlig finansiert "Senter for fremragende forskning", som et ledd i et nytt, nasjonalt forskningsløft. IOR-senteret i Stavanger er et resultat av samarbeidet mellom RF-Rogalandforskning, Ekofisktillatelsen og petroleumsmiljøet ved Høgskolen i Stavanger.

Oljedirektoratet anser de nye forskningsinstitusjonene som både viktige og riktige initiativ, og håper de kan bidra til å fylle det tom-

rommet som har oppstått etter at de tunge statlige forskningsprogrammene innen IOR ble sluttført på 1990-tallet. Oljedirektoratet har store forventninger til resultatene disse forskningsmiljøene vil frambringe.



Å få gjennomført tiltak for økt utvinning, er viktig for å sikre optimal levetid på felt i drift. Når feltet er stengt ned, forblir eventuelle gjenværende utvinnbare ressurser i bakken. Det er teknologiutvikling, langsiktig tenking og vilje til å investere som har gjort at felt som i dag for lengst skulle vært stengt ned fortsatt produserer og på denne måten bidrar til økt oljeutvinning.



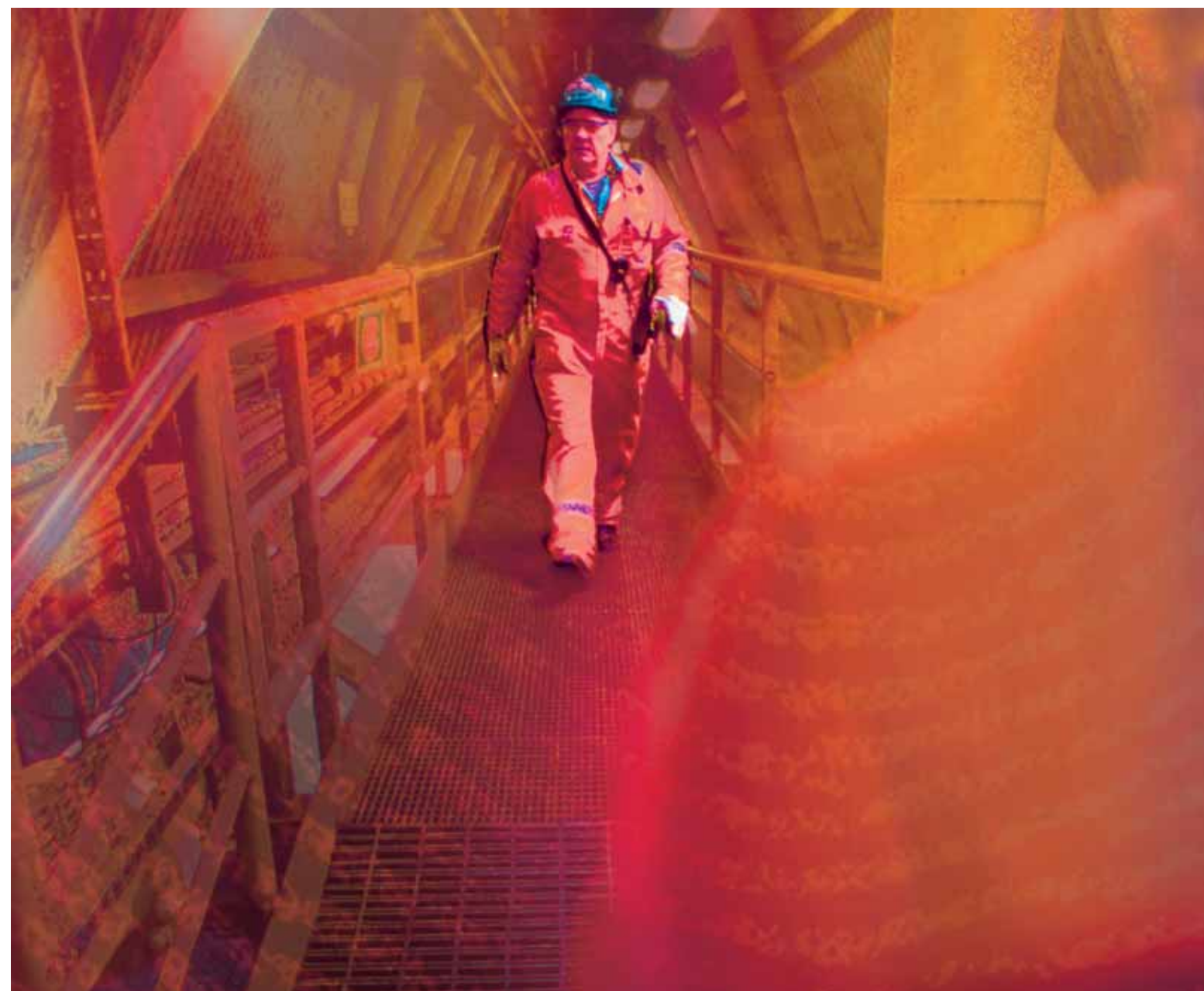


Innen juli 2004 skal Petroleumstilsynet presenteres i skreddersydd versjon – spesialtilpasset rollen som premiss-leverandør for helse, miljø og sikkerhet (HMS) i norsk olje- og gassvirksomhet.

Deling, endring og etablering har satt sterkt preg på henholdsvis Oljedirektoratet og Petroleumstilsynet siden desember 2002. Oljedirektoratet måtte som den første av de berørte etatene gjennomføre en deling etter at Stortingsmelding 17 "Om statlige tilsyn" ble lagt fram like før jul. Fristen for å skille

HMS-oppgavene ut fra direktoratet ble satt til 1. januar 2004. Fra samme dato ble ansvaret for landanlegg tilknyttet virksomheten lagt til det nye Petroleumstilsynet.

- Det er ingen overdrivelse å si at det har vært en hektisk periode, sier Magne Ognedal, som ble utnevnt til direktør for Petroleumstilsynet i november 2003.
- Også 2004 vil i stor grad preges av omstilling og etableringen av den nye organisasjonen. Vi tar sikte på at selve organisasjonsmodellen, ledelsen og andre medarbeidere skal være på plass



- før sommerferien, opplyser han.
- De vel 160 medarbeiderne har taklet omstillingen på en overbevisende måte og gjennomført eksterne og interne oppgaver til høyeste karakter - parallelt med endringsprosessen. Det står det respekt av. Jeg ser optimistisk på fortsettelsen og er overbevist om at vi vil klare å bygge en tilsynsetat som er sitt mandat verdig, sier Ognedal.



Tøft år

Oljedirektoratet har hatt ansvar for HMS i petroleumsvirksomhet til havs siden 1972, og Petroleumstilsynet har dermed mer enn 30 års erfaring å bygge på. Oppfølgingen av landanlegg tilknyttet virksomheten er derimot en helt ny utfordring.

- Skillet mellom petroleumsvirksomheten til havs og på land er gradvis visket ut, blant annet på grunn av fjernstyringsteknologien. Aktiviteten på land har stor betydning for virksomheten offshore - og vice versa. Derfor styrkes HMS-arbeidet for hele industrien ved at én tilsynsmyndighet nå har ansvar, mener Ognedal.

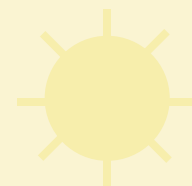
Petroleumstilsynet vil legge stor vekt på å inkludere landanleggene i tilsynsplanene. I første omgang dreier det seg om anleggene på Kårstø, Stura, Kollsnes, Mongstad, Tjeldbergodden, Slagentangen og Melkøya. I arbeidet legges det vekt på å etablere en helhetlig tilnærming til HMS-utfordringene på land og sokkel.

Blant andre prioriterte oppgaver i 2004 er å bidra til reduksjon i risikonivået, fortsatt arbeide for å skape god sikkerhetskultur i industrien og videreutvikle regelverket. Samtidig vil Petroleumstilsynet sette av kapasitet til arbeidet med neste Stortingsmelding om HMS, som er planlagt ferdig på nyåret 2006.

Prioritering

- Vi vil ikke ha nok ressurser til å gjøre alt vi kunne tenkt oss i inneværende år - og vil derfor prioritere oppgavene i henhold til overordnede signaler fra Arbeids- og administrasjonsdepartementet, sier Ognedal.
- For å få grep om den viktige oppgaven med tilsyn i landbasert petroleumsvirksomhet, er det blant annet nødvendig å sette av spesielle ressurser til å besøke landanleggene. Derfor må det foretas prioriteringer, og en konsekvens av dette kan være at det blir færre tilsynstimer på innretninger til havs i 2004, påpeker Ognedal.
- Men vi vil etter beste evne bidra til at sikkerheten fortsatt vil holde dagens høye nivå og forbedres videre, understreker han.
- For tiden arbeides det med et omfattende internt prosjekt for å effektivisere tilsynet, der målet blant annet er å øke selskapenes bevissthet og engasjementet på HMS-området. Vi håper og tror at prosjektet vil medføre et mer effektivt og skreddersydd tilsyn, slik at verdien av antall tilsynstimer offshore – og etter hvert på land - blir høyere. Det er ikke kun antall timer som er viktig. Uttelling og effektivitet handler like mye om fokus og metodikk, sier Ognedal – og poengterer at det er den som driver virksomheten, som plikter å etterleve regelverket og unngå ulykker.

Petroleumstilsynet opprettes som resultat av Stortingsmelding nr. 17 - Om statlige tilsyn. Etaten blir underlagt Arbeids- og administrasjonsdepartementet (AAD), og har som overordnet mål å "legge premisser for å følge opp at aktørene i petroleumsvirksomheten holder et høyt nivå for helse, miljø, sikkerhet og beredskap, og gjennom dette også bidra til å skape størst mulig verdier for samfunnet".





- Myndighetenes tilsyn kommer i tillegg til operatørens oppfølging av aktiviteten og selskapenes selvstendige ansvar.

I følge direktøren er målet å sikre en normal fordeling av ressurser og arbeidstimer mellom land og sokkel etter innkjøringsåret 2004.

Ingen dødsfall

2003 ble på flere måter et positivt år for HMS-området i olje- og gassvirksomheten. Aller viktigst i så måte var at det ikke skjedde noen dødsulykker innenfor daværende Oljedirektoratets myndighetsområde.

- Vi er selvsagt fornøyd med dette, men er likevel forsiktige med å trekke konklusjoner med hensyn til underliggende risiko for store og små ulykker, sier Ognedal.

På pluss-siden framhever han også at nedgangen i antall rapporteringspliktige personskader fortsetter.

- Det har imidlertid vært en markert økning i antall skader definert som førstehjelp, og vi må se på hva dette kan skyldes.

Førstehjelpsskader er ikke rapporteringspliktige overfor Petroleumstilsynet, men blir meldt for å sikre rettigheter i forhold til trygdesystemet.

Færre gasslekkasjer

Risikonivåprosjektet ble startet i 1999 for å framskaffe et mer objektivt og målbart grunnlag for å vurdere utviklingen i risiko for store ulykker og bidra til å identifisere hvilke problemområder som bidrar mest til utviklingen.

Det løpende prosjektet viser at i 2003 var gasslekkasjer, brønnspark og skader på bærende konstruksjoner de største bidragsyterne i så måte. Foreløpige tall for gasslekkasjer viser imidlertid en markert reduksjon i forhold til samme periode året før, mest for de mindre lekkasjene. Det har heller ikke vært noen lekkasje i løpet av 2003 som er kategorisert som "stor".

- Petroleumstilsynet er likevel bekymret over omfanget av gasslekkasjer. Gitt den potensielle faren en hvilken som helst gasslekkasje innebærer, vil dette området alltid ha høy prioritet fra vår side. Men vi er tilfreds med at næringen nå synes å ta denne problemstillingen på alvor, påpeker Ognedal.

Industrien forpliktet seg til å halvere antallet gasslekkasjer i perioden 2003-2005 sammenlignet med foregående treårsperiode. Endelige tall for gasslekkasjer i 2003 presenteres i forbindelse med den årlige gjennomgangen av Risikonivået på norsk sokkel, 23. april 2004.



Restitusjon og hvile

Håndheving av Aktivitetsforskriftens § 31, om restitusjon og hvile, har vært en krevende oppgave i 2003 og vil være det også i 2004.

Både HMS-regelverket og Stortingsmelding nr. 7 - Om helse miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten - fokuserer i større grad enn før på arbeidstakerne mulighet til uforstyrret søvn. Målet er å sikre kvalifisert restitusjon og hvile for å redusere faren for feilhandlinger som kan føre til ulykker, samt uheldige fysiske og psykiske belastninger for den enkelte arbeidstaker.

Endringsprosesser

Oppfølging av endringsprosesser som pågår i industrien, var et prioritert område i 2003 og vil fortsatt være det i 2004. Myndighetene er åpne for at industrien organiserer virksomheten på nye måter. Oppmerksomhet er derfor først og fremst rettet mot hvordan slike prosesser styres med tanke på hvordan de innvirker på HMS-forhold på kort og lang sikt, og arbeidstakernes involvering i disse prosessene.

Eksempler på endringsprosesser som Ptil vil føre tilsyn med, er

- organisering av virksomheten på innretninger som nærmer seg slutfasen og på innretninger med såkalt lavbemannet drift,

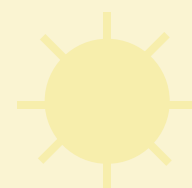
- fjerning av innretninger etter endt produksjonsfase,
- nye konsepter for oppgavefordeling mellom land og til havs, blant annet drift og overvåking av innretninger fra land,
- endrede beslutningsmønstre blant annet gjennom nye kontrakter, nye aktører og økt internasjonalisering av beslutningsprosessene.

Samsvarsuttalelse (SUT)

Ordningen med samsvarsuttalelse (SUT) ble innført i 2000 og gjort obligatorisk fra 1. januar 2004.

Etter søknad fra reder eller eier av en flyttbar boreinnretning, avgir Petroleumstilsynet uttalelse om at en innretning med teknisk utstyr og styringssystemer er vurdert å være i samsvar med relevante krav i det norske sokkelregelverket. Hensikten er å unngå unødvendig dobbeltarbeid for å kontrollere og dokumentere samsvar med regelverket for boreinnretninger når disse påtar seg nye oppdrag. Denne gevinsten kommer så vel myndighetene som næringen til gode. Samtidig oppnår rederne/eierne bedre forutsigbarhet med hensyn til bruk av innretningen på norsk sokkel.

Ordningen er blitt svært positivt mottatt i næringen.



Sikker drift i følsomt farvann

I løpet av 2004 er det planlagt fire til fem leteboringer i Barentshavet. Før aktiviteten kan starte, må oljeselskapene dokumentere at de er i stand til å tilfredsstille regelverkets krav innenfor helse, miljø og sikkerhet (HMS). Petroleumstilsynet har en nøkkelrolle i vurderingen av selskapenes evne til å operere innenfor disse rammene.

15. desember 2003 vedtok Regjeringen å gjenåpne for helårig petroleumsvirksomhet i store deler av Barentshavet sør. Beslutningen ble fattet på grunnlag av Utredning av konsekvenser av helårig petroleumsvirksomhet i Lofoten-Barentshavet (ULB), tidligere utredninger og ikke minst på erfaringer som er opparbeidet etter snart 40 år med petroleumsvirksomhet på norsk sokkel.

Oljeselskapenes interesse for nordområdene er økende: I 2004 vil opptil 20 prosent av den totale leteaktiviteten på norsk kontinentalsokkel skje i dette havområdet. Dette innebærer at Petroleumstilsynet vil bruke mer ressurser på å følge opp aktiviteten i nord – både til havs og på land.

Petroleumsvirksomhet utenfor Nord-Norge er ikke noe nytt fenomen – verken for næringen eller myndighetene. Leteboring i Norskehavet og Barentshavet startet i 1980, 14 år etter at aktiviteten startet i Nordsjøen. Av drøyt 1 000 undersøkelses- og avgrensingsbrønner på norsk sokkel, er 61 boret i Barentshavet, og det er gjort en rekke mindre og middels store funn.

Snøhvit ble påvist i 1984. Dette er det eneste feltet i Barentshavet som per i dag er besluttet utbygd. Oppstart for Snøhvit,

som ligger ca 140 kilometer nordvest for Hammerfest, er planlagt i desember 2005.

Koordinerende rolle

For å sikre at hensynet til HMS ses i sammenheng, samarbeider Statens forurensningstilsyn (SFT), Sosial- og helsedirektoratet (SHDIR) og Petroleumstilsynet (tidligere Oljedirektoratet) om en helhetlig regulering av petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel. Petroleumstilsynet koordinerer dette samarbeidet.

Etatenes felles HMS-regelverk bidrar til å sikre at hensynet til mennesker, miljø og materiell ivaretas på best mulig måte. Helhetsperspektivet synliggjør at gode tiltak som øker sikkerheten for mennesker, også bidrar til redusert risiko for skade på miljø og materiell. For eksempel vil tiltak som bidrar til sikrere leteboring, også føre til økt sikkerhet for miljø og materiell.

Petroleumstilsynet har ansvar for å koordinere tilsynet med HMS i petroleumsvirksomheten både på sokkelen og på integrerte landanlegg. I forhold til aktiviteten på Snøhvit har Petroleumstilsynet koordinerende myndighetsansvar både for offshoreaktiviteten og på det integrerte landanlegget på Melkøya, like utenfor Hammerfest.

Koordineringsrollen består blant annet i å samkjøre behandling av søknader som omhandler petroleumsvirksomhet, for eksempel søknader om samtykke til boring med tilhørende utslippstillatelser. Målet med ordningen er å sikre effektiv saksbehandling og helhetlige konklusjoner fra myndighetenes side. Eventuell uenighet mellom etatene vil behandles på overordnet nivå.

Ett regelverk

HMS-regelverket for petroleumsvirksom-



heten er funksjonelt utformet, og stiller krav til hvilket HMS-nivå som skal oppnås i aktiviteten. Blant annet må selskapene tilpasse valg av innretning, utstyr, styringssystemer, barrierer og beredskap til konkrete aktiviteter i definerte områder.

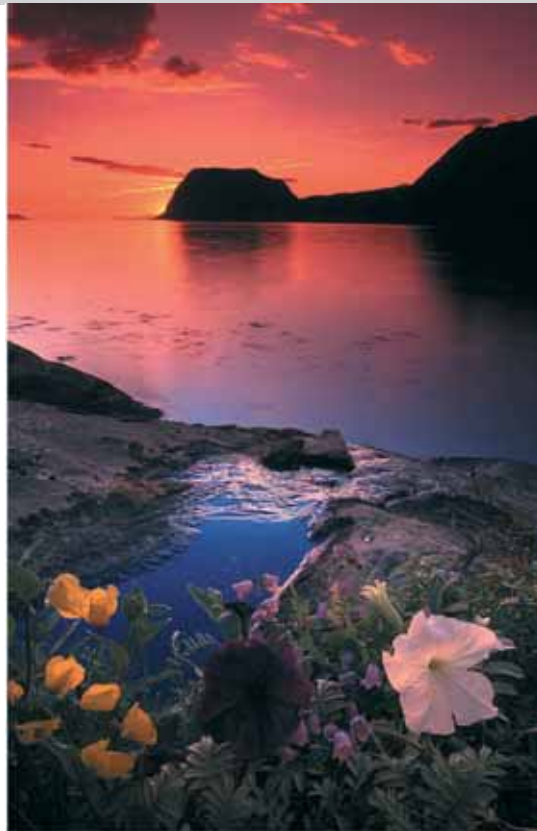
Barentshavet kjennetegnes blant annet av store avstander, manglende infrastruktur, mørketid og tøft klima. Dette er faktorer som vil kreve særskilt oppmerksomhet sammenlignet med andre deler av norsk sokkel, blant annet i forhold til valg av boreinnretningenes robusthet, beredskapsnivå og bruk av effektive barrierer for å hindre uønskede hendelser.

I nordområdene er selskapene også pålagt særlige miljø- og fiskerihensyn. Blant annet forutsetter Regjeringen at all petroleumsvirksomhet i Barentshavet skal være forankret i null utslipp til sjø fra bore- og brønnoperasjoner ved normal drift. Unntaket er utboret kaks og borevæske fra topphullseksjonen, som normalt kan gå ut på havbunnen.

Oljedirektoratet gjennomførte i 2003 en vurdering av hvor Norge står miljøteknologisk i forhold til de nevnte utslippsmålene. Rapporten, som inngår i ULB, konkluderte med at miljømålene kan oppfylles ved hjelp av eksisterende teknologi og teknologi som er under utvikling.

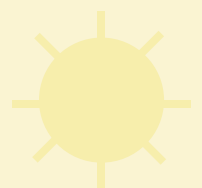
Hva er sikkert nok?

Gjennom mer enn 30 år har Oljedirektoratet/Petroleumstilsynet samlet inn materiale som gir et godt bilde av risiko forbundet med aktiviteten på sokkelen. Blant annet viser historien at samtlige leteboringer i Norge er gjennomført uten utilsiktede utslipp med miljøkonsekvenser.



Selv om Barentshavet ligger langt mot nord, viser erfaring og kunnskapen om geologien i området at det ikke er mer komplisert å bore der enn andre steder på sokkelen. I Barentshavet er det ikke høyt trykk i reservoarene, i motsetning til enkelte steder i Nordsjøen og i Norskehavet. Det lave trykket innebærer at det er liten risiko for en ukontrollert utblåsning. Vind- og bølgestatistikken viser for øvrig at forholdene både i sommer- og vinterhalvåret er tilnærmet like som i Nordsjøen, eller faktisk noe bedre.

Erfaringer og faglige vurderinger tilsier at det med grunnlag i kompetente aktører, kontinuerlig teknologiutvikling og eksisterende regelverk ikke er større fare for uønskede hendelser eller utslipp i Barentshavet enn andre deler på sokkelen.





Samtidig er det viktig å erkjenne at ingen virksomhet er uten risiko. Muligheten for at noe kan skje, er alltid til stede. Ulykker er imidlertid ikke skjebnebestemt. De forårsakes, og kan dermed unngås.

Dokumentasjon

Når Petroleumstilsynet mottar søknad om samtykke til boring i Barentshavet, vil involverte myndigheter vurdere selskapenes planer for å gjennomføre aktiviteten i overensstemmelse med alle HMS-krav. Valg av innretning og bruk av barrierer som bidrar til å redusere risikoen for uønskede hendelser og begrenser mulige konsekvenser dersom en uønsket hendelse skulle inntreffe, er blant regelverkskravene som vil få stor oppmerksomhet.

Et eventuelt samtykke til leteboring i Barentshavet forutsetter med andre ord at selskapene kan dokumentere at hensyn til mennesker, miljø og materiell blir ivaretatt på en forsvarlig måte i alle faser av aktiviteten.

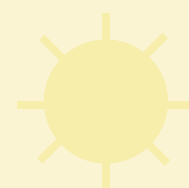


Viktige verdier

I Oljedirektoratets ressursrapport for 2003 anslås det at Barentshavet skjuler nær en tredel av de totale uopdagede petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel.

Usikkerheten i anslaget er imidlertid stort, og spenner fra 460 til 1 700 millioner standard kubikkmeter oljeekvivalenter (Sm^3 o.e.). Det store spennet skyldes hovedsakelig begrensede kunnskaper om geologien i området. For å vite mer, må det gjøres flere undersøkelser - blant annet gjennom leteboringer.

Skal vi nå den langsiktige utviklingsbanen som er definert i Stortingsmelding nr. 38 (2001-2002) Om olje og gassvirksomheten, må Norge også utvikle ressursene i Barentshavet. Hele 62 prosent av forskjellen mellom forvittringsbanen og den langsiktige utviklingsbanen ligger i uopdagede ressurser.



1 Ressursforvaltning

Faktadelen omhandler i første rekke stoff som er nytt eller endret i løpet av 2003. Informasjon om felt og funn finnes på Oljedirektoratets faktasider, www.npd.no.

1.1 RESSURSREGNSKAPET

Oljedirektoratets ressursregnskap omfatter en oversikt over opprinnelig utvinnbare og gjenværende utvinnbare petroleumsmengder på norsk kontinentalsokkel ved årets slutt. Nye funn vil gi et tilskudd til ressursregnskapet. Andre endringer kan skyldes at ressursanslaget for eksisterende felt og funn er justert for eksempel som følge av ny kartlegging eller anvendelse av ny utvinningsteknologi. De gjenværende ressursene reduseres som følge av produksjon.

Ressursene er klassifisert i henhold til Oljedirektoratets ressursklassifikasjonssystem, se www.npd.no

1.1.1 Ressursregnskapet for 2003

Det totale anslaget for opprinnelig utvinnbare ressurser på norsk kontinentalsokkel er, per 31.12.2003, 12 918 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 9 139 millioner Sm³ o.e. med et beregnet usikkerhetsspenn mellom 6,9 og 12,0 milliarder Sm³ o.e., se figur 1.1.2. Den geografiske fordelingen av ressursene er vist i figur 1.1.3.

Tabell 1.1.1 viser endringer i de totale utvinnbare ressursene sammenlignet med anslaget som ble publisert i Oljedirektoratets årsberetning for 2002 og i Oljedirektoratets ressursrapport 2003.

Begreper

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

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

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.

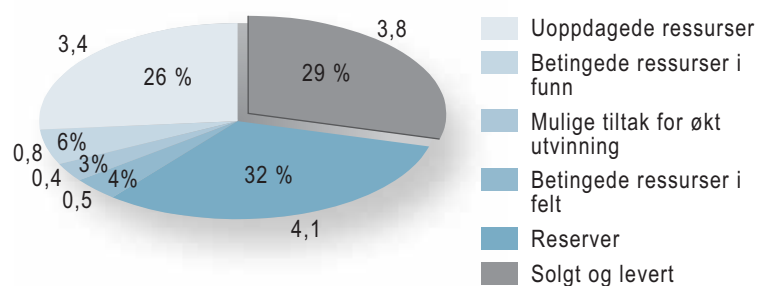
Reserver omfatter gjenværende utvinnbare, salgbare petroleumssressurser i petroleumssforekomster som rettighetshaverne har besluttet å bygge ut, og som myndighetene har godkjent plan for utbygging og drift (PUD) eller gitt PUD-fritak for. Reserver omfatter også petroleumssressurser i forekomster som 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.

Petroleumssforekomst 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 petroleumssforekomst eller flere petroleumssforekomster 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.

Figur 1.1.1
Fordelingen av de totale petroleumsressursene (mrd Sm³ o.e.)



Tabell 1.1.1 Samlede petroleumsressurser på norsk kontinentalsokkel per 31.12.2003

Klasse	Kategori	Prosjektstatus	Olje mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	NGL mill tonn	Kond. mill Sm ³	Oljeekv. ¹ mill Sm ³	Endring ift res- surserap. 2003	Endring ift årsberet- ning 2002
								Oljeekv. ¹ mill Sm ³	Oljeekv. ¹ mill Sm ³
Historisk produksjon	0	FELT ²							
		Solgt og levert	2708	870	68	71	3 779	262	262
Reserver	1 2 og 3	Reserver i produserende felt	1174	1427	100	46	2837	142	142
		Godkjent eller besluttet utbyggt	61	1034	24	96	1237	155	155
		Sum reserver	1235	2461	124	142	4074	297	297
Betingede ressurser	4 5 7F	I planleggingsfasen	169	110	22	2	323	-46	-46
		Utvinning sannsynlig	97	57	7	8	175	42	42
		Nye funn, ikke evaluert	2	1	0	1	3	1	1
		Sum betingede ressurser i felt	268	167	29	10	501	-3	-3
	7A	Mulige framtidige tiltak	300	100			400	-50	-500
		Sum reserver og ressurser i felt	1802	2728	154	152	4975	244	-206
	FUNN	4F 5F 7F	I planleggingsfasen	114	148	12	11	297	-379
Utvinning sannsynlig			77	298	3	22	401	-32	-32
Nye funn, ikke evaluert			39	15	7	0	67	60	60
Sum betingede ressurser i funn			230	460	22	33	764	-351	-351
Uoppdagede ressurser	8 og 9	Prospekter og letemodeller	1160	1900		340	3400	0	-530
Totale ressurser		Sum totale ressurser	5900	5958	244	597	12918	155	-825
		Sum gjenværende ressurser	3192	5088	175	525	9139	-109	-1087

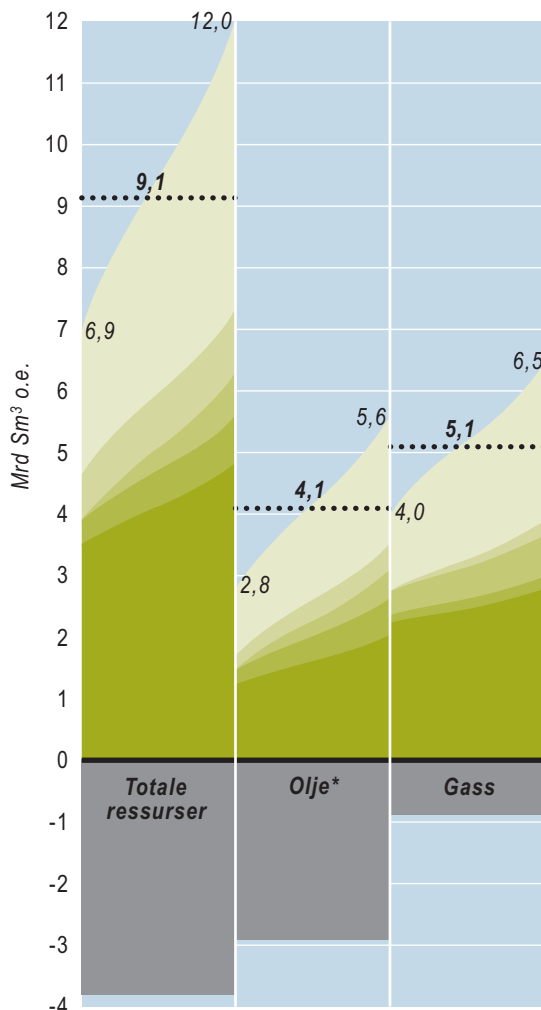
1) 1,9 er omregningsfaktoren for NGL i tonn til Sm³

2) Felt inneholder også funn i RK 3F (6305/5-1 Ormen Lange og 34/10-47 S Gulltopp)

Ressursforvaltning

DEL 2

Figur 1.1.2
Fordelingen av petroleumsressursene
(forventningsverdi) med usikkerhetsanslag (lavt
(P90) og høyt (P10) estimat)



* Inkluderer NGL og kondensat

- Uoppdagede ressurser
- Betingede ressurser i funn
- Mulige tiltak for økt utvinning
- Betingede ressurser i felt
- Reserver
- Solgt og levert

I forhold til ressursregnskapet i Oljedirektoratets årsberetning for 2002 er de totale utvinnbare ressursene redusert med 825 millioner Sm³ o.e., mens i forhold til anslaget i ressursrapporten har de totale ressursene økt med 155 millioner Sm³ o.e. Dette skyldes at Oljedirektoratet våren

2003 reduserte sitt estimat for de uoppdagede ressursene med 530 millioner Sm³ o.e., herav 460 millioner Sm³ o.e. gass i Norskehavet. Samtidig ble estimatet for ressurser fra mulige fremtidige tiltak for økt utvinning redusert med 450 millioner Sm³ o.e., herav 400 millioner Sm³ o.e. gass. For mer informasjon om dette henvises til Oljedirektoratets ressursrapport 2003 (www.npd.no) som ble publisert i juni 2003.

1.1.2 Ressursstatus

Historisk produksjon

Historisk produksjon betegner den totale petroleumsmengden som er solgt og levert. De produserte mengdene kommer fra felt som er i produksjon og fra felt som har avsluttet produksjonen.

Nedstengte felt

Ingen felt avsluttet produksjonen i 2003. Det er i alt 12 felt som har avsluttet produksjonen på norsk kontinentalsokkel. Produksjonen fra disse feltene er vist i tabell 1.1.2, Vedlegg 1.

Produserende felt

I 2003 var 48 felt i produksjon på norsk kontinentalsokkel, herav 42 felt i Nordsjøen og seks felt i Norskehavet. I Nordsjøen startet produksjonen fra feltene Fram og Grane. I Norskehavet ble Mikkelfeltet satt i produksjon.

Reserver i produserende felt (RK 1)

Per 31.12.2003 er det 65 felt på norsk kontinentalsokkel med godkjent plan for utbygging og drift (PUD) medregnet de 12 feltene som har avsluttet produksjonen. 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 PUD. Opprinnelig utvinnbart volum og gjenværende reserver i felt i produksjon er vist i tabell 1.1.4, Vedlegg 1.

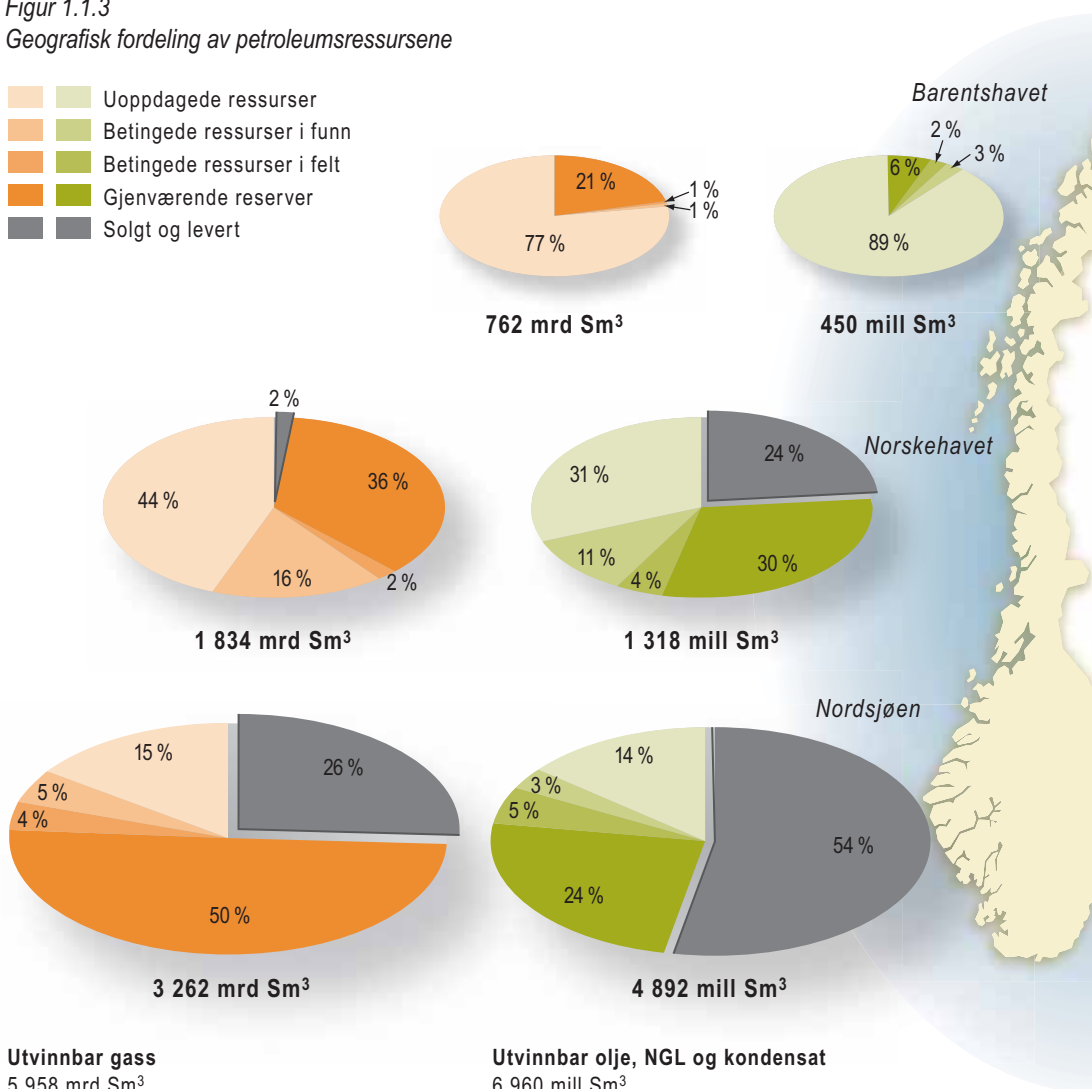
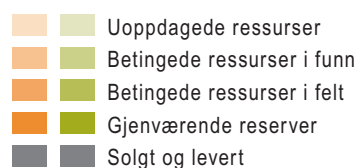
Gjenværende reserver i felt i produksjon har økt siden i fjor. Tre nye felt er satt i produksjon, men også på feltene som allerede produserer har det vært en reserveøkning. Blant annet ble Ekofisk Vekst-prosjektet godkjent, noe som økte reservene med over 30 millioner Sm³ o.e. På Balderfeltet er et nytt segment satt i produksjon og oljereservene er økt med over ti millioner Sm³. Ressursene fra fremtidige brønner i Eldfiskfeltet ble i 2003 rapportert i reserve-

kategorien, mens de i tidligere års rapporteringer ble oppgitt som ressurser.

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

Ved årsskiftet 2003/2004 var det fire felt som hadde godkjent PUD men som ennå ikke var satt i produksjon. Kvitbjørn fikk godkjent PUD i 2000, Kristin i 2001, mens Snøhvit og Skirne (Byggve inngår i Skirne) fikk godkjent PUD i 2002.

Figur 1.1.3
Geografisk fordeling av petroleumsressursene



Utvinbar gass
5 958 mrd Sm³

Inklusiv 100 mrd Sm³ gass fra fremtidige tiltak for økt utvinning

Utvinbar olje, NGL og kondensat
6 960 mill Sm³

Inklusiv 300 mill Sm³ olje fra fremtidige tiltak for økt utvinning

Ressursforvaltning

Reserver i funn der rettighetshaverne har besluttet utbygging (RK 3F)

Ved årsskiftet 2003/2004 var det to funn i denne ressurskategorien, se tabell 1.1.5, Vedlegg 1. I desember 2003 sendte rettighetshaverne inn PUD til myndighetene for 6305/5-1 Ormen Lange. Ressursene i 6305/5-1 Ormen Lange på 375 milliarder Sm^3 er nå klassifisert som reserver og bidrar i stor grad til reserveøkningen som er registrert. Myndighetene mottok også søknad om fritak for PUD for 34/10-47 S Gulltopp.

Betingede ressurser

Ressurser i funn i planleggingsfase (RK 4F)

Ved årsskiftet 2003/2004 har rettighetshaverne konkrete planer for utvinning av 18 funn, se tabell 1.1.6, Vedlegg 1. Dette er funn der operatøren har indikert at PUD vil bli lagt frem og der det antas at en plan vil bli godkjent av myndighetene innen fem år. I forhold til 2002 er ressursene i denne kategorien redusert med 379 millioner Sm^3 o.e. Dette skyldes i hovedsak funnet 6305/5-1 Ormen Lange som er klassifisert som reserver i ressurskategori 3F. Funnet 24/6-2 har økt ressursene med 16 millioner Sm^3 o.e. etter at flere funn er inkludert i det som planlegges som en fremtidig utbygging. Tre funn i denne kategorien fikk godkjent PUD i 2003, 30/6-18 Kappa Main, 30/6-26 Gamma Vest og 30/6-27 Kappa Nord. Disse funnene inngår nå i Osebergfeltet. Funnet 6608/10-6 Svale omfatter i år ressursene i funnet 6608/10-8 Stær. Funnet 25/4-3 Gekko er omklassifisert til ressurskategori 6 etter nye vurderinger av mulighetene for utvinning.

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

Ved årsskiftet 2003/2004 er det registrert 40 funn der utvinning er sannsynlig, men uavklart, se tabell 1.1.7, Vedlegg 1.

Dette er funn der det ikke foreligger konkrete planer om utvinning og der en antar at PUD tidligst vil bli godkjent om fem år.

Ressursmengden i denne kategorien utgjør 401 millioner Sm^3 o.e. Dette er en reduksjon på 32 millioner Sm^3 o.e. fra i fjor. De viktigste årsakene til reduksjonen er at funnene 6406/2-1 Lavrans med 23 millioner Sm^3 o.e. og 6608/10-6 Svale med åtte millioner Sm^3 o.e. nå rapporteres i kategori 4F. 6406/2-1 Lavrans har nå kun ressurser i ressurskategori 4F. To funn, 2/7-29 og 7228/7-1, er reklassifisert til ressurskategori 6.

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

Gjennom årene er det gjort en rekke tekniske funn der petroleumsmengden enten er så liten eller så vanskelig å utvinne at det selv på lang sikt synes lite sannsynlig at utvinning vil finne sted. Siden Oljedirektoratet har lav forventning til at disse funnene blir utvunnet, er de ikke med i årets regnskap. Dette omfatter også funn som ligger i tilbakelevert område. Ressursene i disse funnene er imidlertid tatt med i usikkerhetsberegningen av ressursene og bidrar derfor til det høye estimatet (P10).

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

Ved årsskiftet 2003/2004 er det bokført tre funn i denne ressurskategorien. De foreløpige anslagene for funn i ressurskategori 7F utgjør 67 millioner Sm^3 o.e. (tabell 1.1.8, Vedlegg 1). Anslagene er foreløpige og derfor beheftet med stor usikkerhet.

Tabell 1.1.9, Vedlegg 1, viser funn som i 2003 rapporteres som del av andre felt eller funn.

1.2 UNDERSØKELSESTILLATELSER

Tillatelse til undersøkelse etter petroleum

Det er per 31.12.2003 tildelt 288 undersøkelsestillatelser totalt. Slike tillatelser har en varighet på tre år. Følgende tillatelser er gitt i 2003:

TGS-Nopec Geophysical Co ASA	285
Fugro-Geoteam AS	286
A/S Norske Shell U&P	287
EMGS AS	288

Tillatelse til vitenskapelige undersøkelser

Per 31.12.2003 er det gitt 406 tillatelser til vitenskapelige undersøkelser på den norske

del av kontinentalsokkelen. I 2003 ble det gitt 16 slike tillatelser, se tabell 1.2.1.

1.3 UNDERSØKELSESAKTIVITET

Geofysiske undersøkelser

Det ble samlet inn 329 129 km seismikk på norsk kontinentalsokkel i 2003. Antall km refererer til linjekilometer.

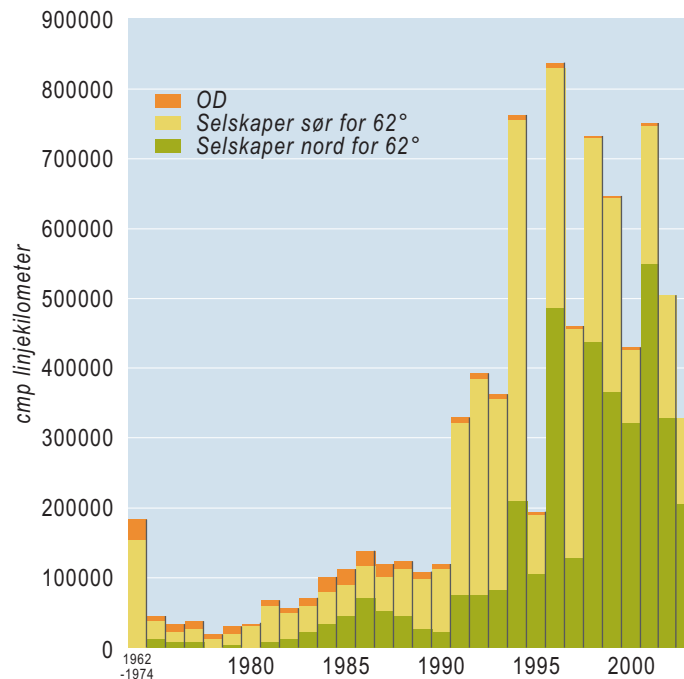
Til sammen ble det samlet inn 122 085 km seismikk i Nordsjøen, 117 983 km i Norskehavet og 89 061 km i Barentshavet.

Oljedirektoratet samlet ikke inn seismikk i 2003. Norske oljeselskap samlet inn 182 385 km og utenlandske selskaper 39 361 km.

Tabell 1.2.1 Tillatelse til vitenskapelige undersøkelser etter naturforekomster i indre norsk farvann, på norsk sjøterritorium og på kontinentalsokkelen

Tillatelse	Navn	Arbeidsfelt			Område
		Geofysikk	Geologi	Andre	
391/2003	Gøteborgs Universitet		X	Hydrografi	Skagerrak, Sørlandet
392/2003	Alfred Wegener Institut für Polar- und Meeresforschung		X	Oseanografi, geokjemi, biologi	Svalbard vest, Barentshavet/ Norskehavet
393/2003	Universitetet i Tromsø	X	X		Balsfjorden
394/2003	Universitetet i Bergen	X			Vest for Bergen, Norskehavet
395/2003	Alfred Wegener Institut für Polar- und Meeresforschung			Biologi, biokjemi	Skagerrak
396/2003	Universitetet i Tromsø	X	X		Otofjorden, Vestfjorden, Trænadjupet og flere fjorder i Troms
397/2003	Universitetet i Bergen	X			Norskerenna vest for Bergen
398/2003	Lamont-Doherty Earth Observatory	X			Norskehavet
399/2003	Alfred Wegener Institut für Polar- und Meeresforschung	X	X	Batymetri, oseanografi, kjemi	Svalbard
400/2003	Gøteborgs Universitet		X		Sørlandet, syv fjorder
401/2003	Universitetet i Tromsø	X	X		Svalbard, Isfjorden
402/2003	JSC Marine Arctic Geological Expedition	X			Svalbard vest
403/2003	State Enterprise "Polar Marine Geosurvey Expedition"	X	X		Norskehavet
404/2003	Intitut für Meereskunde an der Universität Kiel		X		Oslofjorden
405/2003	Gøteborgs Universitet		X	Hydrografi	Skagerrak, Sørlandet
406/2003	Universitetet i Tromsø	X			Balsfjorden

Figur 1.3.1
Seismikk innsamlet på norsk kontinentalsokkel 1962-2003



Kontraktørselskapene PGS, TGS Nopec, Veritas DGC og WesternGeco samlet inn 107 383 km for egen regning.

Av totalt innsamlet seismikk utgjør 3D-seismikk 320 489 km; 119 729 km i Nordsjøen, 111 699 km i Norskehavet og 89 061 km i Barentshavet. Figur 1.3.1 viser utviklingen med hensyn til innsamlet antall linjekilometer seismikk.

1.4 UTVINNINGSTILLATELSER

I 2003 har det vært to nye rundetildelinger. Det ble tildelt ni nye utvinningstillatelser 11.4.2003 gjennom Nordsjøtildelingen 2002 og 19 nye tillatelser ble tildelt 12.12.2003 i forhåndsdefinerte områder (TFO). Områdene omfatter 54 hele blokker eller deler av blokker med et samlet areal på 14 000 km².

I tillegg godkjente Olje- og energidepartementet ni nye enkelttildelinger/fradelinger

utenom runde. Fem av disse ble etter søknad fra selskapene og etter tilråding fra Oljedirektoratet etablert som såkalte stratigrafiske utvinningstillatelser. Disse tillatelsene får tildelt areal som helt eller delvis inngår i eksisterende tillatelser, men hvor retten til å lete og utvinne olje og gass er begrenset til definerte dybdenivå. Hensikten med ordningen er å øke aktiviteten og verdiskapingen på kontinentalsokkelen.

I løpet av året har selskapene levert tilbake ti utvinningstillatelser. Nyttildelingen utgjør 37 utvinningstillatelser, slik at netto økning blir 27. Ved årsskiftet er det 222 aktive utvinnings tillatelser på norsk kontinentalsokkel. Operatøransvaret for disse er fordelt på 22 forskjellige selskap.

I løpet av 2003 har det vært 89 transaksjoner mellom selskapene om salg/overføring av eierandeler. Dette er et høyt tall i forhold til tidligere år.

Ved årsskiftet 2003/2004 er eierandelene fordelt på 34 forskjellige selskap.

Se ellers våre faktsider på www.npd.no

1.4.1 Nye aktører

Ni selskap ble i løpet av 2003 prekvalifisert som operatør eller rettighetshaver på norsk kontinentalsokkel.

Selskap	Godkjent som
Paladin (Storbritannia)	operatør
Mærsk Olie og Gas (Danmark)	operatør
OER oil (Norge)	rettighetshaver
Talisman Energy (Canada)	operatør
Anadarko (USA)	operatør
Ruhrgas (Tyskland)	rettighetshaver
Revus Energy (Norge)	rettighetshaver
BG Group (Storbritannia)	operatør
Gaz de France (Frankrike)	operatør

1.4.2 Operatørskifte

Overføring av operatørskap i 2003:

Utvinnings- tillatelse	Fra	Til
006 C	Amerada Hess Norge as	Det Norske Oljeselskap as
019 B	BP Norge as	Talisman Energy Norge as
019 C	BP Norge as	Talisman Energy Norge as
143	Norsk Hydro Produksjon as	ConocoPhillips Skandinavia as
148	Amerada Hess Norge as	Det Norske Oljeselskap as
150	TotalFinaElf Exploration Norge as	Marathon Petroleum Norge as
230	Mobil Development Norway as	Statoil ASA
231	Mobil Development Norway as	Statoil ASA
232	Mobil Development Norway as	Statoil ASA
057 089 120	Norsk Hydro Produksjon as	Statoil ASA

1.5 LETEAKTIVITET

1.5.1 Leteboring

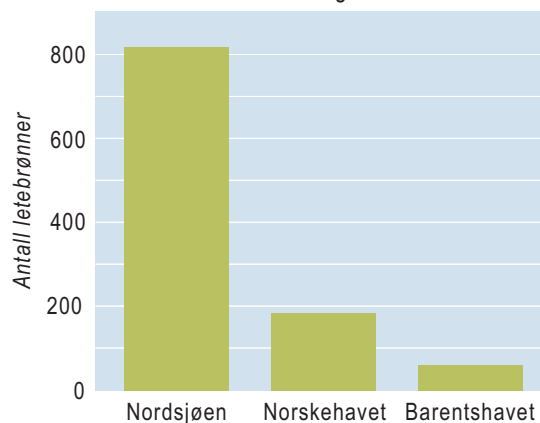
Per 31.12.2003 var det totalt påbegynt 1063 letebrønner på norsk kontinentalsokkel. I 2003 ble det påbegynt 22 letebrønner, fordelt på 14 undersøkelsesbrønner og åtte avgrensingsbrønner.

Borevirksomheten i 2003 har vært fordelt med ni undersøkelses- og syv avgrensingsbrønner i Nordsjøen og fem undersøkelsesbrønner og en avgrensingsbrønn i Norskehavet. I tillegg ble tre midlertidig forlatte letebrønner i Nordsjøen gjenåpnet for permanent plugging.

Ved årsskiftet 2002/2003 var en letebrønn under boring. Ved årsskiftet 2003/2004 var ingen letebrønner under boring slik at 23 letebrønner ble avsluttet i 2003. Geografisk fordeler disse seg som følger: ti undersøkelses- og syv avgrensingsbrønner i Nordsjøen, fem undersøkelses- og en avgrensingsbrønn i Norskehavet.

Regional fordeling av totalt antall letebrønner er vist i figur 1.5.1. Avsluttede letebrønner i 2003 er vist i tabell 1.5.1.

Figur 1.5.1
Totalt antall letebrønner fordelt regionalt



Ressursforvaltning

DEL 2

Tabell 1.5.1 Avsluttede letebrønner i 2003

Letebrønn	Utvinnings-tillatelse	Operatør	Status	Type brønn	Totalt dyp (MD/RKB)	Totalt dyp (alder)
1/9-7	44	Phillips	gass/kond	undersøkelserbrønn	4947	trias
15/12-13	38	Pertra	tørr	avgrensingsbrønn	1350	jura
15/12-13 A	38	Pertra	tørr	avgrensingsbrønn	2532	jura
15/12-13 B	38	Pertra	olje	avgrensingsbrønn	3068	jura
15/12-14	38	Pertra	olje	avgrensingsbrønn	3254	jura
16/1-6 S	167	Statoil	olje/gass	undersøkelserbrønn	1997	kritt
16/1-6 A	167	Statoil	tørr	avgrensingsbrønn	2194	kritt
16/7-8 S	72	Esso	tørr	undersøkelserbrønn	2900	trias
24/6-3	88	Marathon	tørr	oppgitt	253	pliocen
24/6-4	88	Marathon	olje/gass	undersøkelserbrønn	2325	paleocen
25/4-7	203	Marathon	olje	undersøkelserbrønn	2286	paleocen
25/4-8	203	Marathon	olje/gass	avgrensingsbrønn	2286	paleocen
25/4-9 S	36	Hydro	olje	undersøkelserbrønn	2377	paleocen
25/8-14 S	27	Esso	olje	undersøkelserbrønn	2145	jura
25/9-2 S	189	Esso	tørr	undersøkelserbrønn	2250	jura
34/10-45 B	50	Statoil	gass/kond	undersøkelserbrønn	7928	jura
35/8-5 S	195	Hydro	tørr	undersøkelserbrønn	4000	jura
6405/7-1	281	Statoil	olje	undersøkelserbrønn	4336	kritt
6406/1-2	256	Agip	gass/kond	undersøkelserbrønn	4500	trias
6407/9-10	93	Shell	olje	avgrensingsbrønn	1800	jura
6608/10-9	128	Statoil	olje	undersøkelserbrønn	2400	jura
6608/10-10	128	Statoil	tørr	undersøkelserbrønn	2800	jura
6706/6-1	264	Esso	gass	undersøkelserbrønn	3451	kritt

Nye funn 2003

Det er gjort 11 nye funn på norsk kontinentalsokkel i løpet av 2003, se tabell 1.5.2. Syv funn er gjort i Nordsjøen og fire i Norskehavet. På grunnlag av antall avsluttede undersøkelsesbrønner (15) og ett funn i en utvinningsbrønn, gir dette en teknisk funnrate på ca. 69 prosent.

Nærmere beskrivelse av boringene i 2003

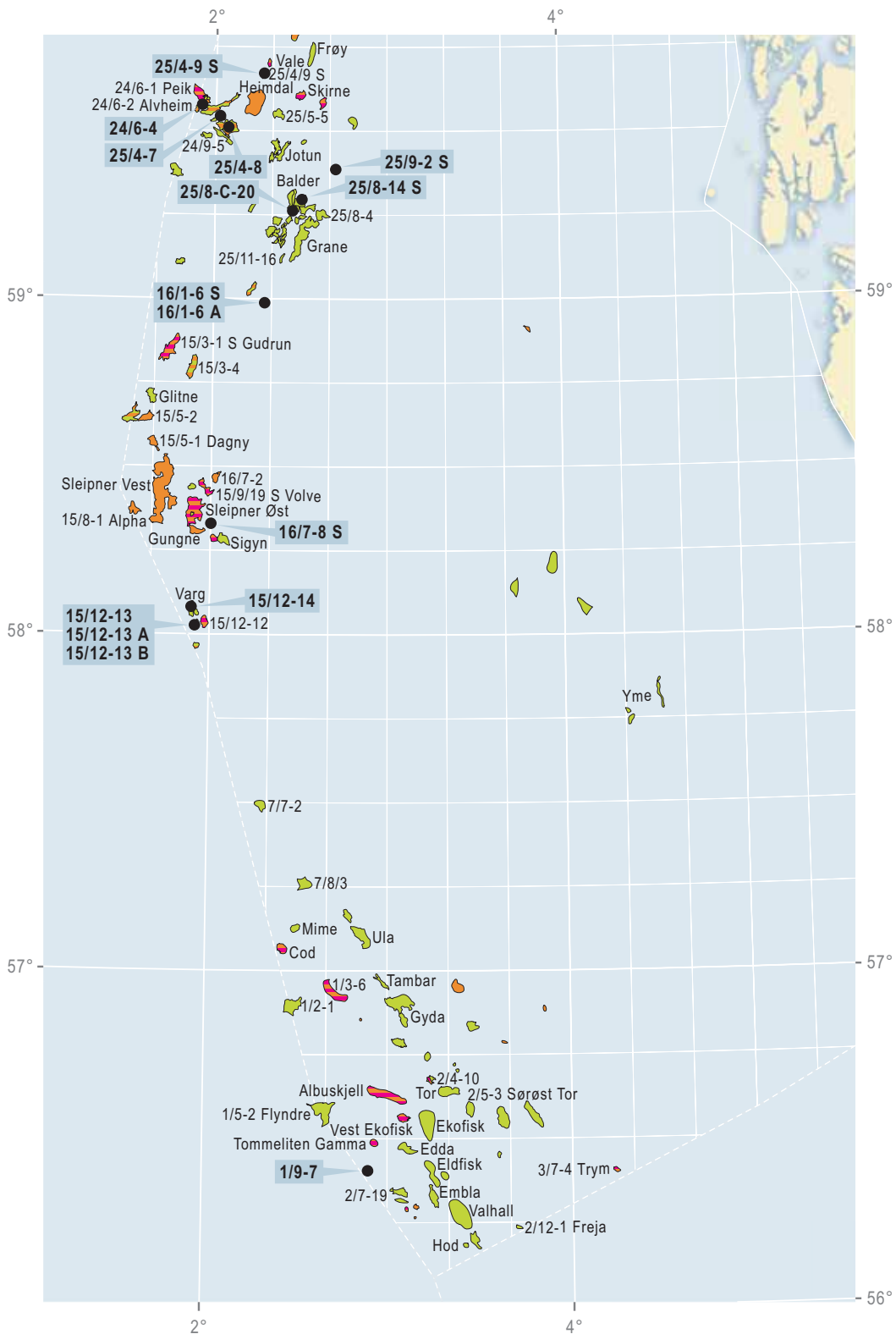
Figurene 1.5.2, 1.5.3 og 1.5.4 viser plassering av letebrønner som er påbegynt eller avsluttet i løpet av året.

Undersøkelsesbrønn 1/9-7 ble boret av ConocoPhillips som operatør for utvinningstillatelse 044 sørvest for Ekofiskområdet. Brønnen ble avsluttet i bergarter av trias alder. Det ble ikke påvist hydrokarboner i brønnen.

Tabell 1.5.2 Nye funn i 2003, utvinnbare ressurser

Brønn	Operatør	Hydrokarbon-type	Olje/kondensat (mill Sm ³)	Gass (mrd Sm ³)
16/1-6 S	Statoil	gass		<1
24/6-4	Marathon	olje/gass	2 - 8	1 - 2
25/4-7	Marathon	olje	6 - 17	
25/4-9 S	Hydro	olje	5 - 7	
25/8-14 S	Esso	olje	2 - 10	
25/8-C-20	Esso	olje	5 - 7	
34/10-45 B	Statoil	kondensat	1	
6405/7-1	Statoil	olje	1 - 30	
6406/1-2	Agip	gass/kondensat	6 - 8	14 - 16
6608/10-9	Statoil	olje	<1	
6706/6-1	Esso	gass		20 - 50

Figur 1.5.2
Letebrønner i sørlige Nordsjø som er påbegynt eller avsluttet i løpet av året*



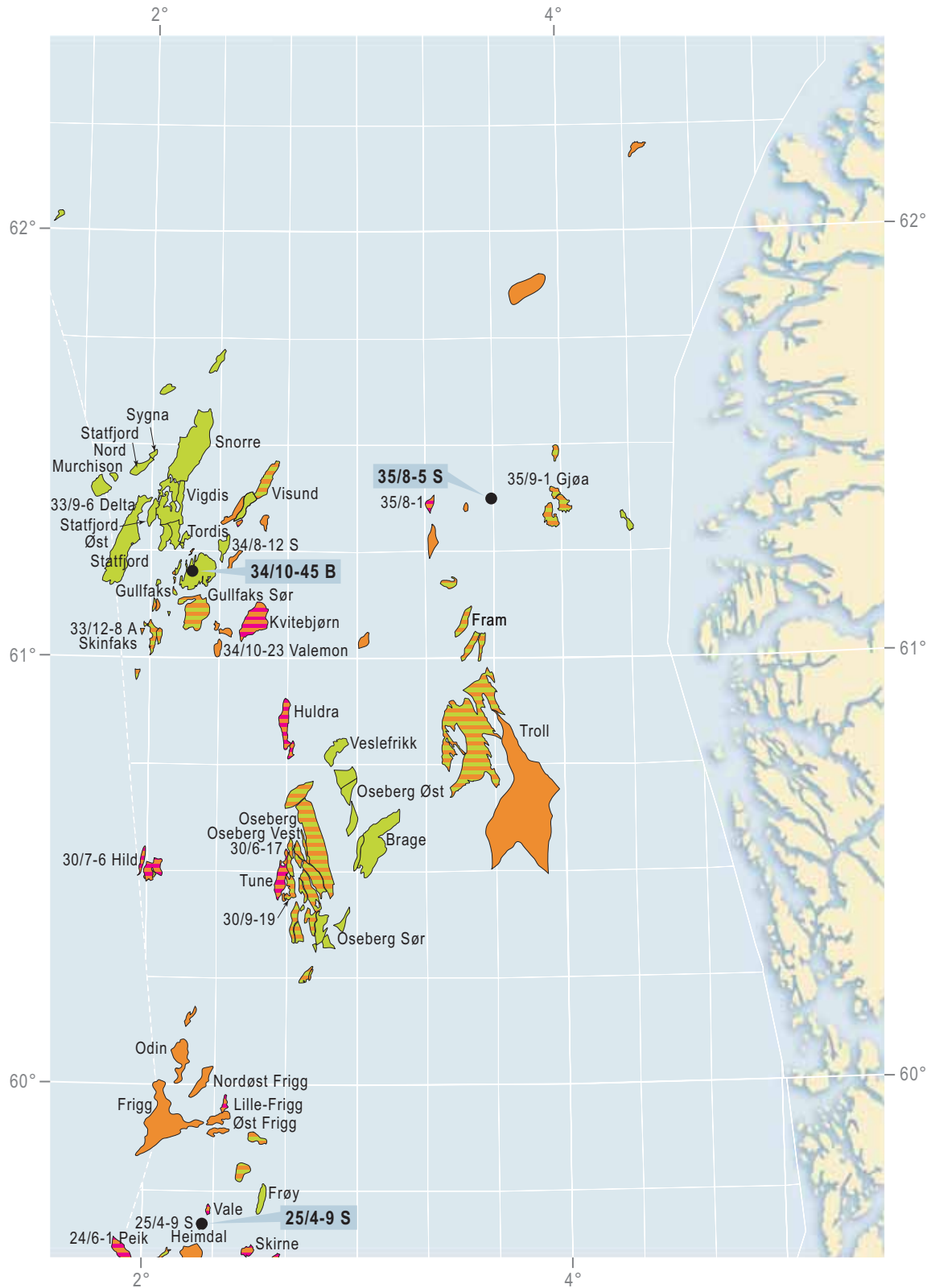
*Ressurskategori 6 - ressurser der utvinning er lite sannsynlig er vist med omriss uten funnavn/funnbrønn

Ressursforvaltning

DEL 2

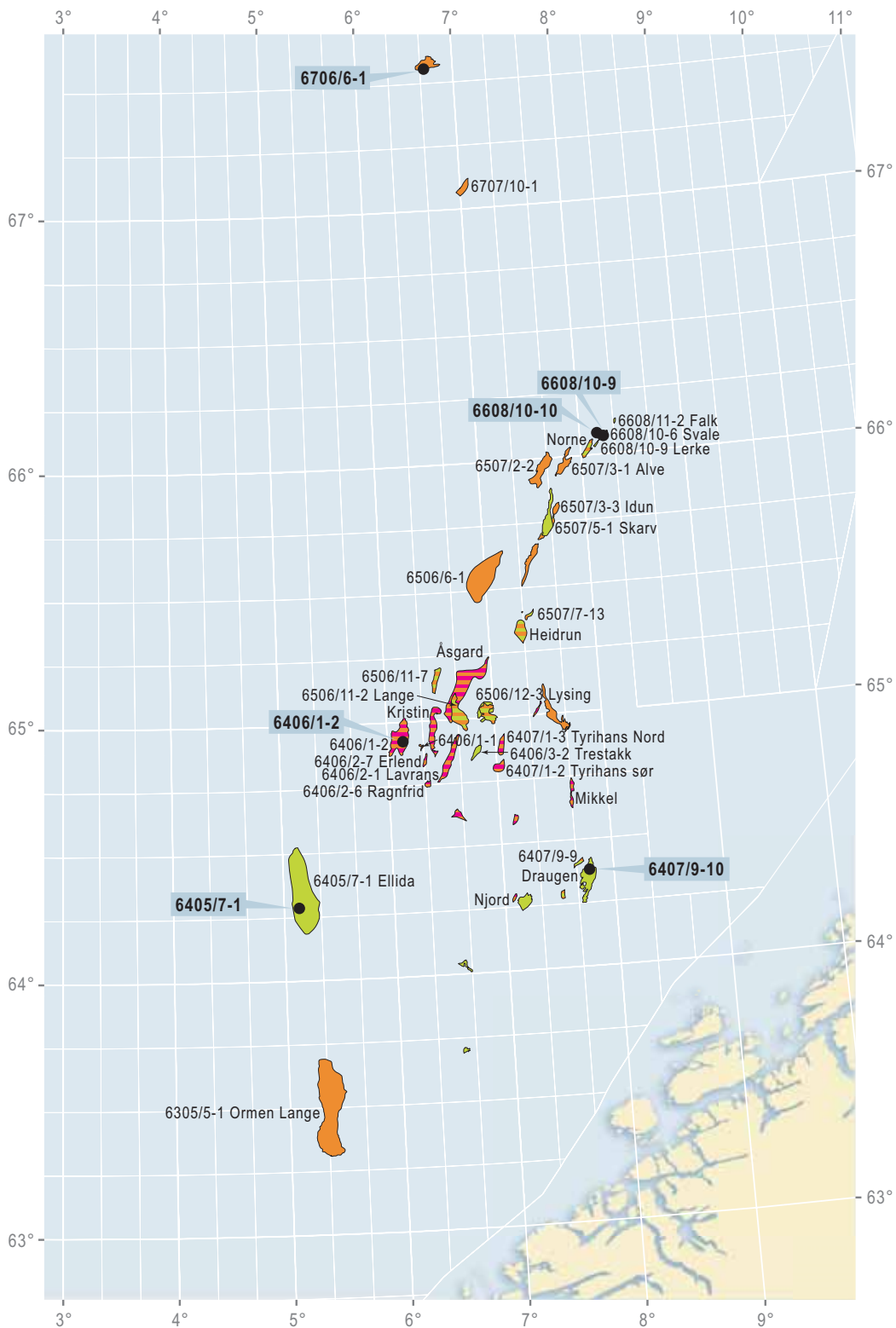
Figur 1.5.3

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

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

Ressursforvaltning

DEL 2

Avgrensningsbrønn 15/12-13 ble boret av Petra AS som operatør i utvinningstillatelse 038. Brønnen ble boret på en struktur kalt Varg Sør, om lag åtte km sør for Vargfeltet. Brønnen påtraff sandsteiner av senjura alder, men noe dypere enn forventet og under antatt olje-/vannkontakt. Brønnen ble plugget tilbake til 13 3/8" foringssko og sementert. Det ble besluttet å sidebore brønnen.

Avgrensningsbrønn 15/12-13 A måtte oppgis før en kom inn i reservoaret på grunn av formasjonsproblemer og svelleleire. Det ble besluttet å bore et nytt sidesteg fra 13/12-13 A for å påvise olje-/vannkontakten i sandsteiner av senjura alder.

Avgrensningsbrønn 15/12-13 B påviste en 125 meter mektig sekvens med reservoarbergarter av senjura alder. 90 meter av reservoarsekvensen inneholder hydrokarboner, hvorav 34 meter består av oljeførende bergarter.

Avgrensningsbrønn 15/12-14 ble boret av Petra AS som operatør i utvinningstillatelse 038. Brønnen ble boret som et sidesteg fra brønn 15/12-A-12 og inn i et segment vest av Vargfeltet. Brønnen ble avsluttet i bergarter av tidligjura alder. Brønnen påviste oljeførende sandsteiner i veksling med siltsteiner og leirsteiner av senjura alder. Mektigheten av de oljeførende sandsteinene er til sammen om lag 78 meter. Olje-/vannkontakten ble ikke påvist. Brønnen vil bli konvertert til produksjonsbrønn med antatt produksjonsstart i januar 2004.

Undersøkelsesbrønn 16/1-6 S ble boret på den vestlige delen av Utsirahøgda i utvinningstillatelse 169, hvor Statoil er operatør. Brønnen ble boret ca. 70 km nordøst for Sleipnerområdet. Mindre mengder gass ble påvist av i bergarter i Heimdalformasjonen

av tertiær alder samt mindre mengder olje i et yngre sandsteinslag av tertiær alder.

Avgrensningsbrønn 16/1-6 A ble avsluttet i Ekofiskformasjonen. Reservoaret i Heimdalformasjonen av tertiær alder kom inn noe dypere enn prognosert og var av god kvalitet, men vannførende. Et yngre sandsteinslag av tertiær alder, som ble påvist oljeførende i brønn 16/1-6 S, var også vannførende i denne brønnen.

Undersøkelsesbrønn 16/7-8 S ble boret av Esso som operatør for utvinningstillatelse 072 B, øst for Sleipner Øst. Brønnen ble avsluttet i bergarter av trias alder. Det ble påtruffet sandsteiner i forventet reservoarnivå av trias alder, men det ble ikke påvist hydrokarboner. Brønnen er plugget og permanent forlatt.

Undersøkelsesbrønn 24/6-4 ble boret av Marathon i utvinningstillatelse 088 BS. Brønnen ble boret for å avgrense et funn gjort av Norsk Hydro i bergarter av tidligtertiær alder i 1998, 24/6-2-funnet. Boringen ble gjennomført ca. 18 km vest for Heimdalfeltet og ca. 3,5 km vest for boringen som påviste 24/6-2-funnet. Brønnen påviste 25 meter gass- og 28 meter oljekolonne i sand fra Heimdalformasjonen. Brønnen ble klassifisert som avgrensningsbrønn 24/6-3 ved oppstart. Det ble av tekniske grunner nødvendig å plugge brønnen på ca. 230 meters dyp og starte opp på nytt med betegnelsen 24/6-4. Både gass-/olje- og olje-/vannkontakten i brønnen var noe forskjellig fra kontaktene i 24/6-2-funnet. Ressursene påvist i brønnen vurderes derfor i ettertid som et eget funn og brønnen er reklassifisert til undersøkelsesbrønn.

Undersøkelsesbrønn 25/4-7 ble boret av Marathon som operatør for utvinning-

tillatelse 203. Brønnen ble boret på et prospekt av paleocen alder beliggende ca. 13 km vest/sørvest for Heimdalfeltet, mellom 25/4-3-funnet og 24/6-2-funnet. Brønnen påviste ca. 48 meter oljekolonne i sand tilhørende Heimdalformasjonen.

Avgrensingsbrønn 25/4-8 ble boret av Marathon som operatør for utvinningstillatelse 203. Brønnen ble boret for å avgrense et funn gjort av Elf i bergarter av tidligtertiær alder i 1974, 25/4-3-funnet. Boringen ble utført i den nordlige delen av dette funnet, ca. 12 km sørvest for Heimdalfeltet. Brønnen påviste en gasskolonne på ca. åtte meter og en oljekolonne på ca. syv meter i sand fra Heimdalformasjonen. Kjerneprøver og geofysiske målinger viste skuffende liten tykkelse og dårlig kvalitet på reservoaret på borelokasjonen. Forventningene til ressursgrunnlaget i 25/4-3-funnet er derved betydelig redusert.

Undersøkelsesbrønn 25/4-9 S ble boret av Norsk Hydro som operatør for utvinningstillatelse 036. Brønnen ble boret på et prospekt kalt Klegg av paleocen alder, ca. 11 km nord/nordøst for Heimdalfeltet. Brønnen påviste en ca. 65 meter høy oljekolonne i sand fra Heimdalformasjonen. Beliggenheten nær eksisterende infrastruktur, og i et område med flere mindre nye funn, gir forventninger om fremtidig utbygging.

Utvinningsbrønn 25/8-C-20 ble boret av Esso Exploration and Production Norway A/S, som er datterselskap av Exxon Mobil Corporation, og operatør for utvinningstillatelsene 027 og 027 C i blokk 25/8, og påviste tilleggsressurser i Tyformasjonen ved 25/8-10 S Ringhornefunnet i Balderfeltet.

Brønnen ble boret fra Ringhorneinnretningen i forbindelse med det pågående boreprogrammet og det ble funnet olje i bergarter av tidligtertiær alder. Funnet har fått fritak for PUD og inngår nå i Balderfeltet.

Undersøkelsesbrønn 25/8-14 S ble boret på Utsirahøgda av Esso som en kombinert brønn for utvinningstillatelsene 027 og 169, hvor Hydro er operatør for den sistnevnte utvinningstillatelsen. Brønnen ble boret ca. to km øst av Ringhornefunnet. Olje ble påvist i Statfjordformasjonen av jura alder. Nærheten til eksisterende infrastruktur gjør det sannsynlig at ressursene kan utvinnes som tilleggsressurser til Balderfeltet. Dette var det andre funnet nær Ringhornefunnet i 2003.

Undersøkelsesbrønn 25/9-2 S ble boret på nordøstflanken av Utsirahøgda av Esso som operatør for utvinningstillatelse 189. Brønnen ble boret ca. 15 km sørøst for Jotunfeltet. Det ble ikke påvist hydrokarboner i de aktuelle sandsteinslagene av mellomjura alder.

Undersøkelsesbrønn 34/10-45 B ble boret av Statoil som operatør for utvinningstillatelse 050. Brønnen ble boret fra Gullfaks B-innretningen til en mindre struktur ca. to km sørvest for Gullfaks. Det ble påvist gass/kondensat i sandsteiner av kritt alder.

Undersøkelsesbrønn 35/8-5 S ble boret av Norsk Hydro som operatør for utvinningstillatelse 195. Arealet ligger vest for 35/9-1 Gjøa. Brønnen ble avsluttet i bergarter av mellomjura alder. Det ble kun påvist spor av hydrokarboner i brønnen som ble plugget og forlatt.

Ressursforvaltning

DEL 2

Undersøkellesbrønn 6405/7-1 ble boret av Statoil, som operatør for utvinningstillatelse 281, i Mørebasenget om lag 60 km nord for 6305/5-1 Ormen Lange. Brønnen ble boret på en struktur kalt Ellida på 1206 meters vanndyp og avsluttet i bergarter av senkritt alder. Det ble påvist olje i sandsteinsførende lag av senkritt alder. Det er for tidlig å si om ressursene kan utvinnes økonomisk. Evalueringene av brønnen tyder på dårlige produksjonsegenskaper. For å kartlegge tilstedeværende oljevolumer og undersøke om oljen kan produseres, er det nødvendig å bore flere brønner.

Resultatet av brønnen vurderes imidlertid som oppmuntrende for videre leting i området. Spesielt er det interessant at det ble påvist en betydelig oljekolonne i dette området. Dette viser at det er generert betydelige mengder olje i et område der man stort sett hadde forventet gass.

Undersøkellesbrønn 6406/1-2 ble boret av Norsk Agip som operatør for utvinningstillatelse 256, like vest av Kristinfeltet. Brønnen ble avsluttet i bergarter av trias alder. Det ble påvist gass/kondensat i bergarter av kritt alder. Brønnen ble ikke testet. Evaluering av størrelsen på funnet pågår.

Avgrensingsbrønn 6407/9-10 ble boret på Draugenfeltet av Norske Shell som operatør for utvinningstillatelse 093. Brønnen ble avsluttet i bergarter av mellomjura alder. Formålet med brønnen var blant annet å påvise ressurser i bergarter av mellomjura alder. Brønnen vil bli reklassifisert til observasjonsbrønn.

Undersøkellesbrønn 6608/10-9 ble boret av Statoil som operatør i utvinningstillatelse 128. Brønnen ble boret på en struktur kalt Lerke som ligger ca. fire km nordøst for

Nornefeltet. Brønnen ble avsluttet i bergarter av tidligjura alder. Det ble påvist olje i sandsteiner av senjura alder. De antatte hovedreservoarene av tidlig- og mellomjura alder viste kun spor av hydrokarboner.

Undersøkellesbrønn 6608/10-10 ble boret av Statoil som operatør i utvinningstillatelse 128. Brønnen ble boret på en struktur kalt Gråspett, ca. ti km nord for Nornefeltet. Brønnen ble avsluttet i bergarter av tidligjura alder. Det ble ikke påvist hydrokarboner i brønnen. Både reservoarbergarter av tidlig- og mellomjura alder og reservoarbergarter av senjura alder var vannførende.

Undersøkellesbrønn 6706/6-1 ble boret av Esso som operatør i utvinningstillatelse 264. Brønnen ble boret på en struktur kalt Hvitveis beliggende på Naglfardomen ca. 320 km vest av Bodø. Brønnen ble avsluttet i bergarter av kritt alder. Det ble påvist gass i sandsteiner av kritt alder.

1.5.2 Letekostnader

Figur 1.5.5 viser totale letekostnader fra og med 1980. Kostnadene inkluderer kostnader til leteboring, generelle undersøkelser, feltevaluering/feltutvikling samt administrasjon og andre kostnader. I 2003 ble det brukt NOK 4,05 milliarder. Dette er på samme nivå som i fjor. Totale letekostnader fra og med 1980 til og med 2003 beløper seg til NOK 197 milliarder regnet i 2003-kroner. Tabell 1.5.3 viser letekostnadene for 2003 totalt og for de fire kostnadsgruppene.

Tabell 1.5.3 Letekostnader i 2003 fordelt på kostnadsgrupper

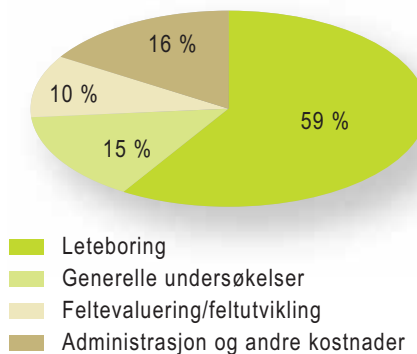
Kostnadsgrupper	Mill 2003 NOK
Leteboring	2381
Generelle undersøkelser	598
Feltevaluering/feltutvikling	413
Administrasjon og andre kostnader	657
Totalt	4049

Figur 1.5.6 viser den prosentvise fordeling mellom kostnadsgruppene.

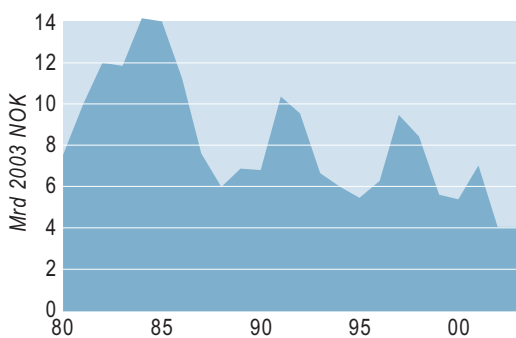
I 2003 utgjorde leteboring 59 prosent av de totale letekostnadene, mens tilsvarende tall for 2002 var 57 prosent. Figur 1.5.7 viser gjennomsnittlige borekostnader per letebrønn. I 2003 ble det boret for NOK 2,4 milliarder, og borekostnaden per letebrønn er beregnet til NOK 108 millioner. I 2002 var borekostnaden per letebrønn NOK 121 millioner regnet i 2003-kroner.

Figur 1.5.8 viser gjennomsnittlig borekostnad per dag og per meter boret i årene 1980 til og med 2003.

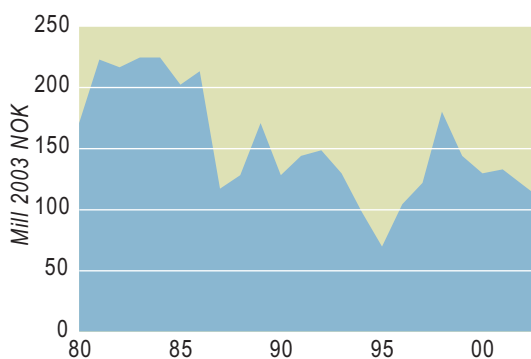
Figur 1.5.6
Letekostnader i 2003 fordelt på kostnadsgrupper



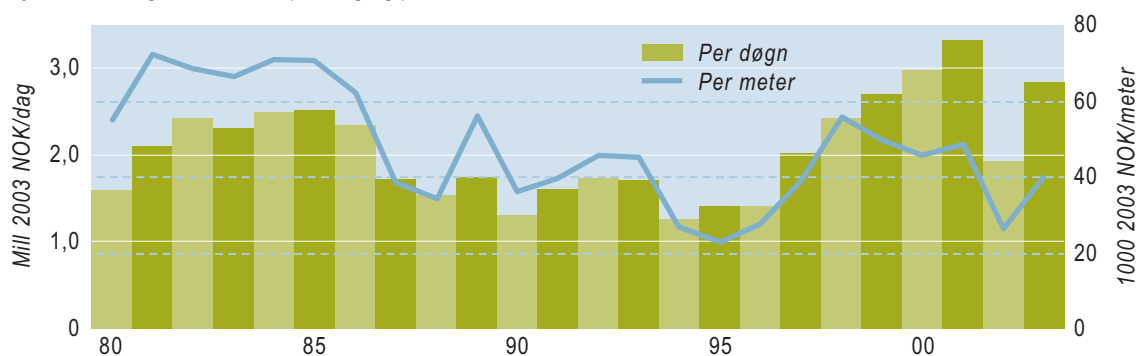
Figur 1.5.5
Kostnader til lete- og planleggingsvirksomhet fra og med 1980



Figur 1.5.7
Gjennomsnittlige kostnader per letebrønn



Figur 1.5.8
Gjennomsnittlig borekostnad per dag og per meter boret i årene 1980-2003



1.6 UTBYGGING OG DRIFT

Faktaopplysninger om felt og funn finnes på Oljedirektoratets nettsted: www.npd.no. Omtale av felt med videre finnes også i Fakta 2004: 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 2003 installert en enkel brønnhodeinnretning på nordflanken av Valhallfeltet. Forventet produksjonsstart er tidlig i 2004. Den første av de to innretningene inngikk i godkjent PUD høsten 2001, hadde produksjonsstart fra sørflanken våren 2003.

Vanninjeksjonsinnretningen, som ble godkjent utbygd i 2000, ble installert sommeren 2003. Forventet start av vanninjeksjon er tidlig i 2004.

Ekofisk og Eldfisk

PUD for Ekofisk vekstprosjektet ble godkjent i statsråd i juni 2003. Planen innebærer at det installeres en ny innretning med 30 brønnsliiser og førstetrinnsseparasjon sentralt på feltet og som er broforbundet med prosessinnretningen 2/4-J. Inkludert i planen er også en rekke tiltak for å øke kapasiteten for produksjon fra Ekofisk og Eldfisk. Installasjon av understell og bro til den nye innretningen er planlagt til sensommeren 2004, etterfulgt av en fase med forboring av brønner. Resten av innretningen planlegges installert i 2005, med produksjonsstart i tredje kvartal.

Gyda fikk 1.9.2003 ny operatør, Talisman. Den nye operatøren har oppgradert utstyret på feltet og satser på økt utvinning ved boring av nye brønner, brønnintervensjoner og gassløft samt mulig innfasing av nærliggende prospekter.

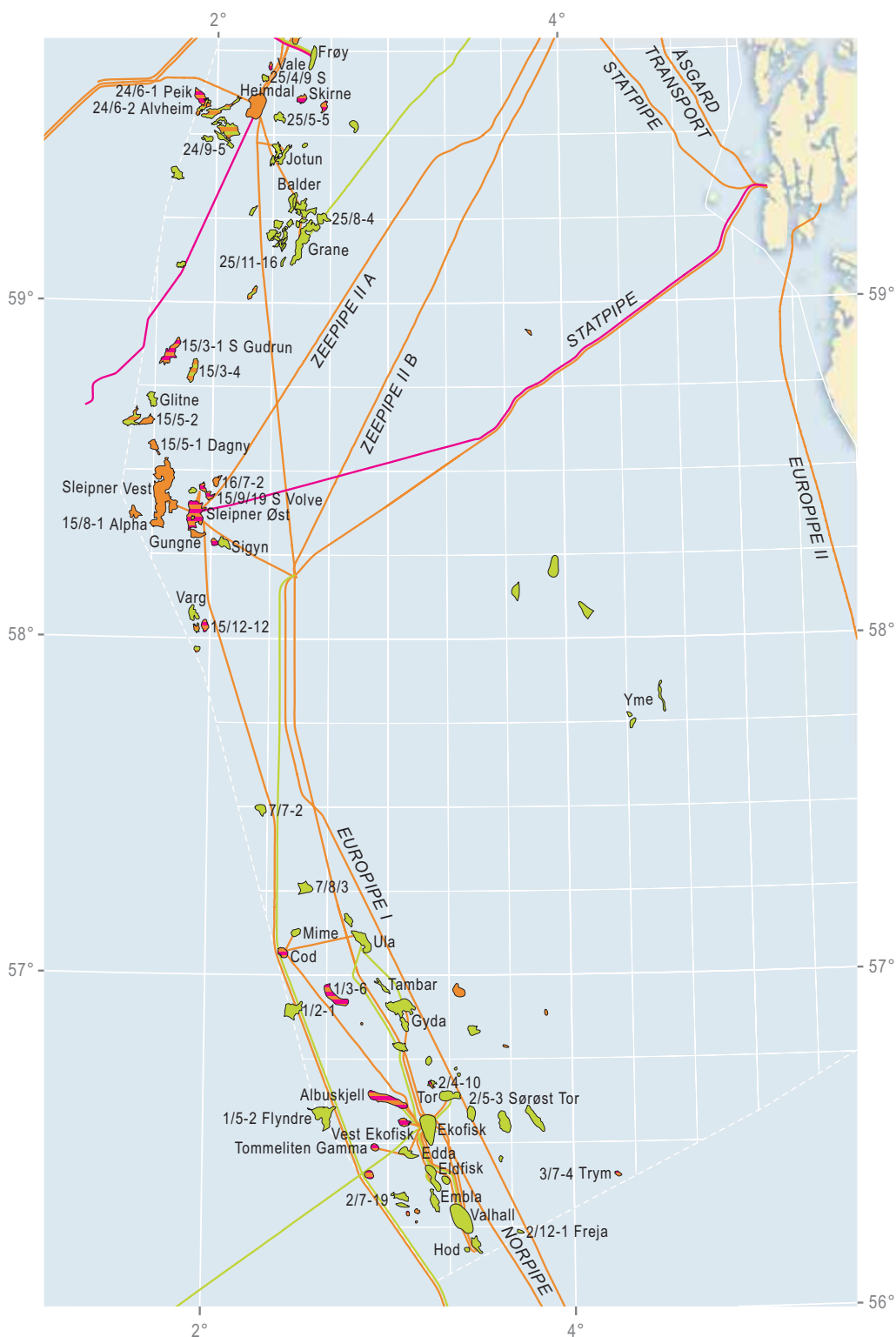
Nordlige Nordsjø

Grane ble satt i produksjon høsten 2003. Feltet er et oljefelt som er bygd ut med en integrert bolig-, bore- og prosessinnretning med et bunnfast stålunderstell. Oljen vil bli transportert i rørledning fra feltet til Stureterminalen og gass for injeksjon blir importert gjennom en rørledning fra Heimdal. Utvinningen er planlagt med gassinjeksjon på toppen av strukturen og lange horisontale produksjonsbrønner i bunnen av oljesonen. Ni oljeproducenter og to gassinjektorer ble forboret i tillegg til en brønn for injeksjon av borekaks. Videre boring av produksjonsbrønner pågår.

Troll har de siste to årene vært det feltet på norsk kontinentalsokkel som har produsert mest både olje og gass. I de tynne oljesonene i Troll Vest er det nå boret over 100 horisontale oljeproduksjonsbrønner, mange av disse med flere grener. Troll har vært organisert som en enhet som omfatter både Troll Øst og Kollsnes Terminalanlegg med Statoil som operatør og Troll Vest med Hydro som operatør. Det har i 2003 pågått en prosess med sikte på å skille ut Kollsnes Terminalanlegg slik at dette blir en del av Gassled med Gassco som operatør.

Fram ble satt i produksjon høsten 2003. Fram er et oljefelt som består av flere strukturer og utbyggingen hittil omfatter to havbunnsrammer på Fram Vest knyttet til Troll C. På Troll C blir gass skilt fra væsken og injisert tilbake i Fram. Oljen fra Fram blir transportert via Troll C til Mongstad gjennom Troll oljerør II. Det arbeides med videre utbygging av de andre strukturene innenfor Fram.

Figur 1.6.1
Felt og funn i sørlige Nordsjø (Ressurskategori 1-5)*

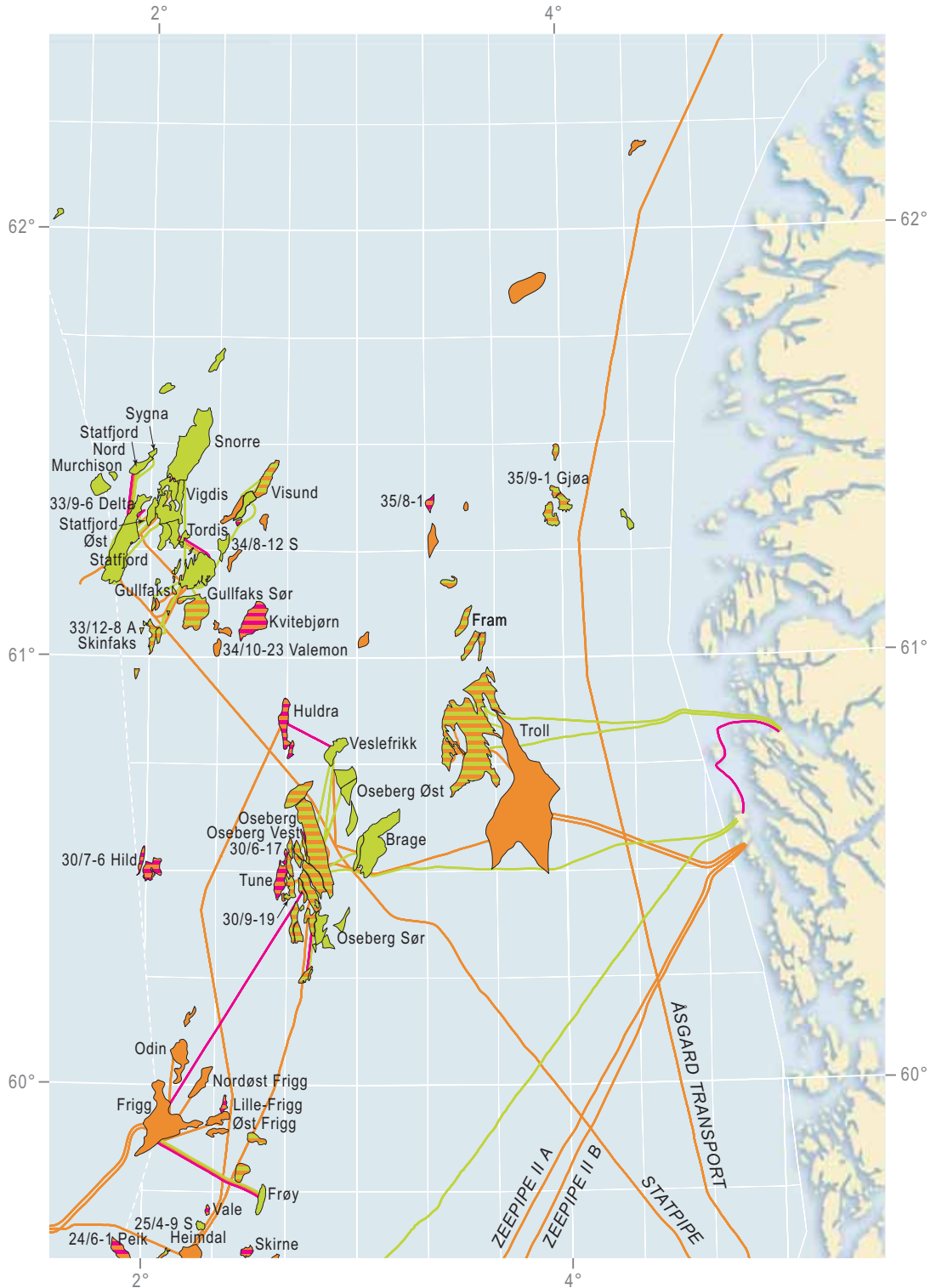


* Ressurskategori 6 - ressurser der utvinning er lite sannsynlig er vist med omriss uten funnavn/funnbrønn

Ressursforvaltning

DEL 2

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

Vigdis

Produksjonen fra "Vigdis Extension" startet i oktober 2003. PUD for "Vigdis Extension" ble godkjent av myndighetene i desember 2002. "Vigdis Extension" består av flere mindre funn og inngår som en del av Vigdis. "Vigdis Extension" er bygd ut med havbunnsrammer og satellittbrønner, og er tilkoblet Snorre via Vigdisinnretningene.

Norskehavet

6305/5-1 Ormen Lange ligg Møre-bassenget i den sørlige delen av Norskehavet, om lag 130 km vest av Kristiansund. Funnet inneholder gass og noe kondensat. Hovedreservoaret er i sandsteinsbergarter av tidligtertiær alder på ca. 2700-2900 meters dyp. Funnet ligger på Ormen Lange-omen som er en av en rekke postjurassiske domestrukturer som har utviklet seg i Norskehavet i løpet av tertiær.

PUD ble levert myndighetene i desember 2003. Havdypet i området hvor innretningene planlegges plassert, varierer fra 800 til 1100 meter. Utbyggingsområdet er i rasgroppen til Storeggaskredet som gikk for om lag 8200 år siden. Ormen Lange planlegges utbygd med 24 brønner boret fra fire havbunnsrammer. De første to havbunnsrammene er planlagt installert på ca. 850 meters vanddyp.

Utvinningsstrategien er basert på produksjon ved trykkavlastning og senere

kompresjon. Den ubehandlede brønnstrømmen, som består av gass og kondensat, skal føres gjennom to 30" flerfaserørledninger til et landanlegg på Nyhamna i Aukra kommune i Møre og Romsdal. Det vil også bli installert 6" rør for monoetylenglykol (MEG) samt kontrollkabler. MEG-tilsetning skal sikre god overføring av ubehandlede brønnstrøm til land. På landanlegget i Nyhamna skal gassen tørkes og komprimeres før den sendes i et 42" gasseksportør, Langeled, sørover til Sleipner og videre til Storbritannia. Langeled vil ha en total-lengde på om lag 1200 km.

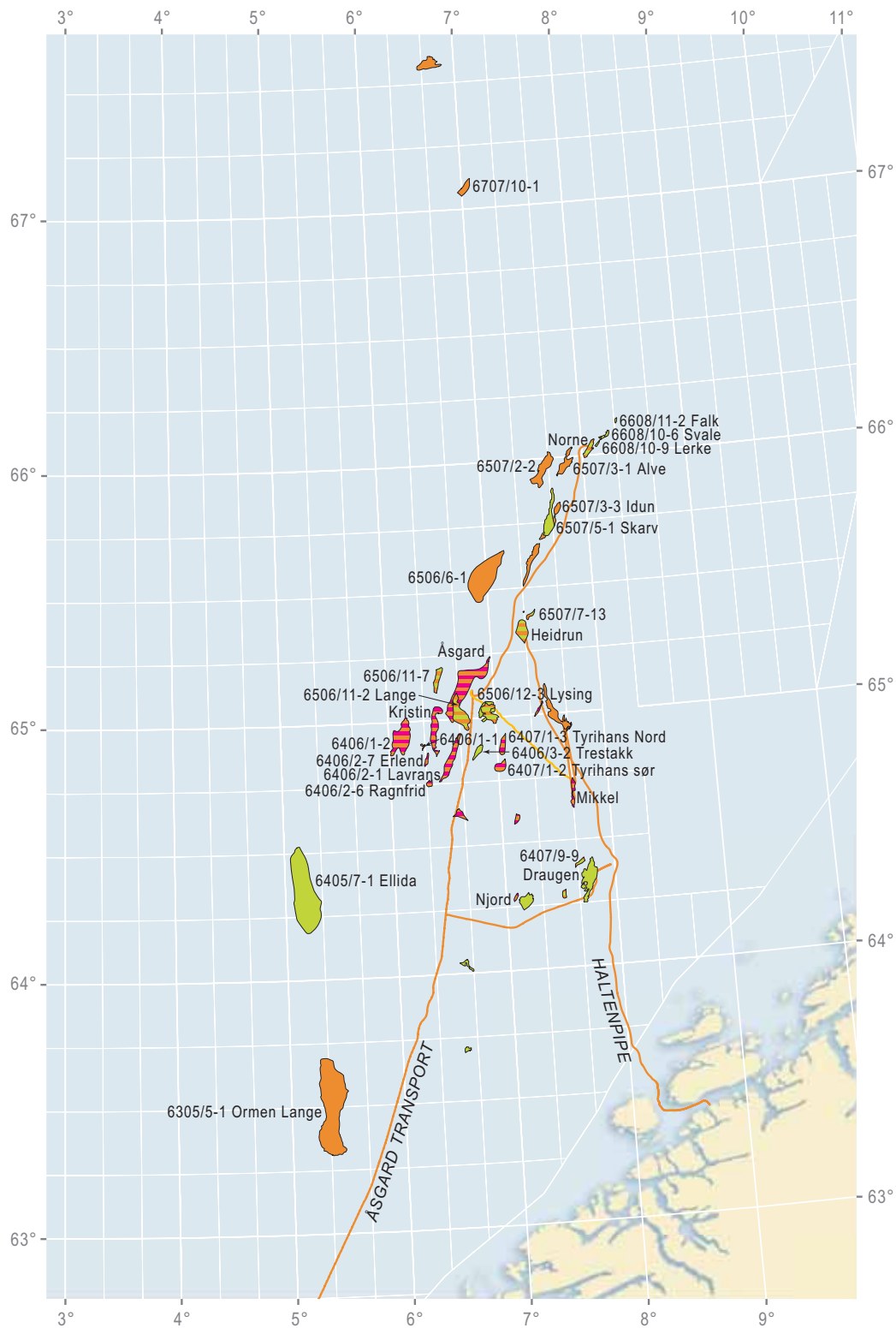
Gassproduksjonen fra Ormen Lange er planlagt å starte i oktober 2007 under forutsetning av myndighetsgodkjennelse av PUD i første kvartal 2004. En fremtidig kompresjonsinnretning er planlagt installert på feltet for å opprettholde produksjonen ved fallende reservoartrykk. Prognosen er i dag at denne innretningen skal være i drift fra 2016. Endelig beslutning om konseptvalg for kompresjon vil bli tatt etter noen års produksjonserfaring.

Mikkel ble satt i produksjon 1.8.2003 og offisiell dato for start av gassleveranser var 1.10.2003. Feltet er et gassfelt som ligger i blokkene 6407/5 og 6407/6, ca. 40 km sør for 6507/11-1 Midgardfeltet. Utvinnbare reserver for gass er oppjustert med 20 prosent i forhold til anslaget gitt i PUD. Mikkel er bygd ut med to havbunnsrammer. Brønnstrømmen fra Mikkel går via Midgardfunnet til Åsgard B for prosessering.

Ressursforvaltning

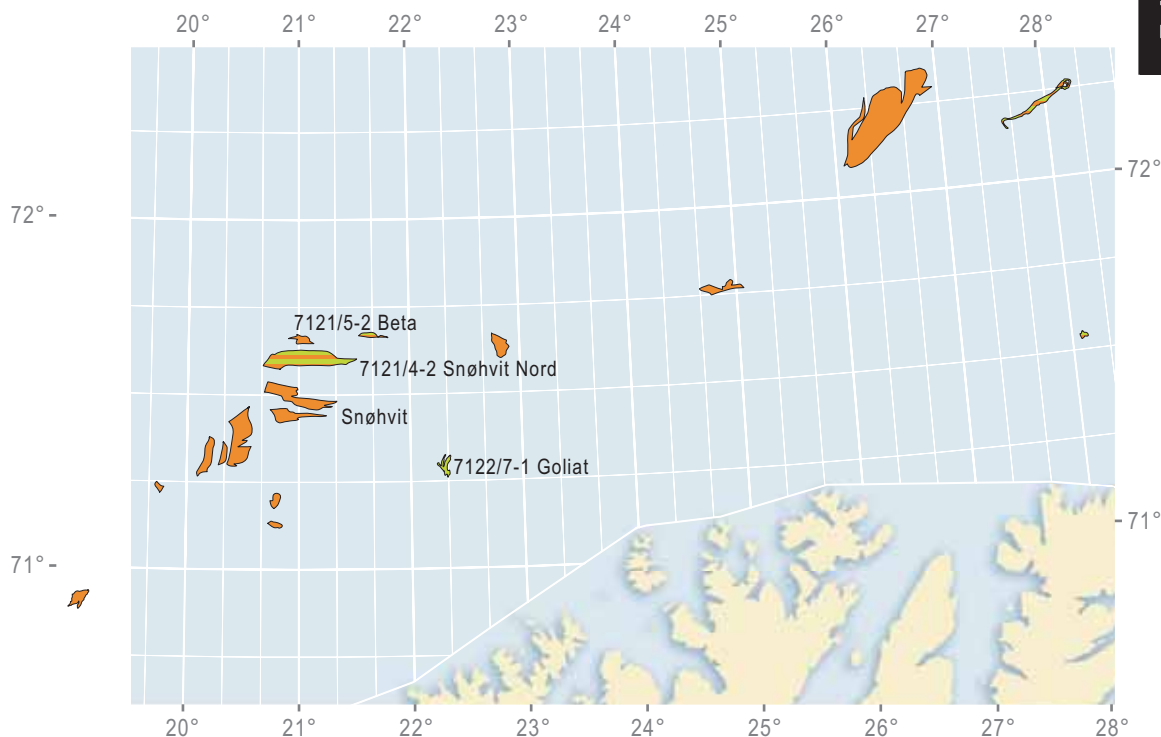
DEL 2

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

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

1.6.1 Utvinningsboring

Det er siden 1973 påbegynt 2 329 utvinningsbrønner på den norske kontinentalsokkelen, 2 114 i Nordsjøen og 215 i Norskehavet, hvor boringene startet i 1992. 1 663 er produksjonsbrønner, 408 er injeksjonsbrønner og 258 er observasjonsbrønner. 12 utvinningsbrønner var under boring per 31.12.2003. Figur 1.6.5 viser utvinningsbrønner påbegynt per år i tidsrommet 1973-2003.

I 2003 er det påbegynt 137 utvinningsbrønner på 26 felt, 122 i Nordsjøen og 15 i Norskehavet. 48 av brønnene, det vil si 35 prosent, er boret fra 16 forskjellige flyttbare innretninger. Antallet havbunnskompletterte brønner økte fra 1995 til 2001 da antallet

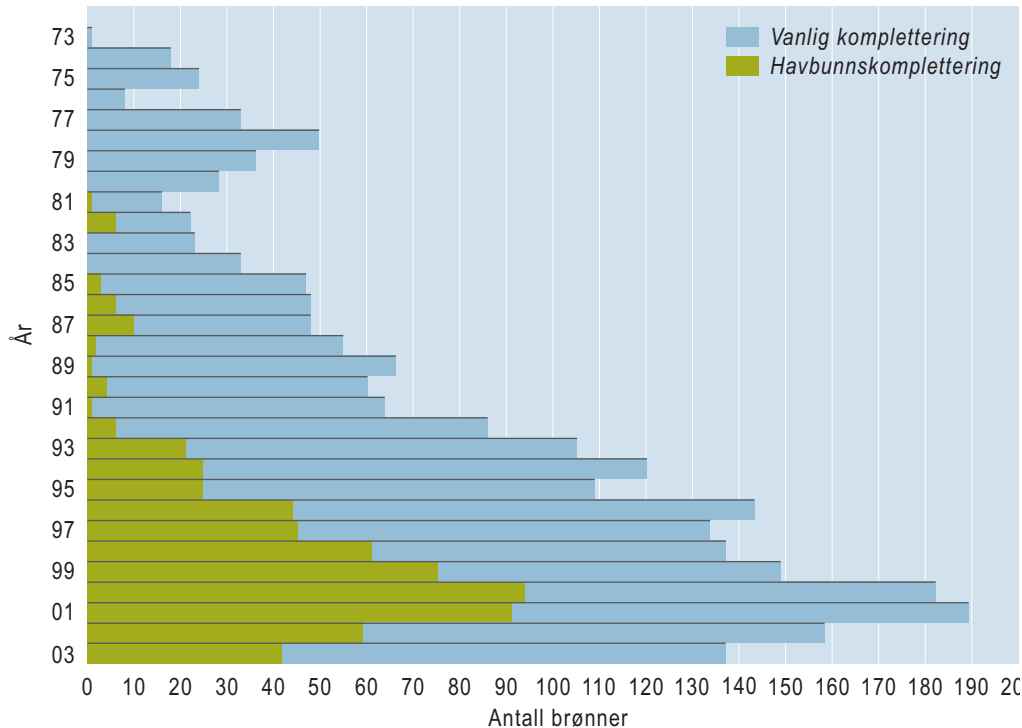
gikk opp fra 25 til 84. I 2003 har antall havbunnskompletterte brønner sunket til 42.

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.

Figur 1.6.5
Utvinningsbrønner på norsk kontinentalsokkel 1973-2003



Avslutningsplaner og disponeringsaktivitet i 2003

Frigg

Regjeringen besluttet 26.9.2003 at stålinnretningen (DP2), stålunderstellet (DP1) og overbygningen på betonginnretningen (TCP2) på norsk side av Friggfeltet fjernes og tas til land for disponering. Friggfeltet er samordnet, utbygd og produsert i fellekskap mellom Norge og Storbritannia. 60,82 prosent av ressursene ligger på norsk side av delelinjen.

En stortingsproposisjon om disponering av betongunderstellet på TCP2 er planlagt fremmet våren 2004.

Troll Oseberg gassinjeksjon (TOGI) avslutningsplan

Forslag til utredningsprogram for konsekvensutredning for TOGI avslutningsplan

er mottatt av Olje- og energidepartementet og er på offentlig høring med høringsfrist 1.3.2004.

1.7 TRANSPORTSYSTEMER

Transportsystemene er vist i figur 1.7.1. 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

Langeled

I forbindelse med utbyggingen av Ormen Lange-feltet med tilhørende prosesserings-terminal på Nyhamna, planlegges bygging av gasstransportsystemet Langeled.

Figur 1.7.1
Transportsystemer for olje og gass med tilknytning til norske felt



Søknad om tillatelse til anlegg og drift ble oversendt myndighetene i desember 2003.

Systemet vil bestå av en nordlig rørledning fra Nyhamna til Sleipner stigerørsinnretning, undersjøisk ventilsystem i Sleipnerområdet, stigerør og modifikasjoner på Sleipner stigerørsinnretning, og en sørlig rørledning fra Sleipner stigerørsinnretning til Easington i Storbritannia. Den nordlige rørledningen vil ha en lengde på ca. 630 km og en diameter på 42". Maksimal kapasitet for denne delen av Langeled vil bli på i overkant av 80 millioner Sm^3 gass per dag. Den sørlige rørledningen vil ha en diameter på 44" og strekke seg de resterende 540 km fra Sleipner til Easington. Kapasiteten blir her ca. 70 millioner Sm^3 gass per dag. Med en total lengde på i underkant av 1200 km vil Langeled bli verdens lengste gassrørledning til havs.

Valget av stigerørsinnretningen på Sleipner som oppknytningspunkt gjør at gassen også kan transporteres til kontinentet. I tillegg kan gassen blandes ut slik at den til enhver tid møter kvalitetsspesifikasjonene i ulike markeder.

Den sørlige og nordlige rørledningen vil kunne opereres uavhengig av hverandre. Oppstart for den sørlige rørledningen er planlagt 1.oktober 2006, mens den nordlige

rørledningen vil ha oppstart samtidig med Ormen Lange-feltet 1.oktober 2007.

I utbyggingsfasen er Norsk Hydro operatør, mens Gassco vil overta operatørskapet i driftsfasen. Ved oppstart vil også Langeled bli inkludert i Gassled.

Totale kostnader for Langeled er anslått til om lag NOK 19,5 milliarder.

1.8 PRODUKSJON AV OLJE OG GASS

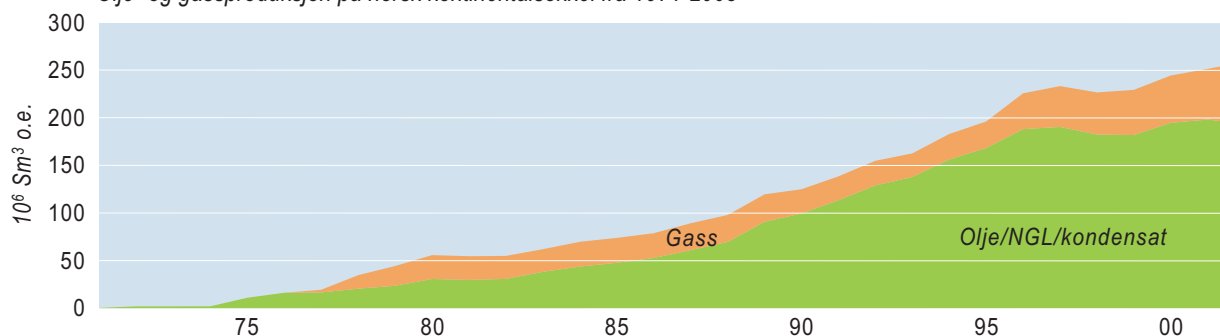
Produksjonen av olje og gass på norsk kontinentalsokkel var i 2003 $262,6 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ o.e. Produksjonen i 2002 var $258,6 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ o.e. Produksjonen er nærmere fremstilt i tabell 1.8.1, Vedlegg 2 og i figur 1.8.1.

1.9 SALG OG AVGIFTER

1.9.1 Salg av petroleum

Det ble i 2003 solgt 139 millioner tonn råolje fra norsk kontinentalsokkel. Dette representerer en nedgang på 5,2 prosent i forhold til 2002. Storbritannia var den største mottakeren med 23,5 prosent av skipningene, mens Norge mottok 12,9 prosent, Nederland 12,6 prosent, Frankrike 11,2 prosent og Tyskland 9,3 prosent. Norge eksporterte 71 milliarder Sm^3 gass i 2003.

Figur 1.8.1
Olje- og gassproduksjon på norsk kontinentalsokkel fra 1971-2003



Figur 1.9.1 viser utviklingen i råoljeprisen i 2003.

1.9.2 Produksjonsavgift

Beregningsgrunnlaget for avgiften er verdien av produsert petroleum ved utvinningsområdet avskjipningspunkt. Ettersom prisen på petroleumsproduktene normalt ikke fastsettes på avskjipningspunktet, vil i praksis beregningsgrunnlaget for avgift være differansen mellom brutto salgsverdi og kostnader som påløper mellom avgiftspunktet og salgspunktet.

Da olje og NGL på enkelte felt er ett produkt på avskjipningspunktet, 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 avskjipningspunktet er en del av gassen.

Total produksjonsavgift

Fra rettighetshaverne på norsk kontinentalsokkel ble det i 2003 innbetalt NOK 765 451 758 i produksjonsavgift til Oljedirektoratet. Tabell 1.9.1 viser fordelingen på de ulike petroleumsprodukter for 2002 og 2003. Figur 1.9.2 viser innbetalt produksjonsavgift i perioden 1994-2003.

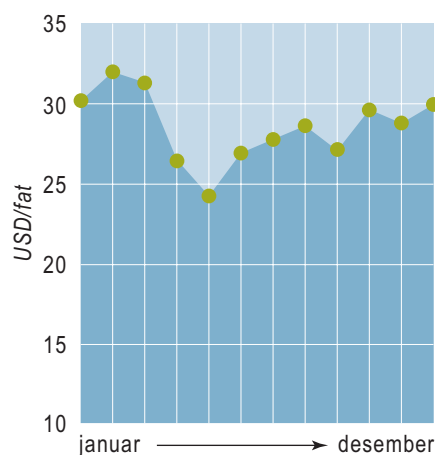
Produksjonsavgift for olje

Det er i 2003 innbetalt NOK 765 211 989 i produksjonsavgift for olje fra feltene Statfjord, Oseberg og Gullfaks. Dette er en reduksjon på 42 prosent i forhold til året før. Utbetalingen vedrørende Ula og Ekofisk skyldes henholdsvis dekning av transportkostnader for mottatt avgiftsolje og statens dekning av fjerningskostnader i forbindelse med fjerning av pumpeinnretningen på Norpipe oljerørledning. Produksjonsavgiften opphørte på Statfjord og Ula ved utgangen av 2002. Produksjonsavgift for olje blir normalt

tatt ut i olje (avgiftsolje). Salg av denne oljen foretas av Statoil, som foretar innbetaling til Oljedirektoratet månedvis.

Mottatt kvantum avgiftsolje er redusert med 38 prosent i 2003. Reduksjonen i kvantum skyldes to forhold. For det første var det i 2003 en generell nedgang i produksjonen på de felt hvor det fortsatt er produksjonsavgift. For det andre har det fra og med 1.1.2000 skjedd en gradvis nedtrapping av produksjonsavgiften. I noen grad er nedgangen motvirket av at staten har solgt eierandeler på Gullfaks og Oseberg.

Figur 1.9.1
Utviklingen i råoljeprisen i 2003, Brent blend, USD/fat, kilde IEA



Tabell 1.9.1
Totalt innbetalt produksjonsavgift i 2002 og 2003 (millioner NOK)

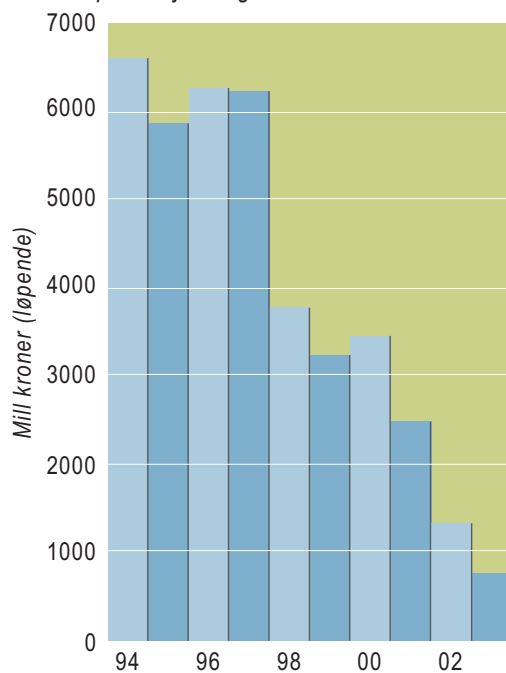
Produkt	Felt/område	2002	2003
Olje	Ekofiskområdet, Ula og Valhall	-2,2	-1,5
"	Statfjord	330,9	15,0
"	Oseberg	437,3	289,5
"	Gullfaks	552,5	462,2
"	Heimdal	0,4	0,0
Sum olje		1318,9	765,2
NGL	Ula	1,1	0,2
Sum NGL		1,1	0,2
Totalt		1 320,0	765,4

Ressursforvaltning

DEL 2

Dette har medført at den andelen av produksjonen på feltene som er gjenstand for produksjonsavgift, har økt. I 2003 ble avgiftsoljen avregnet til en gjennomsnittspris på NOK 207 per fat mot NOK 217 per fat i 2002.

Figur 1.9.2
Innbetalt produksjonsavgift 1994-2003



Tabell 1.9.2 Arealavgift fordelt på tildelingsår

Arealavgift			
Tildelingsår	NOK	Tildelingsår	NOK
1965	34 228 251	1987	5 292 000
1969	18 271 992	1988	24 909 936
1971	3 900 600	1989	8 752 754
1973	11 466 000	1991	11 195 244
1975	1 722 000	1992	1 134 000
1976	25 536 000	1993	23 993 277
1977	4 595 400	1995	3 704 929
1978	14 658 000	1996	16 717 655
1979	46 914 000	1998	2 751 189
1981	7 488 600	1999	5 544 000
1982	16 073 400	2000	14 890 613
1983	33 390 000	2001	8 505 000
1984	64 054 200	2002	1 317 556
1985	40 068 000	2003	2 247 000
1986	37 511 847	Totalt	490 833 443

Produksjonsavgift for NGL

Det er i 2003 innbetalt NOK 239 769 i produksjonsavgift for NGL fra Ula. Innbetalingen relaterer seg til produksjonsavgift påløpt for 2002.

Etter at produksjonsavgiften opphørte på Ulafeltet i 2002, blir det ikke lenger innkrevd avgift på NGL.

1.9.3 Arealavgift

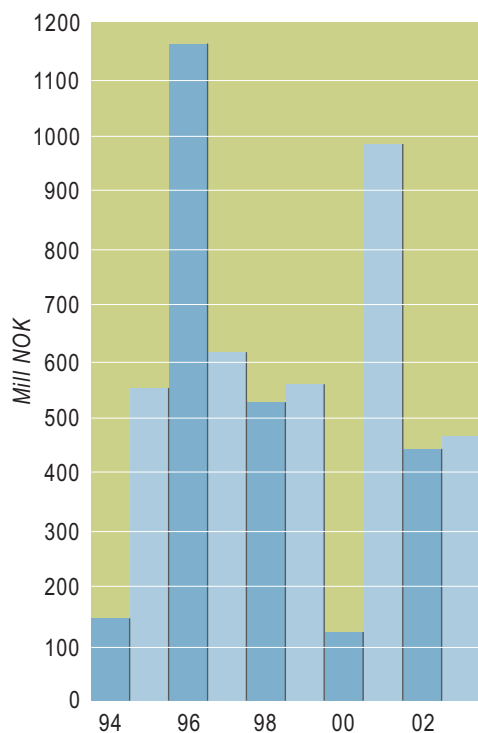
Oljedirektoratet har i 2003 innkrevd NOK 490 833 443 i brutto arealavgift før refusjoner. Beløpet, fordelt på de ulike tildelingsår, er vist i tabell 1.9.2. Arealavgift fordelt på tildelingsårene 1998 til og med 2003 gjelder hovedsakelig utvinningstillatelser som er fradelt fra eksisterende utvinningstillatelser og tildelt som nye utvinningstillatelser i henhold til petroleumsloven § 3-10 i disse årene. Satsen for arealavgift følger den opprinnelige utvinningstillatelsen.

Oljedirektoratet har refundert NOK 30 911 851 i arealavgift i 2003. Dette representerer den fradragsberettigede delen av arealavgiften i produksjonsavgiftsoppgjøret for utvinningstillatelsene 019 A, 019 B, 037, 050, 053 og 079.

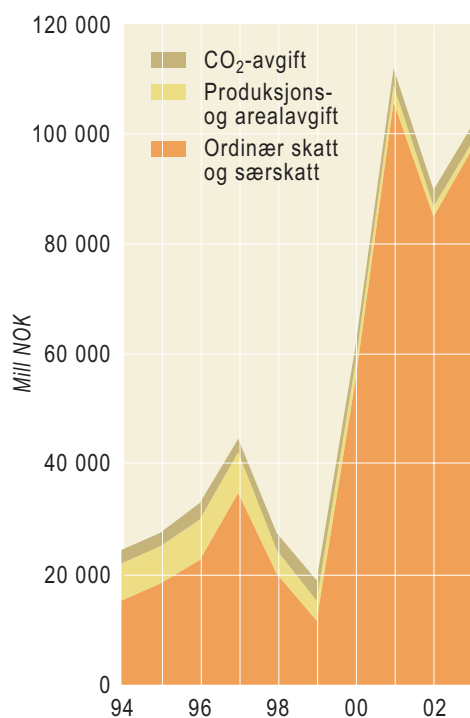
Figur 1.9.3 viser netto innbetalt arealavgift 1994 - 2003. For 2003 er det en økning fra 2002 på NOK 13 millioner. Årsaken til denne økningen er høyere satser og at det er refundert mindre som følge av at færre felt nå betaler produksjonsavgift.

Produksjons- og arealavgiften for 2003 utgjorde fire prosent av totalt innbetalte skatter og avgifter fra petroleumsvirksomheten. Figur 1.9.4 viser totalt innbetalte skatter og avgifter 1994-2003.

Figur 1.9.3
Innbetalt arealavgift 1994-2003



Figur 1.9.4
Totalt innbetalte skatter og avgifter 1994-2003



1.9.4 CO₂-avgift

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

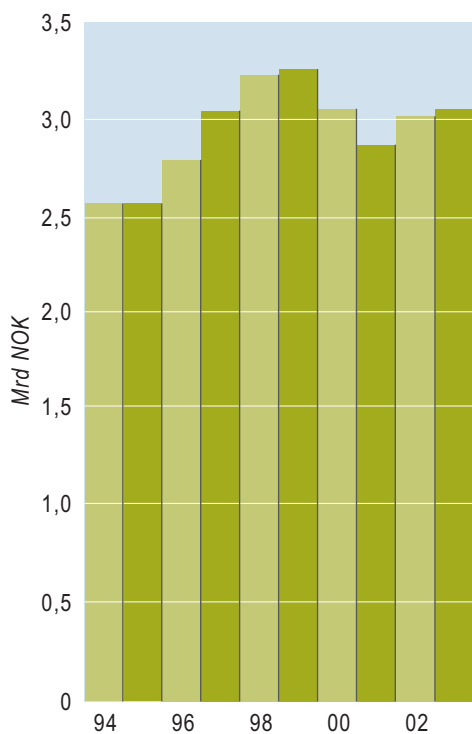
CO₂-avgiftsatsene var i andre halvår 2002 og i første halvår 2003 satt til henholdsvis NOK 0,73 per Sm³ gass/0,45 per liter diesel og NOK 0,75 per Sm³ gass/0,46 per liter diesel. Myndighetene har fra 1.1.2002 redusert CO₂-avgiftsatsen for diesel som benyttes på innretningene på kontinentalsokkelen tilsvarende den avgiftsats 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 2003. Avgiften er fordelt på de enkelte felt og transportsystemer. Nye avgiftspliktige felt/innretninger er Sigyn og Valhall Flanke Sør. Korrigeringer som gjelder tidligere halvår er medregnet. Det ble totalt innbetalt NOK 3 056 147 300 i CO₂-avgift i 2003. Figur 1.9.5 viser de årlige innbetalinger av CO₂-avgift for 1994-2003 og figur 1.9.6 viser endringene i avgiftsatsen.

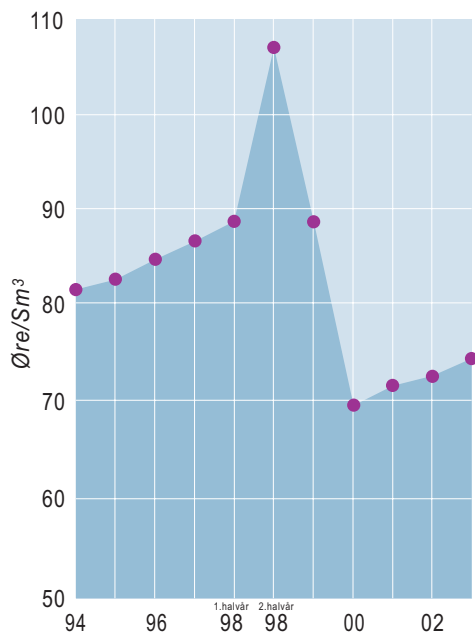
Ressursforvaltning

DEL 2

Figur 1.9.5
Innbetalt CO₂-avgift 1994-2003



Figur 1.9.6
Avgiftsats for CO₂-avgiften 1994-2003



Tabell 1.9.3
Innbetalt CO₂-avgift i 2003

Felt	1.halvår	2.halvår	Totalt 2003
Balder	12 809 113	19 136 278	31 945 391
Brage	27 261 632	28 185 230	55 446 862
Draugen	21 816 085	22 666 299	44 482 384
Ekofiskområdet	172 745 644	170 654 297	343 399 941
Frigg	4 155 844	3 799 829	7 955 673
Glitne	10 909 646	10 588 863	21 498 509
Gullfaks A/B/C	159 331 158	164 261 458	323 592 616
Gyda	12 152 870	10 734 877	22 887 747
Heidrun	56 436 693	55 745 045	112 181 738
Heimdal	25 377 408	29 079 200	54 456 608
Hod	32 310	31 464	63 774
Huldra	4 538 304	-1 847 349	2 690 955
Jotun	19 049 836	20 150 833	39 200 669
Murchison	5 730 125	5 748 956	11 479 081
Njord A/B	29 584 970	29 928 240	59 513 210
Norne	59 367 915	56 765 579	116 133 494
Oseberg A/B/C/D	143 282 840	146 587 400	289 870 240
Oseberg Sør	29 371 750	31 395 300	60 767 050
Oseberg Øst	23 911 341	15 115 210	39 026 551
Sigyn	347 035	8 985 674	9 332 709
Sleipner	108 483 429	113 192 394	221 675 823
Snorre A/B	62 695 762	69 990 089	132 685 851
Statfjord A/B/C	166 029 303	175 065 936	341 095 239
Troll A	427 598	848 796	1 276 394
Troll B	48 117 730	48 099 030	96 216 760
Troll C	41 769 310	43 057 780	84 827 090
Ula	20 755 067	21 988 743	42 743 810
Valhall	36 604 394	37 279 849	73 884 243
Varg	8 651 984	7 081 569	15 733 553
Veslefrikk	24 403 857	25 439 130	49 842 987
Visund	28 790 316	28 523 046	57 313 362
Åsgard A/B/C	134 339 714	146 269 703	280 609 417
Transportsystemer			
Norpipe	3 741 709	4 162 554	7 904 263
Statpipe	2 191 252	2 222 054	4 413 306
Sum	1 505 213 944	1 550 933 356	3 056 147 300

1.10 GASSMARKEDET

Norge eksporterte i 2003 gass til Storbritannia, Tyskland, Nederland, Belgia, Frankrike, Italia, Spania, Østerrike, Tsjekkia og Polen. Eksporten fra Norge var på 71 milliarder Sm³. Det er en økning på ca. 6,8 milliarder Sm³ (ca. 11 prosent) gass fra året før. Gjennomsnittlig energiinnhold i den eksporterte gassen var ca. 40 megajoule per kubikkmeter.

Fremtidig gasseksport fra norsk kontinentalsokkel

Det er forventet at Norges totale gassalg til eksport kan nå 120 milliarder Sm³ per år innen de neste 7 - 12 årene.

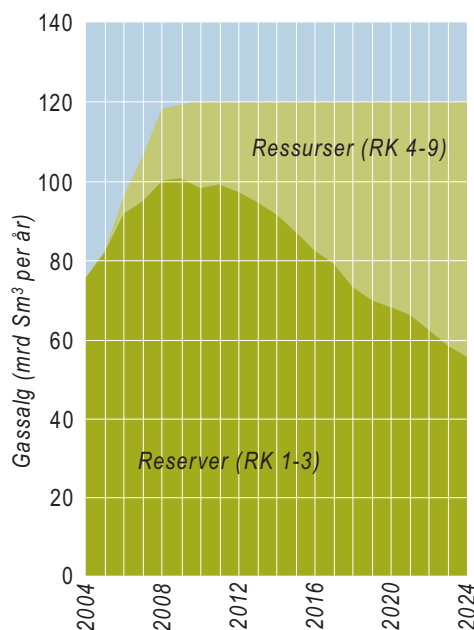
Figur 1.10.1 viser forventet fremtidig gassalg som ligger til grunn for revidert nasjonalbudsjett 2004. I tillegg til salg ut fra norsk kontinentalsokkel, kommer gassvolum som benyttes til injeksjon i norske felt samt energiproduksjon for drift av feltinnretninger og transportsystem.

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 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 2003 brukt 37,7 milliarder Sm³ gass til injeksjon og 3,7 milliarder Sm³ gass til brensel på kontinentalsokkelen.

Gass har vært ilandført i Norge siden Statpipe ble tatt i bruk i 1985. Gassen ilandføres til Kårstø i Nord-Rogaland, til

Figur 1.10.1
Forventet gassalg fra norsk kontinentalsokkel



Kollsnes i Hordaland og til Tjeldbergodden i Møre og Romsdal. I 1997 startet produksjon av metanol på Tjeldbergodden. Samlet forbruk av gass er på 0,7 milliarder Sm³ per år.

I 2002 vedtok rettighetshaverne til Ormen Lange at gassen fra feltet skal ilandføres og prosesseres i Nyhamna på Aukra i Møre og Romsdal.

I Nord-Rogaland er det inngått avtale om små leveranser til distribusjonsselskapet Gasnor. 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 2002 til 2003.

Figur 2.1.1 og 2.1.2 viser personskadefrekvens for de ulike hovedaktivitetstypene på henholdsvis permanent plasserte og på flyttbare innretninger.

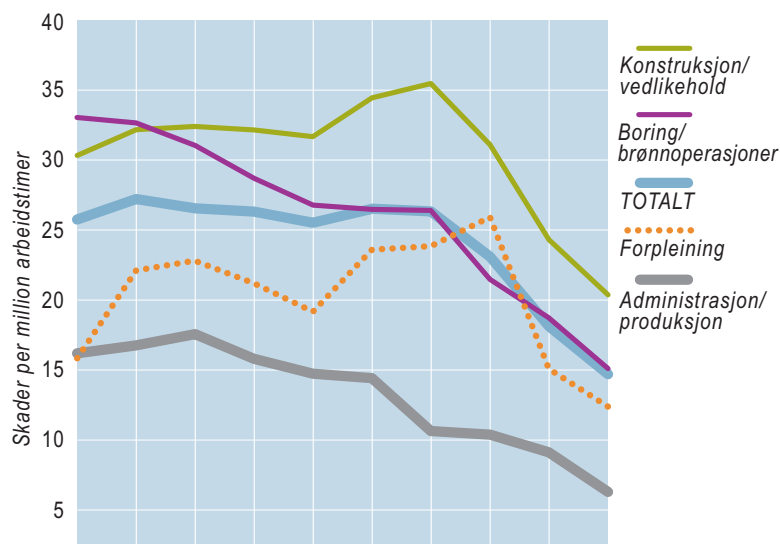
Det framgår av figuren at nedgangen i skadefrekvensen for ansatte på permanent

plasserte innretninger fortsetter. Nedgangen er jevnt fordelt på alle funksjonene.

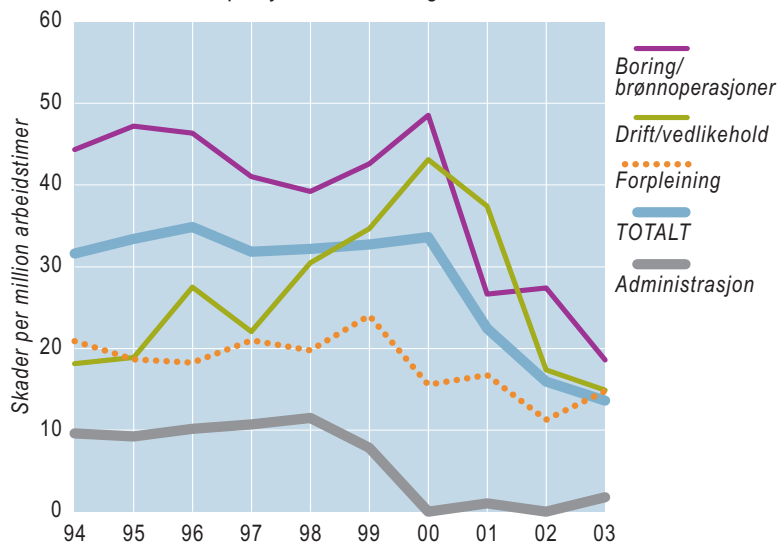
For flyttbare innretninger er skader innenfor "Marine operasjoner" flyttet fra kategorien "Administrasjon" til "Drift og vedlikehold" fra 1999 da denne funksjonen ble innført.

Statistikken for flyttbare innretninger viser et mer variert bilde enn den for permanent plasserte innretninger. Innenfor

Figur 2.1.1
Personskadefrekvens på permanent plasserte innretninger



Figur 2.1.2
Personskadefrekvens på flyttbare innretninger

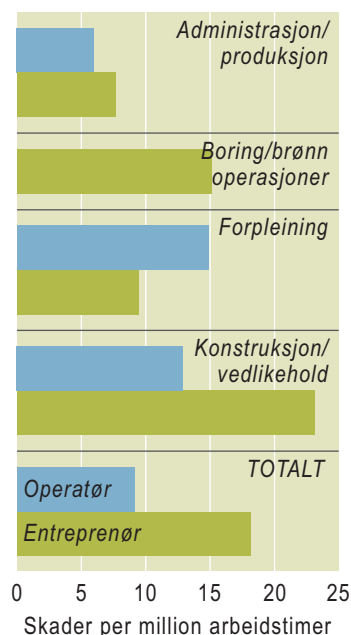


”Forpleining” er det en oppgang, mens det er en betydelig nedgang innenfor ”Boring og brønnoperasjoner”. Det er også en nedgang innenfor ”Drift og vedlikehold”. Skadefrekvensen totalt for flyttbare innretninger går ned, men ikke så mye som for de permanent plasserte innretningene.

Figur 2.1.3 viser at det er lavere skadefrekvens for operatøransatte enn for entreprenøransatte med unntak av kategorien ”Forpleining”. Det er en oppgang i skadefrekvensen innenfor ”Administrasjon og produksjon” for entreprenøransatte fra 2002 til 2003. Innenfor ”Forpleining” er det er en liten oppgang for operatøransatte og en betydelig nedgang for entreprenøransatte. Sammenlignet med forrige år har begge gruppene en klar nedgang for de andre funksjonene.

Nedgangen som framgår av statistikken, kan være et resultat av et langsiktig arbeid med å få færre personskader.

Figur 2.1.3
Personskadefrekvens for operatør- og entreprenøransatte på permanent plasserte innretninger i 2003



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 Petroleumstilsynet 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 570 meldinger om arbeidsbetinget sykdom i 2003. Dette er en reduksjon på mer enn 25 prosent fra året før og dermed på størrelse på antallet i 2001. Variasjoner av slik størrelse 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. Det skjer også en viss etterrapportering fra selskapene. Tallene for 2002 er derfor noe høyere enn de som ble gjengitt i forrige årsberetning.

Figur 2.2.1 viser at hørselstap forårsaket av støy fortsatt står for en betydelig del av de rapporterte tilfellene og utgjorde den største diagnosegruppen i 2003. For denne gruppen lidelser kan det forventes at tallene vil svinge noe uten at det nødvendigvis reflekterer endringer i arbeidsmiljøet med hensyn til støybelastning. Muskel-skjelettlidelser utgjorde den nest største diagnosegruppen i 2003. For slike lidelser skiller petroleumsvirksomheten til havs seg ikke vesentlig 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.

Helse, miljø og sikkerhet

I gruppen “ubestemte lidelser” finnes blant annet søvnforstyrrelser. Mange får søvnforstyrrelser etter å ha arbeidet såkalt svingskift. Andelen tilfeller som tilskrives dette, har falt de siste årene. Dette kan skyldes noe mindre bruk av ordningen med svingskift. Det er fremdeles et høyt forbruk av sovemedisin på innretningene, noe som kan innebære 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.

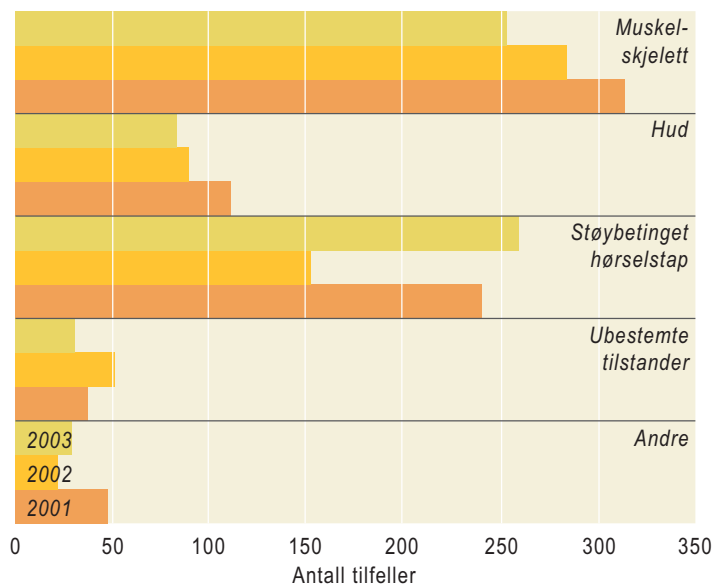
Figur 2.2.3 viser hvordan de rapporterte tilfellene fordeler seg på stillingskategoriene. Vedlikeholdspersonell står fortsatt for den prosentvis største andelen av arbeidsbetinget sykdom. For gruppen boring og brønnoperasjoner er andelen redusert og tilbake til nivået for 2001 etter en betydelig økning i 2002. På tross av denne reduksjonen framstår bore- og brønnpersonell likevel som en utsatt gruppe med hensyn til støybelastning. Innrapporteringen i kategorien hørselstap varierer en del i de ulike årene og vil kunne føre til endringer i fordelingen av arbeidsbetingede sykdommer mellom stillingskategoriene.

2.3 SKADER PÅ BÆRENDE KONSTRUKSJONER OG RØRLEDNINGER

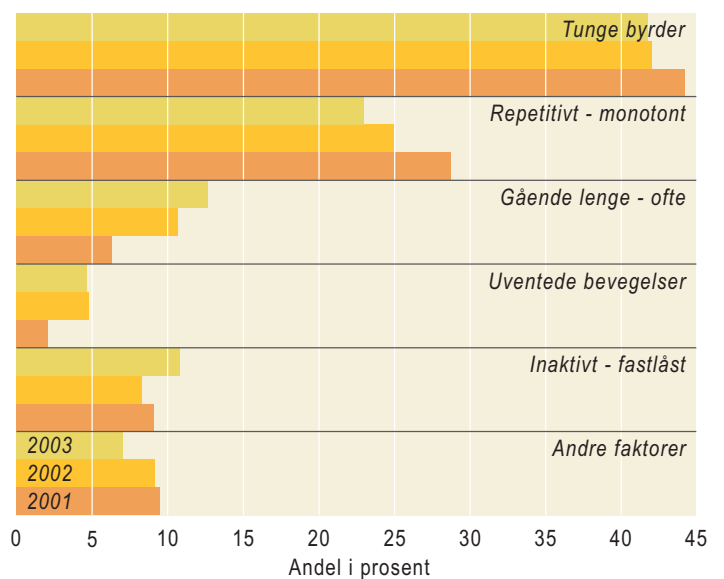
Oljedirektoratet får rapporter om skader på og hendelser i forbindelse med bærende konstruksjoner og rørledningssystemer.

Disse blir samlet i databasen CODAM, som nå inneholder data om nærmere 6000 hendelser. I 2003 ble det innrapportert 29 hendelser knyttet til rørledningssystemer og ni hendelser knyttet til bærende konstruksjoner.

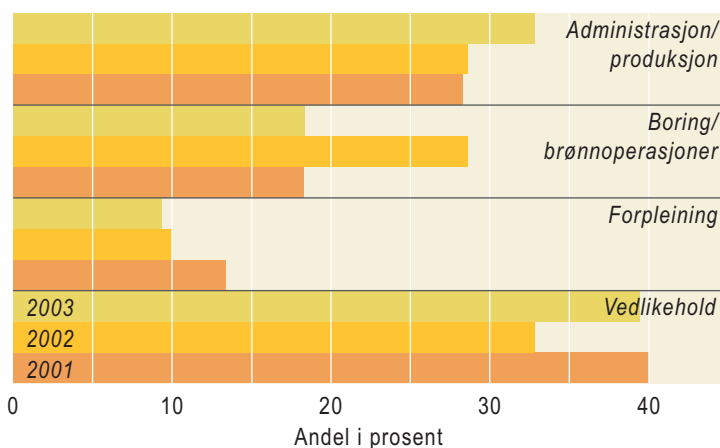
Figur 2.2.1
Diagnosegruppefordeling av arbeidsbetingede sykdommer 2001-2003



Figur 2.2.2
Eksponeringsfaktorer - muskel-skjelettlidelser



Figur 2.2.3
Arbeidsbetingede sykdommer fordelt på stillingskategorier



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

For rørledningssystemer er to av de rapporterte skadene og hendelsene brudd på forankringslinen for gassinjeksjonsstigerør. Disse to hendelsene er klassifisert i kategorien ”stor”. Blant de mindre hendelsene inntraff seks tilfeller av lekkasjer fra rørledninger og undervannsanlegg og tre tilfeller av korrosjon på produksjons- og gassløftstigerør.

For bærende konstruksjoner er det i 2003 rapportert to hendelser og skader klassifisert i kategorien ”stor”. Begge inntraff da et fartøy støtte sammen med to innretninger under en losseoperasjon.

I 2003 ble det rapportert om to sammenstøt mellom fartøy og innretninger. Dette gjelder den samme hendelsen som er nevnt ovenfor.

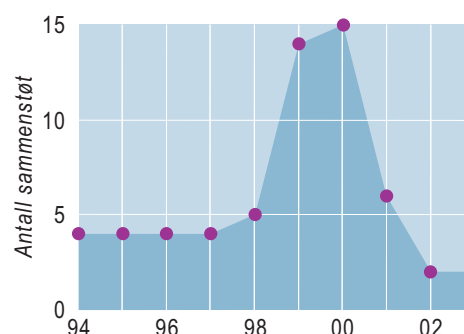
Figur 2.3.1 viser at frekvensen av denne type hendelser i 2003 viser en utflating sammenliknet med tidligere år.

En årsak til at antallet sammenstøt er redusert de siste årene, synes å være økt oppmerksomhet fra Oljedirektoratet og fra industriens side om slike hendelser og tiltak som er truffet for å redusere denne typen risiko.

2.4 HYDROKARBONLEKKASJER OG BRANNER

Antall hydrokarbonlekkasjer større enn 0,1 kg/s har vist forholdsvis store variasjoner de siste tre årene. Antall branner i 2003 er redusert omtrent til nivået i årene 1999 og

Figur 2.3.1
Sammenstøt mellom fartøy og innretning
1994-2003



Helse, miljø og sikkerhet

2001. Variasjonen ligger imidlertid innenfor et statistisk usikkerhetsområde, slik at det ikke kan trekkes sikre konklusjoner om utviklingen på dette grunnlaget.

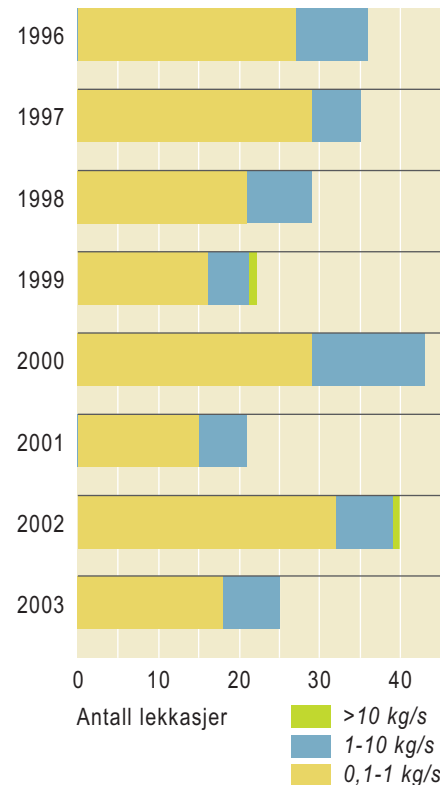
Lekkasjer over 0,1 kg/s klassifiseres som betydelige. Selv de minste av disse lekkasjene - mellom 0,1 og 1 kg/s - vil kunne få alvorlige konsekvenser ved antenne, spesielt i lukkede rom. Som illustrasjon på omfanget av lekkasjene, vil en lekkasjerate på 1 kg/s fylle et rom på størrelse med et middels stort klasserom med eksplosiv gassblanding på mindre enn ett minutt. I åpne områder vil det ta lengre tid eller lekkasjen må være større for at en antenne skal få tilsvarende alvorlige konsekvenser som i lukkede rom.

Årsaksforholdene til lekkasjer fra utstyr, ventiler, koblinger eller brudd kan ofte finnes i uheldig design, uhensiktsmessige innkjøp, samt mangelfullt eller feilaktig vedlikehold.

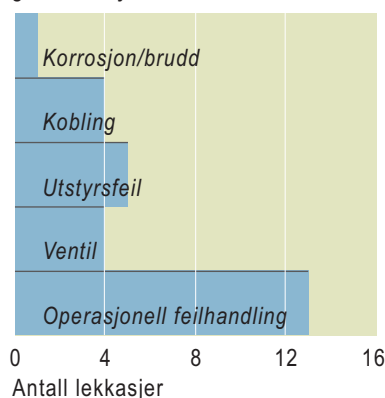
Årsaksforholdene til operasjonell feilhandling, som utgjør den største årsaksgruppen, vil ofte være en kombinasjon av menneskelige, organisatoriske og tekniske forhold. Slike forhold kan avdekkes ved gransking av hendelser. Hensikten med å granske slike hendelser er i første rekke å bidra til å komme fram til effektive tiltak for å hindre gjentakelser.

Branner rapporteres nå kun til Oljedirektoratet (Petroleumstilsynet fra 2004) dersom de etter gitte kriterier er vurdert som kritiske, mens øvrige branner og tilløp forutsettes håndtert i samsvar med selskapenes egne oppfølgingsrutiner. Det fremgår av figur 2.4.3 at antall kritiske branner har vært forholdsvis konstant over en årrekke. Ingen av brannene i 2003 medførte

Figur 2.4.1
Hydrokarbonlekkasjer fordelt på størrelseskategorier 1996-2003

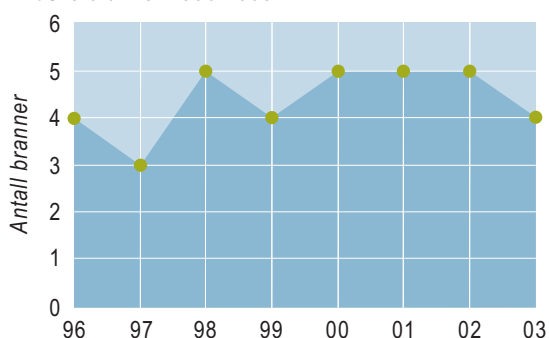


Figur 2.4.2
Hovedtyper av feil som medførte gasslekkasjer i 2003



personskader og alle ble raskt sloknet. Alle brannene startet i roterende utstyr, tre av disse inntraff i prosessområdet og én i en brannpumpe.

Figur 2.4.3
Kritiske branner 1996-2003

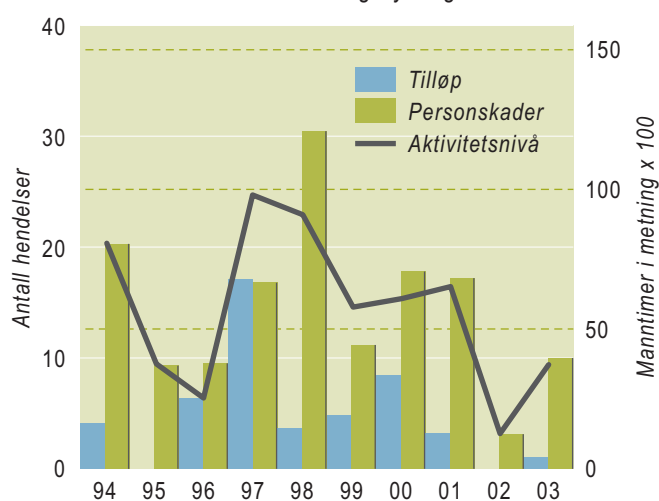


2.5 DYKKEAKTIVITET

I 2003 ble det gjennomført metningsdykking med til sammen ca. 38229 manntimer i metning på norsk kontinentalsokkel og på norske rørledninger på utenlandsk kontinentalsokkel. Det er over tre ganger mer enn året før, da dykkeaktiviteten var på et historisk lavt nivå.

Figur 2.5.1 viser antall uønskede hendelser i forbindelse med dykkeaktiviteter som er rapportert til Oljedirektoratet de siste ti årene. Det framgår at antall personskader i 2003 økte sammenlignet med året før, i samsvar med et økt aktivitetsnivå. Det ble ikke rapportert alvorlige personskader i 2003. De fleste var i form av øreinfeksjoner. Det ble rapportert ett tilløp til ulykke.

Figur 2.5.1
Hendelser i forbindelse med metningsdykking



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 miljøet 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 virksomheten på kontinentalsokkelen. Andre aktiviteter er knyttet til deltagelse i nasjonale og internasjonale fora hvor det ytre miljøet 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 det ytre miljøet.

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 kontinentalsokkelen.

Petroleumsloven krever at petroleumsvirksomheten 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 har Oljedirektoratet ansvar for å følge opp energieffektivisering og sikkerhet på innretninger og anlegg. Dette gjelder også

begrensning av mulige utilsiktede miljøskadelige utslipp.

Tilsyn med aktivitetene

Sikkerhetsbegrepet, slik det anvendes i regelverket for petroleumsvirksomheten, omfatter også sikkerhet mot forurensning. Tilsyn med miljøtiltak og miljørelaterte aktiviteter var en integrert del av Oljedirektoratets tilsynsvirksomhet i 2003. Oljedirektoratet førte videre tilsyn med interne styringssystemer hos operatører og entreprenører for å sikre at virksomheten planlegges og gjennomføres 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 operatørens arbeid med fastsetting av akseptkriterier for miljørisiko, med andre ord den risikoen operatøren selv kan akseptere for sin aktivitet. Oljedirektoratet fører også tilsyn med bruken av utstyr som måler brenselforbruk og mengde gass til brenning og kaldventilering. Innkreving av CO₂-avgiften på kontinentalsokkelen 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 søknader om tildeling av utvinningstillatelser, regionale konsekvensutredninger, PUD, PAD og samtykkesøknader, 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 dermed maksimere verdiskapingen fra virksomheten i et livsløpsperspektiv.

Oljedirektoratet har sammen med Olje- og energidepartementet også i 2003 utarbeidet en publikasjon som gir oversikt over miljøaspektene på norsk kontinentalsokkel: "Miljø 2003. Petroleumssektoren i Norge".

Oljeindustriens Miljøforum er en videreføring av Miljøsoke-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" som har vurdert mulige tiltak som kan bidra til at ulike aktører får tilgang på tilstrekkelige data vedrørende de ulike brukere av havområdene påvirkning av det marine miljø.

Oljedirektoratet deltok i 2003 i arbeidsgruppen for vern av koraller nedsatt av Fiskeridirektoratet. Arbeidsgruppen har gått gjennom dagens regelverk og kommet med forslag til hvordan vern av koraller kan hjemles i lovverk.

Oljedirektoratet har i 2003 bidratt i arbeidet med en utredning for Lofoten – Barentshavet (ULB) som fokuserte på helårig petroleumsvirksomhet i dette området. All virksomhet vil være forankret i målsettingen om null utslipp til sjø, være tilpasset konfliktfri sameksistens med fiskerinæringen og vil benytte den beste tilgjengelige teknologien for å redusere utslipp til luft. I dette arbeidet ble det blant annet laget en rapport som tar for seg hvilken teknologi som kan brukes for å nå utslippsmålene gitt i utredningsprogrammet.

I det internasjonale samarbeidet under Oslo - Pariskonvensjonen (OSPAR) forsøker deltakerlandene blant annet å komme frem 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 en anbefaling om reduserte utslipp av olje i produsert vann innen 2006.

Konsentrasjonen av olje i utslippene skal reduseres til maksimalt 30 mg/l, og medlemslandenes totale utslipp skal reduseres med 15 prosent i forhold til utslippsnivået i 2000. Oljedirektoratet deltar i Miljøverndepartementets rådgivende utvalg for "Marin verneplan". Utvalget la i 2003 frem anbefaling til utforming av den første marine verneplanen for beskyttede marine områder i Norge.

I samarbeid med en rekke aktører har Oljedirektoratet i 2003 fortsatt arbeidet med vurdering av potensialet for bruk av CO₂ til injeksjon i oljefelt for økt utvinning. Oljedirektoratet har kartlagt potensialet for økt oljeutvinning fra CO₂-injeksjon på norsk kontinentalsokkel til 240 – 320 millioner Sm³ olje. Oljedirektoratet følger også opp arbeidet med blandbar gassinjeksjon som foregår i Gullfakstillatelsen, hvor CO₂ er et av alternativene.

Utslipp fra virksomheten på kontinentalsokkelen

De viktigste utslippene til luft fra virksomheten på kontinentalsokkelen er CO₂, nitrogenoksid (NO_x) og flyktige organiske forbindelser (nmVOC og metan). I tillegg kommer utslipp av kjemikalier, olje og andre organiske komponenter til sjø. Oljedirektoratet sammenstiller hvert år historiske utslippsdata og utarbeider utslippsprognoser fra virksomheten med hovedvekt på utslipp til luft og produsert vann. Disse utslippsdataene er et viktig 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 2004.

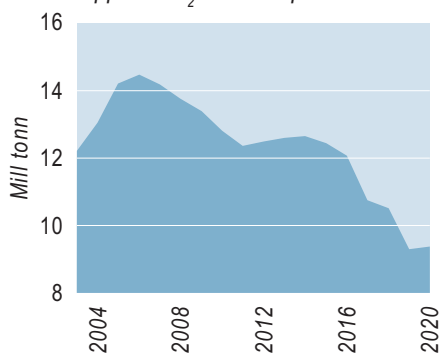
Petroleumssektoren i Norge” på Olje- og energidepartementets nettsted.

Oljedirektoratet har i 2003 samarbeidet med Statens forurensningstilsyn og Oljeindustriens Landsforening om etablering av en felles database for utslipp til sjø og luft fra petroleumsvirksomheten (Environmental Web). Til nå har operatørene rapportert årlige utslipp til Oljedirektoratet, Oljeindustriens Landsforening og Statens forurensningstilsyn. Disse har hver for seg kvalitetssikret og behandlet tallene. Fra og med rapporteringen av 2003-tall skal alle operatører som driver petroleumsvirksomhet på norsk kontinentalsokkel rapportere utslippsdata direkte inn i den felles databasen. Da vil både operatørene selv og myndighetene kunne utføre analyser av de historiske utslippene på en mer fullstendig, konsistent og langt enklere måte enn tidligere.

Utslipp av karbondioksid (CO₂)

Foreløpige tall fra Oljedirektoratet viser at de totale CO₂-utslippene fra kontinentalsokkelen økte svakt fra 2002 til 2003. Prognosen viser økende CO₂-utslipp som følge av forventet økt aktivitet frem til 2006. Figur 3.1.1 viser CO₂-utslipp 2003-2020, historisk og prognose.

Figur 3.1.1
Totalutslipp av CO₂ fra norsk petroleumsvirksomhet



Økte totalutslipp betyr ikke at forbedringer på miljøsidan 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.

Oljedirektoratet avsluttet i 2003 en studie vedrørende fakling. Her ble det gjennomført en vurdering av mulighetene for å oppnå ytterligere utslippsreduksjoner av klimagasser i forbindelse med fakling. Studien konkluderte med at de viktigste tekniske tiltakene i stor grad er gjennomført. For å oppnå ytterligere reduksjoner i fakling må det fokuseres mer på selskapenes drifts-rutiner og driftsregularitet.

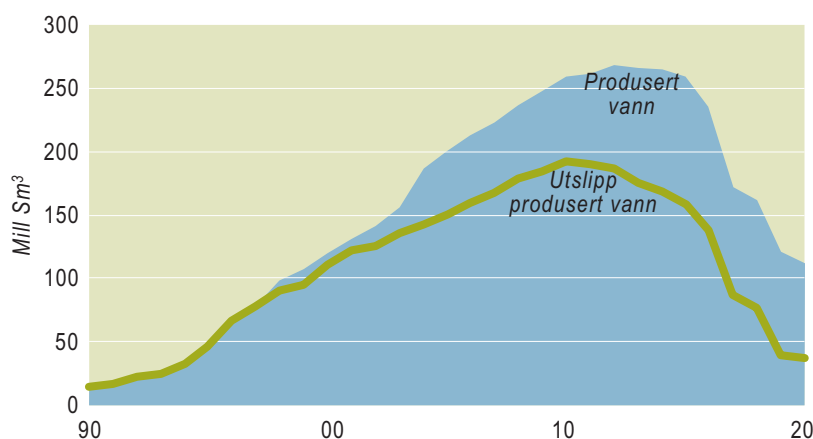
I forbindelse med innføring av EUs IPPC-direktiv (IPPC = Integrated Pollution Prevention and Control) samarbeidet Oljedirektoratet med Statens forurensningstilsyn om status, muligheter og kostnader ved økt energieffektivisering og gjennomføring av utslippsreducerende tiltak vedrørende luftutslipp.

Oljedirektoratet arrangerte i 2003 et seminar for samtlige operatørselskap med felt i drift på norsk kontinentalsokkel, som et ledd i den årlige oppfølgingen for å vurdere CO₂-avgiftens virkning. Seminaret understreket hvor viktig det er at myndighetene og industrien samarbeider, slik at gode ideer og tekniske tiltak kan utredes og gjennomføres.

Arbeidet med nitrogenoksider (NO_x)

I driftsfasen er utslipp av NO_x foreløpig ikke regulert på kontinentalsokkelen

Figur 3.2.1
Historisk og prognosert vannproduksjon og utslipp



utover eventuelle vilkår i forbindelse med behandlingen av PUD. I 1999 underskrev Norge den internasjonale protokollen, Gøteborgprotokollen, som blant annet setter krav om reduksjon av nasjonale NO_x -utslipp tilsvarende 29 prosent reduksjon i 2010 sammenliknet med 1990-nivået. Dette bør gjøres så kostnadseffektivt så mulig. Oljedirektoratet har sett på muligheter for å oppfylle kravet og gitt råd til Olje- og energidepartementet.

Produsert vann

Foreløpige tall viser at vannproduksjonen på norsk kontinentalsokkel i 2003 var ti prosent høyere enn året før, mens utslippene av produsert vann økte med åtte prosent. Figur 3.2.1 viser at vannproduksjonen når en topp i 2012, men en stadig større andel av det produserte vannet blir reinjisert.

Flere av de største feltene har nå kommet i en så moden fase at det produseres mer vann per enhet olje og gass fra brønnene enn tidligere. Dette bidrar til økte volum av produsert vann og dermed økte utslipp av olje og andre komponenter som er løst i vannet.

Det har i 2003 vært en positiv utvikling i bruk av bedre rensemetoder for produsert vann som slippes ut til sjø. Direktoratet har samarbeidet med Statens forurensningstilsyn, Havforskningsinstituttet og industrien om gjennomføring av nullutslippsfilosofien. Nullutslippsmålet innebærer at det som hovedregel ikke skal slippes ut miljøfarlige stoffer. Målet om nullutslipp gjelder umiddelbart for nye utbygginger, og skal nås innen utgangen av 2005 for eksisterende felt. Selskapenes innrapportering i 2003 viser at store miljøforbedringer allerede er oppnådd, og utslippsprognosen for 2006 er lovende. Teknologiutvikling er viktig for å oppnå målsettingen, og det vil kreves feltspesifikke løsninger som ivaretar hensynet til miljø, ressurser, sikkerhet og kostnader.

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. NOK 20 millioner.

Prosjekter

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 treårs periode. Gode erfaringer førte til at FORCE ble videreført i fase 2 og 3 (fase 3 fra 2002 til 2004). I 2003 hadde FORCE 18 medlemmer samt Norges forskningsråd som observatør. I fase 3 ligger formannsvervet hos BP mens sekretariatet ligger fast i Oljedirektoratet.

En av hovedmålsettingene til FORCE er å bidra til å øke oljeutvinningen på norsk kontinentalsokkel. Potensialet for økt oljeutvinning er stort og til dels tidskritisk. Forumet er også en viktig arena for samarbeid om problemstillinger i forbindelse med ny teknologi tilknyttet letefasen som kan ha betydning for norsk kontinentalsokkel. Aktørene i FORCE diskuterer og initierer forskning, utvikling og demonstrasjon av metoder og verktøy som bidrar til fremtidig økt oljeutvinning og forbedret leteteknologi.

FORCE-medlemmene har i sine respektive organisasjoner en bred kompetanse og erfaring som gir en unik mulighet for å løse problemer i fellesskap eller initiere samarbeidsprosjekter med eksterne leverandører. Rollen til FORCE er å legge til rette for at selskapene kan diskutere viktige problemstillinger med hverandre, med myndighetene og med representanter fra forskningsinstitusjoner og leverandørindustrien.

Forumet bidrar som initiativtaker, pådriver og formidler av prosjektforslag innenfor næringen. I 2002 og 2003 har FORCE hatt økt fokus på initiering av prosjekter. Det er etablert faste arenaer mellom universi-

tetsmiljøene, forskningsinstitusjonene og oljeselskapene. "Fresco"-komiteen har et overordnet ansvar for å være pådriver i forbindelse med initiering og gjennomføring av prosjekter. Etter et initiativ fra seismikkomiteen ble det igangsatt et samarbeidsprosjekt for økt bruk av seismiske "prestack-data". Det har også vært arbeidet mye med å sette i gang et større geologiprojekt innenfor leting.

Det har vært en del justeringer av organisasjonsstrukturen FORCE har nå tekniske komiteer innenfor følgende områder:

- Recovery Processes
- Advanced Wells
- Seismic Methods
- Sedimentology and Stratigraphy
- Visualisation
- Reservoir Characterization
- Structural Geology

I styremøtet i september 2002 ble det vedtatt at FORCE skulle markedsføres aktivt på ulike aktuelle arenaer. I 2003 var FORCE representert på EAGE (Stavanger Forum), OG21 Forum (Kjeller) og Petroforsk (Stavanger Forum).

Arrangering av seminarer og arbeidsmøter innenfor forumets kjerneområder er en viktig del av erfaringsoverføringen mellom medlemmene, forskningsinstitusjonene og industrien. Følgende seminarer og arbeidsmøter er arrangert i 2003:

- Lysing & Lange Formation Workshop
- "Non-reservoir Mudstones, Opportunities and Challenges for improved Exploration and Development Success"
- "Future Directions in Cooperative Petroleum Research"

- “Structural Geomodelling Workflow Workshop”
- Deepwater Seismic Challenges
- Modelling, Stratigraphy and Sedimentology of Turbidites - Seminar in the Ainsa Basin

Totalt har 3544 personer deltatt på FORCE-seminarer og -arbeidsmøter siden 1995. Av disse deltok 574 i 2003. 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 med 13 oljeselskaper og Oljedirektoratet som medlemmer. Olje- og energidepartementet og Oljeindustriens Landsforening er observatører i forumet. Forumet har vært organisert med et styre bestående av representanter fra alle medlemmene. Formannsvervet innehas av Oljedirektoratet. Sekretariatet ligger i Oljedirektoratet.

I forbindelse med nasjonalbudsjetttrapperingen i 2003 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 myndighetene 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. I 2003 ble fase tre av prosjektet gjennomført. Det ble utviklet et tredagers kurs på ledelsesnivå med fokus på beslutninger under usikkerhet. To kurs har vært gjennomført med 27 deltakere fra fem oljeselskaper i tillegg til Oljedirektoratet. Det ble også arrangert et femdagers kurs med 15 deltakere.

FUN arrangerte to seminar i 2003, “Uncertainty in Production Forecasting - Capture P10 and Avoid P90” og “Stock Market influence on Decision Making”. 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 og utføres analyser med høy kvalitet. 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 kontinentalsokkel. 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 nasjonalbudsjetttrapportering. 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.

DISKOS

Diskos-prosjektet startet som et samarbeid mellom Saga Petroleum, Norsk Hydro, Statoil og Oljedirektoratet i 1993 om utvikling og drift av et felles nasjonalt datalager for petroleumstekniske data (Diskos-databasen). Prosjektet omfatter nå 15 oljeselskaper og Oljedirektoratet der alle er knyttet sammen i et høyhastighets elektronisk nettverk. Databasen inneholder det meste av prosessert 2D og 3D seismikk fra den norske kontinentalsokkelen, i tillegg til alle navigasjons- og hastighetsdata. Diskosdatabasen inneholder også kvalitetskontrollerte brønn- og produksjonsdata fra norsk kontinentalsokkel. Databasen har funksjonalitet til å gjennomføre databytte mellom oljeselskapene. Databytte administreres av Oljeindustriens Landsforening.

Datatilgjengeligheten reguleres gjennom de regler og avtaler for bruksrett som er inngått mellom partene eller som er nedfelt i petroleumsløven. Et omfattende rettighets-system i Diskos-databasen hindrer ikke- autoriserte sluttbrukere adgang til fortrolige data. Programvaren PetroBank brukes til forvaltning av data i Diskos-databasen.

I 2003 avsluttet man et større prosjekt for å laste inn mesteparten av historiske brønndata fra norsk kontinentalsokkel i databasen. Målet er å få til en komplett samling av alle brønndata fra norsk kontinentalsokkel og nye prosjekter planlegges for å laste resterende datasett.

I 2002 ble kontrakten for drift av Diskos-databasen tildelt Schlumberger Infodata Norge AS – SINAS, og hovedfokus i 2003 var på overføring av data og operasjoner fra den tidligere driftsoperatøren, Petrodata, til SINAS. Det var et viktig mål at databasen skulle være tilgjengelig for alle brukere fra 1.1.2004. Programvaren PetroBank blir fortsatt brukt. I det nye kontraktsregimet er det gjort forbedringer i forretningsmodellen som blant annet vil gi større incentiver til å laste mer data for å få til en mer effektiv tjeneste for myndighetene og oljeindustrien. Det tas sikte på å gi adgang til flere brukergrupper som for eksempel serviceselskaper og universiteter.

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.

Samarbeidet i Diskos-gruppen ledes av Oljedirektoratet. Kostnadene for utvikling og drift deles mellom brukerne av systemet.

Oljedirektoratet ser på DISKOS som et viktig redskap for å bedre tilgjengeligheten til data for både de etablerte oljeselskapene og til potensielle ”nykommere” på norsk kontinentalsokkel.

Deltakelse i forsknings- og teknologiutviklingsprogram

PROOF

Bakgrunnen for programmet er behovet for økt kunnskap om eventuelle langtidseffekter av utslipp fra petroleumsvirksomheten. Slik kunnskap er nødvendig for at myndighetene skal kunne styre utviklingen i virksomheten og samordne utnyttelsen av olje- og gassressursene med andre brukere av havet. Programmet ble startet høsten 2002 og har en planlagt varighet på seks år. Årlig budsjett er planlagt til om lag NOK 20 millioner.

Følgende forskningsbehov vil være prioritert: effekter i vannsøylen av produsert vann, akutte utslipp av borevæsker, kobling mellom forskning og overvåking, spesielle forskningsoppgaver i arktiske områder, pågående utslipp fra borekaks, og langtidseffekter av akutte utslipp i kyst- og strandsoner. Oljedirektoratet er representert i programstyret

Olje- og gassprogrammet (OG)

Programmets overordnede mål er å bidra til verdiskaping gjennom forskning og teknologiutvikling (FoU).

Petroleumssektoren er den næringen i Norge med størst verdiskapingspotensial og vil stå for 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. Petroleumsindustrien er høyteknologisk og har et stort behov for tilførsel av nøkkelkompetanse.

Programmets målgruppe er bedrifter og kunnskaps-/kompetansmiljøer som har planer om aktiv medvirkning i FoU-aktivitet som vil fremme produktivitet og innovasjonsevne i norsk petroleumsindustri.

Dette vil være:

- Oljeselskaper (oppstrøms virksomhet og naturgassanvendelse)
- Leverandørindustri (utstyrsleverandører og leverandører av programvare og systemer)
- Forskningsinstitusjoner og universiteter/høyskoler

Oljedirektoratet er representert i programstyret.

DEMO 2000

DEMO-programmet ble igangsatt i 1999 og har som mål å bidra til at ny offshorerettet teknologi blir testet og kvalifisert til bruk. Offentlige midler gis over Olje- og energidepartementets budsjett og har i tillegg utløst en vesentlig industriell innsats. Programmet er tilknyttet Norges forskningsråd, og det ivaretar delområder innenfor OG21 sin strategi (Olje- og energidepartementet etablerte i 2000 OG21 - Olje og Gass i det 21. århundre). Hovedfokus har vært på teknologiske løsninger for nye utfordrende utbygginger på havbunnen, på dypt vann og med transportløsninger direkte til land. Frem til utgangen av 2003 er det igangsatt om lag 80 prosjekter. Oljedirektoratet deltar som observatør i styringskomiteen for DEMO 2000.

PetroForsk

Oljedirektoratet er representert i programstyret til forskningsprogrammet "Grunnleggende petroleumsforskning" (PetroForsk) til Norges forskningsråd. Programmet er en del av den

langsiktige innsatsen som må til for å bidra til at norske olje- og gassressurser utnyttes på en optimal måte. I alt 23 doktorgrader og 13 post.doc stipender er bevilget per 31.12.2003. PetroForsk startet i 1998 og skal avsluttes sommeren 2004. Arbeidet videreføres som en del av det nye programmet PETROMAKS.

PetroForsks faglige mål er:

- Utvikling av måle- og tolkningsmetoder for bedre kvantifisering av geologiske og reservoartekniske parametere.
- Utvikling av modelleringsverktøy som kan gi opphav til nye borbare prospekter på norsk kontinentalsokkel og en bedret prosessforståelse.
- Forbedring av grunnlag og videreutvikling av metodikk for bedre prediksjon og monitorering av utvinningsprosesser.

Coordinated Offshore Research and Development (CORD)

Oljedirektoratet har observatørstatus i styret til CORD. I den forbindelse gis følgende status på det industrisamarbeidet som CORD representerer som en arena for felles innsats innenfor drift og vedlikehold av offshore petroleumsinnretninger.

Styret i CORD har i 2003 søkt en koordinering av aktivitetene mot arbeidet i OG21. Dette har medført at styret i OG21 sommeren 2003 tok opp "Drift og Vedlikehold" som et midlertidig 10. Technology Target Area (TTA). Det arbeides med et strateginotat. Basert på dette vil styret i OG21 vurdere hvorvidt "Drift og vedlikehold" skal få permanent status som TTA i OG21.

CORDs visjon er å bidra til økt konkurransekraft for olje- og gassrelatert virksomhet i Norge ved å utvikle og utnytte norsk FoU innenfor drift og vedlikehold. Styret i

CORD ga våren 2001 tre prosjektutviklingsgrupper i oppdrag å utarbeide prosjektforslag innenfor områdene:

- Teknisk Tilstand
- Fjerndrift av offshore & subsea-installasjoner
- Miljø: utslipp til luft og vann

Prosjektforslagene ble presentert i forbindelse med budsjettprosessene i oljeselskapene og i forbindelse med nasjonal offshore FoU-strategi. Det ble besluttet å starte opp tre prosjekter, og det gis her en kort presentasjon av disse:

Optimal drift og styring av offshore innretninger

Prosjektets hovedformål er å få frem konkrete endringsforslag som kan bidra til å oppnå en mer optimal drift og styring av offshore innretninger enn i dag. Potensielle virkemidler kan være fjernstyring og balansert bruk av fjernoperasjoner innenfor produksjon, vedlikehold og modifisering. Med balansert bruk menes her å finne det optimale forholdet mellom arbeidsoppgaver som utføres på land og til havs på de enkelte innretningene. Man kan også se for seg andre mulige virkemidler som ikke nødvendigvis omfatter innføring av verken fjernstyring eller fjerndrift, for eksempel innføring av ny teknologi kombinert med endringer av nåværende arbeidsprosesser på land og til havs, slik at de blir sikrere og mer effektive.

Teknisk tilstand

Prosjektet skal finne konkrete løsninger på noen av oljeselskapenes prioriterte problemområder innenfor områdene offshore drift og vedlikehold og oppfølgingen av utstyr og anleggs tekniske tilstand. Videre å utvikle generelle metoder, retningslinjer og "kokebøker" som kan brukes på lignende problemstillinger for andre utstyrsenheter

enn de som det er jobbet med i prosjektet. Utveksling av felles erfaringer og kunnskap knyttet til drift og vedlikehold mellom deltagende oljeselskap og mellom oljeselskap, FoU-institusjoner, industri og leverandører skal stå sentralt.

Prosjektet skal sørge for gode løsninger ved at disse blir utviklet gjennom casestudier i nært samarbeid mellom oljeselskap, industri, leverandører og forskningsinstitusjoner. Generisk informasjon skal samles, struktureres og gjøres tilgjengelig for alle deltagere i prosjektet.

Oppfølging av sikkerhetskritisk utstyr, inklusiv ventiler

Det konkrete målet med dette prosjektet er å utarbeide metoder for å følge opp sikkerhetskritisk utstyr generelt og ha spesiell fokus på ventiler. Dette innebærer vurdering av hvilket utstyr som er sikkerhetskritisk, hvordan man definerer akseptkriterier for utstyret og hvordan disse kan følges opp. For sikkerhetskritiske ventiler skal man se på metoder som kan gi et bedre bilde på ventilens tilstand og gjenværende levetid enn det man har i dag.

Prosjektene startet opp i 2002 og er planlagt avsluttet i løpet av 2004.

ANDRE PROSJEKTER

Oljedirektoratets kartlegging av norsk kontinentalsokkels yttergrense

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 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 2003 ble det i denne sammenheng gjennomført innsamling og prosessering av seismiske data utenfor Dronning Mauds Land. Det ble samlet inn 2440 km refleksjonsseismiske data og refraksjonsseismikk fra ni sonarbøyer.

Kalkforskning

Joint Chalk Research (JCR) fase 6 ble besluttet startet opp sent på året. Dette er en fortsettelse av samarbeidet mellom rettighetshavere og myndigheter, primært på norsk og dansk kontinentalsokkel, som har pågått i faser siden 1980. De deltakende selskaper er: ConocoPhillips, BP, Amerada Hess, Shell, Total, Norsk Hydro, DONG og Petro-Canada. I tillegg deltar Oljedirektoratet og den danske Energistyrelsen.

Kompetanseutvikling på HMS-området

Oljedirektoratet fikk i 2003 en tilleggsbevilgning på NOK fem millioner til intern kompetansebygging på HMS-området. Disse midlene inngår i en flerårig satsing på kompetansebygging som startet i 2002 med en bevilgning på NOK syv millioner. 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 2003 ble det igangsatt 44 prosjekter, hvorav 28 var videreført fra 2002. De øvrige er nye prosjekter som vil gå over flere år. Prosjektene kan i hovedsak inndeles i tre hovedområder:

Prosjekter

DEL 3

- Teknologiske problemstillinger
- Tilsynsmetoder
- Regelverksutvikling

Det er lagt til grunn at føringer i St. meld. nr. 7 (2001-2002) Om helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten skal vektlegges i prioritering av tiltakene. 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 2003 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 et flerårig perspektiv. Av de 44 prosjektene som er gjennomført i 2003, er de fleste innenfor hovedområdet teknologiske problemstillinger.

Petropol (1996-2005)

Petropol er et samfunnsfaglig forskningsprogram under Norges Forskningsråd. Oljedirektoratet er representert i programstyret. Petropol viderefører den betydelige forskningsinnsatsen som er gjort gjennom Petro-programmet. Målsettingen er å styrke kompetanse og ytterligere heve kvaliteten på det norske miljøet innenfor samfunnsfaglig petroleumsforskning, til nytte for offentlige myndigheter og aktørene i petroleumsnæringen.

”Internasjonalisering og omstilling – nye utfordringer for norsk petroleumsvirksomhet og for det norske samfunnet” er fokus for programmet. Prosjektene som støttes finnes innenfor fire problemområder:

- Aktørenes strategier og deres implikasjoner
- Energimarkeder under utforming
- Nye petroleumspvinser: etisk-normative og mellomkulturelle utfordringer
- Petroleumssektoren som menneskelig kapital: kilde til ny verdiskaping?

Ytterligere informasjon og fullstendig prosjektliste finnes på www.forskningsradet.no

Internasjonalt samarbeid

SAMARBEID MED NORAD

Oljedirektoratets bistandsarbeid i 2003, som ble finansiert av NORAD, omfattet ca. syv årsverk. Ett årsverk er eksternt rekruttert, ellers ble arbeidet fordelt på ca. 40 medarbeidere som fikk verdifull arbeidserfaring både faglig sett og i forhold til interkulturell eksponering.

I tillegg er det benyttet assistanse fra en rekke firmaer, i hovedsak norske. Hoveddelen av bistandsarbeidet har vært rettet mot følgende samarbeidsland: Angola, Nigeria, Mosambik, Bangladesh og Vietnam. Oljedirektoratet har også hatt et betydelig samarbeid med Coordinating Committee for Coastal and Offshore Geoscience Programmes in East and South-East Asia (CCOP). I 2003 kom arbeidet i gang med to nye prosjekter, i Nigeria og i Øst Timor og prosjektet på Filippinene ble avsluttet.

For de fleste prosjekter er det inngått en institusjonell samarbeidsavtale med søsterorganisasjoner 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 Sri Lanka om havrettspørsmål.

Angola (Ministry of Petroleum - MINPET)

Dette er et samarbeidsprogram over tre år som ble startet høsten 2000. En rådgiver fra Oljedirektoratet har bistått MINPET i deres arbeid og har assistert ved gjennomføringen av programmet. Hovedaktiviteten har vært rettet mot assistanse til utvikling av regelverk innenfor HMS-området, innenfor ressursforvaltning og innenfor nedstrøms aktiviteter for olje- og gasssektoren. Det ble i 2002 foretatt en omfattende studie av fremtidig behov for arbeidskraft i petroleumssektoren. 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. Et ”train the trainers”-program blir for tiden finansiert av Intsok og sluttfinansieringen blir sannsynligvis tatt over Oljedirektoratet/MINPET programmet. Lærerne skal tilknyttes Petroleumsinstituttet i Sumbe som åpner en ny utdanning av operatører av undervannsutstyr for petroleumssektoren.

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. Nye eiere av lisensen undersøker nå muligheten for å utnytte gassen til lokal kraftproduksjon. Samarbeidsprogrammet er i en avslutningsfase.

Sør-Afrika (Department of Mineral Resources and Energy - DME) Fase 2.

Organisering av oppstrøms olje- og gass-

Internasjonalt samarbeid

DEL 3

virksomhet og etablering av rammebe- tingelser 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.

I løpet av 2003 kom den 860 km lange gass- rørledningen til feltene Temane og Pande i Mosambik på plass og oppstart planleg- ges omkring 1.2.2004. Gassprosjektet vil gi betydelige vekstimpulser i både Sør Afrika og i Mosambik. I Sør Afrika vil gassen i hovedsak gå til produksjon av flytende driv- stoff og til annen petrokjemisk virksomhet. Den NORAD finansierte assistansen til Sør Afrika og Mosambik har vært en viktig for- utsetning for realisering av dette prosjektet. For tiden er fokus rettet mot organiseringen av den statlige styringen av petroleumsvirk- somheten, opplæring og videre deregulering av petroleumssektoren.

Mosambik (National Directorate for Coal and Hydrocarbons - NDCH)

NDCH har fått støtte til å følge opp utbyg- gingen av de to stor gassfeltene Pande og Temane med tilhørende transportsystem for gass til Secunda i Sør Afrika (ca. 865 kilo- meter). Prosjektet, som har en total bud- sjettramme på ca. 1,3 milliarder dollar, plan- legges å starte i februar 2004. Den planlagte gassproduksjonen de neste 25 år forventes å gi Mosambik og Sør Afrika samlede skat- teinntekter i størrelsesorden 5 milliarder dollar. I tillegg planlegges gassdistribusjon i Mosambik som vil gi positive økonomiske ringvirkninger for landet.

Oljedirektoratet har fulgt opp assistansen til NDCH vedrørende HMS-tilsyn av pro- sjektet. I 2003 ble det planlagt og gjennom- ført tilsyn med boringen av utvinnings- og letebrønner. Det nasjonale dataarkiv for petroleumssektoren er i full drift og fokus

er rettet mot opplæring. Dette senteret assisterer nå TPDC i Tanzania med å sikre deres petroleumsdata.

Betydelige midler brukes til videre universi- tetsutdanning i utlandet for NDCH ansatte i tillegg til praktisk opplæring i ressursplan- legging og tilsynsvirksomhet. Programmet er besluttet videreført for fire nye år. Oljedirektoratet hadde frem til september 2003 en rådgiver utstasjonert i Maputo.

Oljedirektoratet har også assistert Empresa Nacional de Hidrocarbonetos (ENH), som er det nasjonale statsoljeselskapet, ved å skaffe konsulentstøtte til oppfølging av deres eierinteresser i det store naturgasspro- sjektet og til utvikling av selskapet, inklusive datterselskapet.

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 prosjek- tet er rettet mot oppbygging av kompetanse innenfor ressurskartlegging, ressursevalu- ering, dataforvaltning og markedsvurde- ring av mulighetene for gasseksport fra Bangladesh.

Vietnam

Oljedirektoratet har inngått en ny avtale med Petrovietnam om fortsatt bistand ved- rørende utvikling av sikkerhetsregelverk og opplæring innenfor sikkerhetsforvaltning. Statens forurensningstilsyn samarbeider med Oljedirektoratet og skal videreføre sitt miljøprosjekt sammen med Petrovietnam. Prosjektet har i inneværende år vært foku-

sert på regelverkstyrking av sikkerhetsstyringen i 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. I 2003 har fokus vært rettet mot metodeutvikling, regelverk for datarapportering og etablering av egnede dataverktøy.

Nicaragua (Instituto Nicaraguense de Energia - INE)

Prosjektet videreføres på lavt nivå og assistansen var rettet mot forhandlingsstøtte i forbindelse med den første utlysingsrunden som nå er gjennomført. I samarbeid med Petrad er det også gjennomført et seminar for å informere på regionnivå om den planlagte petroleumsvirksomheten. De første tildelinger forventes i 2004.

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.

Øst Timor

Oljedirektoratet samarbeider med myndighetene på Øst Timor med å styrke kompetansen innenfor petroleumsforsvaltning. Programmet startet opp våren 2003. Det er ansatt en lokal og en norsk rådgiver for prosjektet. Det ble påbegynt en analyse av

fremtidig kompetansebehov som grunnlag for de opplæringsiltak som skal gjennomføres. Oljedirektoratet samarbeider i dette prosjektet også med tre norske FN-rådgivere som arbeider innenfor petroleumssadministrasjonen.

Nigeria

Samarbeidet med Nigeria innenfor petroleumssektoren 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 finansieres av NORAD.

DPR er opptatt av ressursforvaltning og sikkerhet, 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, system for oppfølging av pågående utbygging og driftsaktivitet samt informasjonsflyt og dataforvaltning.

I løpet av januar 2003 ble det gjennomført et planleggingsmøte i Nigeria hvor det ble utarbeidet et oppdatert samarbeidsprogram som, sammen med oppdatert søknad om finansiell støtte, ble oversendt NORAD i februar 2003. Med bakgrunn i denne søknaden ble det våren 2003 arrangert et fire ukers kurs i petroleumssadministrasjon som Petrad var ansvarlig for. Senere på høsten ble to medarbeidere fra DPR involvert i et opplæringsprogram innenfor sikkerhet og miljø som ble arrangert i Norge, samt at en rekke representanter fra DPR deltok i et kurs i måleteknikk som ble arrangert i Nigeria.

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 2003 bidro Oljedirektoratet ved gjennomføringen av to kurs i utlandet som Petrad var ansvarlig for. I tillegg bidro Oljedirektoratets medarbeidere med foredrag under flere møter og kurs som Petrad arrangerte i Stavanger. Av spesiell betydning i denne sammenheng er Petrads årlige åtteukers kurs som ble gjennomført i Oljedirektoratets lokaler i tiden 25.8 – 16.10.2003. I denne forbindelse ble det arrangert en egen "Oljedirektoratets dag". 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 i problemstillingene en står ovenfor i forvaltningen av petroleumsressursene. 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 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, leteteknologiske og dataforvaltningsmessige problemstillinger, samt utfordringer som de ulike land står ovenfor for å finne nye olje- og gassressurser på en effektiv måte. Arrangementsansvaret går på omgang mellom de forskjellige landene.

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
Oljedirektoratet er involvert i samarbeid

med Russland. Det norsk - russiske energisamarbeidet har pågått siden 1992 og Oljedirektoratets involvering startet i 1994. Hensikten har vært å bidra med norsk kompetanse knyttet til forvaltning av petroleumsressurser. Gjennom en rekke seminarer og sammenkomster har flere sider av petroleumsforvaltningen blitt belyst og diskutert. Totalt er det blitt arrangert og gjennomført ca. 40 arbeidsmøter og seminarer. Gjennom dette samarbeidet er det opprettet gode relasjoner med sentrale føderale myndigheter, myndigheter i en rekke regioner, så vel som med en rekke russiske forskningsinstitutt og universiteter.

Samarbeidet de første årene var i sterk grad knyttet til Norsk - Russisk Forum for Energi og Miljø, hvor Ministry of Energy var den naturlige samarbeidspartner. I de senere år har samarbeidet blitt nærmere knyttet til Ministry of Natural Resources og de forvaltningsområdene de er ansvarlige for, spesielt etter at samarbeidsavtalen med dette ministeriet ble undertegnet i 2002.

I løpet av 2003 ble det i fellesskap gjennomført en større konferanse om økt utvinning, ett seminar og to arbeidsmøter relatert til forvaltning av petroleumsressurser.

Basert på resultatene fra disse sammenkomstene foreligger det nå planer for videre samarbeid hvor det er stor interesse for engasjement fra både norsk og russisk side.

Forskningssamarbeid om økt oljeutvinning i regi av det internasjonale energi-byrået (IEA)

Norge har siden 1979 deltatt i IEAs samarbeid om stimulert oljeutvinning (EOR). For tiden er 12 land med i samarbeidet, deriblant Canada, Russland, USA og Venezuela. Samarbeidet består i det vesentlige av en forpliktelse til et visst forskningsomfang

på bestemte områder, og i utveksling av resultater. Fra norsk side er forskningsmiljøene i Bergen og Stavanger aktive deltakere. Det årlige møtet ble i 2003 holdt i Regina, Canada. I tillegg til gjennomgang av samarbeidsprosjektene ble det også arrangert et symposium med injeksjon av CO₂ som tema. Oljedirektoratet ivaretar norsk representasjon i styringskomiteen, og den norske representanten ble i 2003 også valgt til leder av denne komiteen.

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 tilfredsstiller 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 2003 har vært International Regulators Forum (IRF) og North Sea Offshore Authorities Forum (NSOAF).

Internasjonalt samarbeid

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 med videre.

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, New Zealand, Brasil, Storbritannia og USA i samarbeidet.

North Sea Offshore Authorities Forum (NSOAF)

På forvaltningsområdet helse, miljø og sikkerhet deltar Oljedirektoratet i 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 boreinnretninger på de forskjellige deltakerlandenes sokler. Etter dette er det gjennomført ytterligere tre felles revisjoner, den siste i 2003. De samlede erfaringene fra revisjonene 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 samarbeidet i NSOAF-sammenheng for å samordne og harmonisere viktige HMS-relaterede forhold i nordsjøbassenget.

Arbeidsgruppen samarbeider også med den internasjonale boreentreprenørorganisasjonen IADC. En viktig milepæl i dette samarbeidet ble nådd i 2003, da IADC lanserte ”North West European HSE Case Guidelines”, som er retningslinjer for søknad om bruk av flyttbare boreinnretninger i de fem Nordsjølandene som deltar i NSOAFs arbeidsgruppe. Retningslinjene beskriver hvilke krav som er felles for alle landene, og omtaler de forskjellige landenes særlige krav i egne vedlegg. Myndighetene forventer at bruken av retningslinjene vil forenkle arbeidet i forbindelse med søknadsdokumentasjon og verifikasjon både for myndighetene og for næringen når innretningen skal flyttes over kontinentalsokkelgrensene.

Den andre arbeidsgruppen, som har dansk formann, arbeider for å oppnå gjensidig aksept for kravene til sikkerhetsopplæring innenfor nordsjølandene. Det er oppnådd enighet mellom medlemslandene om hvilke elementer i opplæringsprogrammene som er gjensidig akseptable, og på hvilke områder det foreligger forskjellige krav. Dette gjelder både grunnleggende sikkerhets- og beredskapsopplæring og forskjellige typer spesialopplæring. Dette arbeidet legges til grunn for videre forenkling av opplæringskravene og av ordningene for gjensidig aksept av opplæringsmoduler på tvers av kontinentalsokkelgrensene.

Samarbeid med russiske tilsynsmyndigheter – ”Borisprosjektet”

Samarbeidet med det russiske tilsynsorganet Gosgortekhnadzor (GGTN) fortsatte i 2003. De russiske myndighetene ønsker å bygge opp sin kompetanse innenfor 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 kontinentalsokkel.

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:

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

Delegeringer på området helse, miljø og sikkerhet:

- a) Petroleumsloven,
lov 29. november 1996 nr. 72
Herunder:
Rammeforskriften, kgl.res. 31.8.2001
- b) Arbeidsmiljøloven,
lov 4. februar 1977 nr. 4
Herunder:
Arbeidsmiljøforskriften,
kgl. res. 27. november 1992
Enkelte fellesforskrifter for land og til havs gitt med hjemmel i arbeidsmiljøloven
- c) Røykeloven, lov 9. mars 1973 nr. 14

- d) 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 2003:

- Arbeide med 18. konsesjonsrunde.
- Arbeide med tildeling i forhåndsdefinerte områder i Nordsjøen.
- Videreutvikle det konsesjonspolitiske rammeverket.
- Synliggjøre potensialet for økt verdiskaping fra norsk kontinentalsokkel, identifisere tiltak som er nødvendige for å realisere potensialet og være pådriver for å få det realisert.
- Foreta vurderinger knyttet til transport og utvinning av petroleum i avgrensede områder der verdiskapingen kan økes ved å se ulike utvinningstillatelser i sammenheng.
- Arbeide aktivt for implementering av teknologi og utvinningsmetoder som kan bidra til økt verdiskaping.
- Identifisere eventuelle barrierer som hindrer god ressursforvaltning i halefasen og gi anbefalinger om hvordan slike barrierer kan brytes.
- Bidra til ressursoptimale løsninger innenfor utvikling av nye felt.
- Prioritere de viktigste nye feltene, som for eksempel Ormen Lange. Feltoppfølgingen skal ses i sam-

- menheng med arbeidet med område-optimalisering.
- Kartlegge ressurser knyttet til forekomster der det ikke er planlagt aktivitet og vurdere hva som kan gjøres for å øke denne.
 - Bistå Olje- og energidepartementet i videreutviklingen av gassforvaltnings-systemet, herunder lage ressurs- og transportanalyser.
 - Foreta samfunnsøkonomiske vurderinger i forbindelse med myndighetsbehandling av PUD/PAD og avslutningsplaner.
 - Videreføre arbeidet med å identifisere teknologiutfordringer i de ulike fasene.
 - Vurdere miljøkrav innenfor Oljedirektoratets ansvarsområde og sikre høy faglig integritet.
 - Videreføre arbeidet med å minimere utslipp som belaster ytre miljø og påse at industrien legger til rette for og bidrar til at nasjonale mål og internasjonale forpliktelser innfris.
 - Utrede ulike utslippsreducerende tiltak, virkemidler og kostnader forbundet med disse.
 - Utarbeide utslippsprognoser.
 - Prioritere arbeid knyttet til utslipp til sjø, herunder delta aktivt i arbeidet med nullutslipp.
 - Ta nasjonalt ansvar for at data og informasjon fra virksomheten er tilgjengelig og bidrar til verdiskaping for myndigheter, aktører og forskningsmiljøer.

Om virksomhetsområdet Data, informasjon og kunnskap

Oljedirektoratets mange aktiviteter og oppgaver tar utgangspunkt i 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 ressurser og som sentrale råstoff i produksjonsprosessen. Det gjør det mulig til enhver tid å ha en fullstendig oversikt over ressursene på norsk kontinentalsokkel og kunne beskrive status for 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 myndighetene og for industrien.

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

Hele Oljedirektoratets virksomhet bygger på å omsette data og informasjon om naturgitte og menneskeskapt forhold på kontinentalsokkelen 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.

Organisasjon

DEL 3

Arbeidet med å effektivisere lagring, kvalitets sikring og håndtering av data både innenfor ressurs- og HMS-forvaltning har fortsatt. 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. Oljedirektoratet har utarbeidet en unik, interaktiv karttjeneste med oppdatert informasjon om petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel. Faktakartene er integrert med Oljedirektoratets faktasider, og gir blant annet full oversikt over utvinningstillatelser, letebrønner, funn og felt. 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.

Hovedpublikasjonene i 2003 var årsberetningen Norsk sokkel, Petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel, fire utgaver av Sokkelspeilet og en rapport om risikonivået på norsk kontinentalsokkel. I tillegg ble det publisert opplysningsmaterieil vedrørende delingen av Oljedirektoratet. En kort presentasjon av Oljedirektoratets publikasjoner finnes på www.npd.no

PERSONALE

361 medarbeidere var i tjeneste ved utgangen av 2003. I tillegg var 17 medarbeidere i permisjon. Kjønnfordelingen viser 56 prosent menn og 44 prosent kvinner. Det tiltrådte 24 medarbeidere i faste stillinger. Ni faste medarbeidere fratrådte sine stillinger, herav fire på pensjonistvilkår.

Andelen kvinnelige ledere var 30 prosent.

UTGIFTER

Til Oljedirektoratets drift er det i 2003 benyttet NOK 346,1 millioner. Beløpet fordeler seg slik:

Lønn og godtgjørelser, inkl. arb.g.avgift	167 059 780	
Varer og tjenester	89 188 252	
Sum driftsutgifter, post 01		256 248 033
Lønn og godtgjørelser, inkl. arb.g.avgift	9 100 714	
Tilsynsutgifter	15 465 507	
Oppdrag og samarbeid	39 262 881	
Undersøkelser	19 394 529	
Sum spesielle driftsutgifter, post 21		83 223 631
Større utstyrsanskaffelser, post 45		6 614 361
SUM UTGIFTER, KAP. 1810		346 086 024

Ved innrapportering til Statsregnskapet 2003 har Oljedirektoratet søkt om overføring av midler til 2004, jf. fullmakter gitt i Tildelingsbrev for 2003, på kapittel 1810, post 01, på NOK 4 785 000.

INNTEKTER

I tillegg til innbetalte produksjons-, areal-, og CO₂-avgifter på til sammen NOK 4,28 milliarder har Oljedirektoratet hatt NOK 124,4 millioner i diverse inntekter under kapittel 4810:

Gebyr- og avgiftsinntekter	3 620 055
Oppdrags- og samarbeidsinntekter	48 646 343
Refusjon av tilsynsutgifter	61 618 433
Salg av publikasjoner	0
Ymse inntekter	1 678 402
Inntekter bamehage	3 886 050
Refusjoner	616 946
Refusjon arbeidsmarkedstiltak	292 000
Refusjon fødselspenger	1 952 976
Refusjon lærlinger	165 667
Refusjon sykepenger	1 878 047
SUM INNTEKTER KAP. 4810	124 354 919

GRØNN STAT – GRØNT OLJEDIREKTORAT

Oljedirektoratet har siden 2002 integrert miljøledelse i styringssystemet for det interne HMS-arbeidet. Etaten utfører årlig måling på miljøindikatorer som ble utviklet i Grønn Stats pilotprosjekt 1998-2001. Høsten 2003 startet arbeid med mer

miljøeffektive innkjøpsrutiner. De siste års satsing på bruk av informasjons- og kommunikasjonsteknologi til intern miljøeffektivisering viser at papirinnkjøp er redusert med om lag 35 prosent fra 1998 til 2003. Fokus på energieffektivisering har ført til kontinuerlig reduksjon i strømforbruket siden 1998.

Vedlegg

1

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 mill Sm ³	NGL mill tonn	Kondensat mill Sm ³	Oljeekv. ¹⁾ mill Sm ³	Funnår ²⁾
Albuskjell	7,4	15,5	1,0	0,0	24,8	1972
Cod	2,9	7,3	0,5	0,0	11,2	1968
Edda	4,8	2,0	0,2	0,0	7,2	1972
Frøy	5,6	1,6	0,0	0,1	7,3	1987
Lille-Frigg	1,3	2,2	0,0	0,0	3,5	1975
Mime	0,4	0,1	0,0	0,0	0,5	1982
Nordøst Frigg	0,0	11,6	0,0	0,0	11,7	1974
Odin	0,0	27,3	0,0	0,2	27,5	1974
Tommeliten Gamma	3,9	9,7	0,6	0,0	14,6	1978
Vest Ekofisk	12,2	26,0	1,4	0,0	40,9	1970
Yme	7,9	0,0	0,0	0,0	7,9	1987
Øst Frigg	0,0	9,2	0,0	0,1	9,3	1973
Produksjon fra nedstengte felt	46,3	112,4	3,8	0,4	166,3	
Balder ^{a)}	16,3	0,0	0,0	0,0	16,3	1967
Brage	43,1	2,0	0,7	0,1	46,6	1980
Draugen	95,3	0,7	0,9	0,2	97,9	1984
Ekofisk	329,3	123,6	10,9	0,0	473,6	1969
Eldfisk	73,9	34,1	3,3	0,0	114,4	1970
Embla	8,2	2,6	0,3	0,0	11,4	1988
Fram	0,6	0,0	0,0	0,0	0,6	1987
Frigg	0,0	115,3	0,0	0,5	115,8	1971
Glitne	4,6	0,0	0,0	0,0	4,6	1995
Grane	0,9	0,0	0,0	0,0	0,9	1991
Gullfaks ^{b)}	304,7	20,7	1,6	0,8	329,2	1978
Gullfaks Sør ^{c)}	16,2	5,5	0,4	0,2	22,6	1978
Gungne ³⁾	0,0	0,0	0,9	2,8	4,5	1982
Gyda ^{d)}	31,6	5,3	1,7	0,0	40,2	1980
Heidrun	91,0	6,7	0,2	0,1	98,1	1985
Heimdal	6,3	43,6	0,0	0,0	49,9	1972
Hod	7,6	1,4	0,2	0,0	9,4	1974
Huldra	2,5	5,7	0,0	0,0	8,2	1982
Jotun	18,3	0,6	0,0	0,0	19,0	1994
Mikkel	0,0	0,5	0,1	0,2	0,8	1987
Murchison	13,4	0,3	0,3	0,0	14,3	1975
Njord	16,1	0,0	0,0	0,0	16,1	1986
Norne	55,6	2,6	0,2	0,1	58,7	1992
Oseberg	311,2	13,0	1,3	1,3	327,9	1979
Oseberg Sør	15,3	0,0	0,0	0,0	15,3	1984
Oseberg Vest	1,1	0,0	0,0	0,0	1,1	1984
Oseberg Øst	12,6	0,0	0,0	0,0	12,6	1981
Sigyn	0,0	0,9	0,3	1,1	2,6	1982
Sleipner Vest og Øst ³⁾	0,0	95,5	14,7	46,5	170,0	1974

Felt	Olje mill Sm ³	Gass mill Sm ³	NGL mill tonn	Kondensat mill Sm ³	Oljeekv. ¹⁾ mill Sm ³	Funnår ²⁾
Snorre	117,8	4,9	3,4	0,7	130,0	1979
Statfjord	534,7	47,6	10,7	3,5	606,1	1974
Statfjord Nord	28,2	1,5	0,4	0,1	30,6	1977
Statfjord Øst	28,3	2,3	0,7	0,2	32,0	1976
Sygna	6,6	0,0	0,0	0,0	6,6	1996
Tambar	3,7	0,0	0,1	0,0	3,9	1983
Tor	21,7	10,6	1,1	0,0	34,5	1970
Tordis ³⁾	40,2	3,1	1,0	0,2	45,3	1987
Troll ^{g)}	138,5	163,1	0,0	3,9	305,5	1979
Tune	1,2	0,0	0,0	0,0	1,2	1996
Ula	64,7	3,8	2,4	0,0	73,1	1976
Vale	0,2	0,1	0,0	0,0	0,3	1991
Valhall	79,1	15,9	2,6	0,0	100,0	1975
Varg	6,4	0,0	0,0	0,0	6,4	1984
Veslefrikk	43,6	2,1	1,1	0,2	47,8	1981
Vigdis	25,7	0,0	0,0	0,0	25,8	1986
Visund	9,9	0,0	0,0	0,0	9,9	1986
Åsgard	35,3	21,7	3,1	8,5	71,4	1981
Produksjon fra felt i drift	2661	758	65	71	3613	
Sum solgt og levert	2708	870	69	71	3779	

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

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

3) Gassproduksjonen på Gungne, Sleipner Vest og Øst måles samlet

a) Balder omfatter Ringhorne

b) Gullfaks omfatter Gullfaks Vest

c) Gullfaks Sør omfatter Gullveig og Rimfaks

d) Gyda omfatter Gyda Sør

e) Sleipner Øst omfatter Loke

f) Tordis omfatter Tordis Øst og Borg

g) Troll omfatter TOGI

Vedlegg

1

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

Felt	Reserver Mill Sm³ o.e.	Funnår ⁴⁾	Operatør per 31. desember 2003	Utvinningstillatelse/ avtalebasert område
Balder	79,7	1967	Esso Exploration and Production Norway A/S	001
Brage	51,4	1980	Norsk Hydro Produksjon AS	Brage
Draugen	141,8	1984	A/S Norske Shell	093
Ekofisk	706,3	1969	ConocoPhillips Skandinavia AS	018
Eldfisk	181,0	1970	ConocoPhillips Skandinavia AS	018
Embla	26,0	1988	ConocoPhillips Skandinavia AS	018
Fram	19,9	1992	Norsk Hydro Produksjon AS	090
Frigg	117,0	1971	Total E&P Norge AS	Frigg
Glitne	6,9	1995	Statoil ASA	048 B
Grane	120,0	1991	Norsk Hydro Produksjon AS	Grane
Gullfaks	368,7	1978	Statoil ASA	050
Gullfaks Sør	75,7	1978	Statoil ASA	050
Gungne	15,5	1982	Statoil ASA	046
Gyda	45,8	1980	Talisman Energy Norge AS	019 B
Heidrun	220,6	1985	Statoil ASA	Heidrun
Heimdal	49,3	1972	Norsk Hydro Produksjon AS	036 BS
Hod	10,4	1974	BP Norge AS	033
Huldra	17,8	1982	Statoil ASA	Huldra
Jotun	26,0	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
Mikkjel	41,8	1987	Statoil ASA	Mikkjel
Murchison	14,8	1975	CNR International (UK) Limited	Murchison
Njord	23,0	1986	Norsk Hydro Produksjon AS	Njord
Norne	104,4	1992	Statoil ASA	Norne
Oseberg	449,7	1979	Norsk Hydro Produksjon AS	Oseberg
Oseberg Sør	66,2	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	15,3	1982	Esso Exploration and Production Norway A/S	072
Skirne ¹⁾	8,3	1990	Total E&P Norge AS	102
Sleipner Vest	152,0	1974	Statoil ASA	Sleipner Vest
Sleipner Øst	114,2	1981	Statoil ASA	Sleipner Øst
Snorre	253,9	1979	Statoil ASA	Snorre
Snøhvit ¹⁾	188,6	1986	Statoil ASA	Snøhvit
Statfjord	641,2	1974	Statoil ASA	Statfjord
Statfjord Nord	44,0	1977	Statoil ASA	037
Statfjord Øst	42,5	1976	Statoil ASA	Statfjord Øst
Sygna	10,2	1996	Statoil ASA	Sygna
Tambar	9,6	1983	BP Norge AS	065
Tor	41,8	1970	ConocoPhillips Skandinavia AS	Tor
Tordis	66,3	1987	Statoil ASA	089

Felt	Reserver Mill Sm ³ o.e.	Funnår ⁴⁾	Operatør per 31. desember 2003	Utvinningstillatelse/ avtalebasert område
Troll ²⁾	1617,9	1979	Norsk Hydro Produksjon AS	Troll
Troll ³⁾		1983	Statoil ASA	Troll
Tune	15,7	1996	Norsk Hydro Produksjon AS	190
Ula	84,3	1976	BP Norge AS	019
Vale	3,5	1991	Norsk Hydro Produksjon AS	036
Valhall	201,4	1975	BP Norge AS	Valhall
Varg	9,3	1984	Pertra AS	038
Veslefrikk	59,2	1981	Statoil ASA	052
Vigdís	46,0	1986	Statoil ASA	089
Visund	101,5	1986	Statoil ASA	Visund
Åsgard	380,3	1981	Statoil ASA	Åsgard

1) Felt med godkjent utbyggingsplan hvor produksjonen ikke var kommet i gang 31.12.2003

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

3) Ressurene er inkludert i ovenstående rad

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

Vedlegg

1

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

Felt	Opprinnelig salgbar ¹⁾					Gjenværende reserver ⁴⁾				
	Olje mill Sm	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)}	76,9	2,8	0,0	0,0	79,7	60,5	2,8	0,0	0,0	63,3
Brage	47,4	2,5	0,8	0,0	51,4	4,2	0,5	0,1	0,0	4,9
Draugen	132,2	6,0	1,9	0,0	141,8	36,8	5,3	1,0	0,0	44,1
Ekofisk	496,8	182,7	14,1	0,0	706,3	167,5	59,1	3,2	0,0	232,8
Eldfisk	120,3	52,0	4,6	0,0	181,0	46,4	17,9	1,2	0,0	66,6
Embla	16,4	8,0	0,8	0,0	26,0	8,2	5,4	0,5	0,0	14,6
Fram	16,1	3,7	0,1	0,0	19,9	15,5	3,7	0,1	0,0	19,3
Frigg	0,0	116,6	0,0	0,5	117,0	0,0	1,3	0,0	-0,0	1,3
Glitne	6,9	0,0	0,0	0,0	6,9	2,3	0,0	0,0	0,0	2,3
Grane	120,0	0,0	0,0	0,0	120,0	119,2	0,0	0,0	0,0	119,2
Gullfaks ^{b)}	341,9	22,8	2,1	0,0	368,7	37,2	2,1	0,5	-0,8	39,4
Gullfaks Sør ^{c)}	34,0	34,4	3,9	0,0	75,7	17,7	28,9	3,5	0,0	53,2
Gungne ⁵⁾	0,0	9,9	1,3	3,1	15,5	0,0	9,9	0,5	0,3	11,0
Gyda ^{d)}	36,2	6,1	1,9	0,0	45,8	4,5	0,8	0,1	0,0	5,6
Heidrun	175,0	40,7	2,6	0,0	220,6	84,0	33,9	2,4	0,0	122,5
Heimdal	7,1	42,2	0,0	0,0	49,3	0,8	0,0	0,0	0,0	0,8
Hod	8,3	1,6	0,2	0,0	10,4	0,7	0,2	0,0	0,0	1,0
Huldra	4,7	12,9	0,1	0,0	17,8	2,3	7,2	0,1	-0,0	9,6
Jotun	25,4	0,6	0,0	0,0	26,0	7,1	-0,0	0,0	0,0	7,1
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
Mikkjel	0,0	23,9	5,9	6,7	41,8	0,0	23,5	5,8	6,5	40,9
Murchison	13,6	0,4	0,4	0,0	14,8	0,3	0,1	0,1	-0,0	0,5
Njord	23,0	0,0	0,0	0,0	23,0	6,9	0,0	0,0	0,0	6,9
Norne	87,4	13,7	1,8	0,0	104,4	31,8	11,0	1,6	0,0	45,8
Oseberg	355,5	94,2	0,0	0,0	449,7	44,3	81,2	-1,3	-1,3	121,8
Oseberg Sør	58,2	7,9	0,0	0,0	66,2	42,9	7,9	0,0	0,0	50,9
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	11,9	0,8	0,0	0,0	12,8
Sigyn	0,0	6,7	1,9	5,0	15,3	0,0	5,8	1,6	4,0	12,8
Skirne ³⁾	1,6	6,7	0,0	0,0	8,3	1,6	6,7	0,0	0,0	8,3
Sleipner Vest	0,0	108,2	8,2	28,3	152,0					
Sleipner Øst ^{e)}	0,0	63,5	12,4	27,1	114,2					
Sleipner Vest og Øst ⁵⁾						0,0	76,1	5,9	8,8	96,1
Snorre	236,9	6,9	5,3	0,0	253,9	119,1	2,0	1,8	-0,7	124,0
Snøhvit ³⁾	0,0	161,0	5,1	17,9	188,6	0,0	161,0	5,1	17,9	188,6
Statfjord	556,6	57,2	14,4		641,2	21,9	9,6	3,7	-3,5	35,1
Statfjord Nord	39,7	2,6	0,9	0,0	44,0	11,5	1,1	0,5	0,0	13,5
Statfjord Øst	35,8	4,0	1,5	0,0	42,5	7,5	1,7	0,8	0,0	10,7

Felt	Opprinnelig salgbar ¹⁾					Gjenværende reserver ⁴⁾				
	Olje mill Sm	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
Syгна	10,2	0,0	0,0	0,0	10,2	3,6	0,0	0,0	0,0	3,6
Tambar	7,3	2,0	0,2	0,0	9,6	3,5	2,0	0,1	0,0	5,7
Tor	27,4	12,0	1,3	0,0	41,8	5,7	1,3	0,1	0,0	7,2
Tordis ³⁾	58,1	5,0	1,7	0,0	66,3	18,0	1,9	0,7	0,0	21,2
Troll ^{g)}	230,6	1325,7	31,6	1,6	1617,9	92,1	1162,6	31,6	-2,3	1312,5
Tune	2,7	12,9	0,1	0,0	15,7	1,6	12,9	0,0	-0,0	14,5
Ula	78,6	4,0	3,0	0,0	88,3	14,0	0,2	0,5	0,0	15,2
Vale	0,9	2,6	0,0	0,0	3,5	0,7	2,4	0,0	0,0	3,1
Valhall	166,5	26,9	4,2	0,0	201,4	87,4	11,0	1,6	0,0	101,4
Varg	9,3	0,0	0,0	0,0	9,3	2,9	0,0	0,0	0,0	2,9
Veslefrikk	55,0	2,2	1,1	0,0	59,2	11,4	0,1	0,0	0,0	11,5
Vigdís	42,1	3,2	0,4	0,0	46,0	16,4	3,2	0,3	-0,0	20,2
Visund	33,3	55,5	6,7	0,0	101,5	23,4	55,5	6,7	0,0	91,6
Åsgard	69,6	193,1	37,7	45,9	380,3	34,3	171,4	34,7	37,4	309,0
Sum	3891,8	2840,9	188,8	191,1	7282,6	1230,5	2084,8	124,0	121,4	3672,3

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

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

3) Felt med godkjent utbyggingsplan der produksjonen ikke var startet 31.12.2003

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

5) Gassproduksjonen for Gungne, Sleipner Vest og Øst blir målt samlet

a) Balder omfatter Ringhorne

b) Gullfaks omfatter Gullfaks Vest

c) Gullfaks Sør omfatter Gullveig og Rimfaks

d) Gyda omfatter Gyda Sør

e) Sleipner Øst omfatter Loke

f) Tordis omfatter Tordis Øst og Borg

g) Troll omfatter TOGI

Vedlegg

1

Tabell 1.1.5 Reserver i funn der rettighetshaverne har besluttet utbygging

Funn	Olje mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	NGL mill tonn	Kondensat mill Sm ³	Oljeekv. ¹⁾ mill Sm ³ o.e.	Funnår ²⁾
34/10-47 S Gulltopp	4,1	0,5	0,2	0,0	4,8	2002
6305/5-1 Ormen Lange	0,0	375,3	0,0	22,1	397,4	1997
Sum	4,1	375,8	0,2	22,1	402,3	

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

2) Funnår er funnår for den eldste funnbrønnen som inngår

Tabell 1.1.6 Ressurser i funn i planleggingsfase

Funn	Olje mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	NGL mill tonn	Kondensat mill Sm ³	Oljeekv. ¹⁾ mill Sm ³ o.e.	Funnår ²⁾
15/12-12	1,1	4,5	0,0	1,2	6,7	2001
15/5-1 Dagny	0,0	3,8	0,2	1,2	5,3	1978
15/9-19 S Volve	11,7	1,2	0,2	0,0	13,4	1993
2/12-1 Freja	2,9	0,6	0,0	0,0	3,5	1987
24/6-2 Alvheim	23,7	4,2	0,0	0,0	27,9	1998
25/11-16	3,6	0,0	0,0	0,0	3,6	1992
25/5-5	4,3	0,0	0,0	0,0	4,3	1995
3/7-4 Trym	0,0	3,3	0,0	0,8	4,1	1990
30/6-17	0,0	1,5	0,0	0,0	1,5	1986
30/9-19	2,3	5,9	0,0	0,0	8,1	1998
33/12-8 A Skinfaks	2,5	1,0	0,2	0,0	3,9	2002
35/9-1 Gjøa	6,5	29,4	1,5	0,0	38,8	1989
6406/2-1 Lavrans	0,0	13,9	0,0	3,9	17,8	1995
6407/1-2 Tyrhans Sør	22,0	25,3	4,3	0,0	55,5	1983
6507/3-3 Idun	0,6	17,4	0,0	0,0	18,0	1999
6507/5-1 Skarv ³⁾	16,8	36,0	6,0	4,0	68,1	1998
6608/10-6 Svala	11,1	0,6	0,0	0,0	11,6	2000
7122/7-1 Goliat	8,1	0,0	0,0	0,0	8,1	2000
Sum	117,0	148,5	12,4	11,1	300,2	

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

2) Funnår er funnår for den eldste funnbrønnen som inngår

3) 6507/5-1 Skarv har ressurser både i kategori 4F og 5F

Tabell 1.1.7 Ressurser i funn der utvinning er sannsynlig, men uavklart

Funn	Olje mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	NGL mill tonn	Kondensat mill Sm ³	Oljeekv. ¹⁾ mill Sm ³ o.e.	Funnår ²⁾
1/2-1	2,1	0,0	0,0	0,0	2,1	1989
1/3-6	1,1	1,8	0,0	0,3	3,2	1991
1/5-2 Flyndre	5,1	1,6	0,0	0,0	6,6	1974
15/3-1 S Gudrun	14,0	7,7	0,0	0,5	22,2	1975
15/3-4	7,7	3,9	0,0	0,0	11,6	1982
15/5-2	0,0	4,9	0,0	0,4	5,3	1978
15/8-1 Alpha	0,0	4,1	0,5	1,0	6,1	1982
16/7-2	0,0	1,8	0,3	0,5	2,9	1982
2/4-10	2,1	0,0	0,0	0,0	2,1	1973

Funn	Olje mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	NGL mill tonn	Kondensat mill Sm ³	Oljeekv. ¹⁾ mill Sm ³ o.e.	Funnår ²⁾
2/4-17 Tjalve	1,0	1,6	0,1	0,0	2,8	1992
2/5-3 Sørøst Tor	1,0	0,0	0,0	0,0	1,0	1972
2/7-19	3,6	3,4	0,0	0,0	7,1	1990
24/6-1 Peik	0,0	5,3	0,0	1,2	6,5	1985
24/9-5	7,8	0,9	0,0	0,0	8,7	1994
25/8-4	1,0	0,0	0,0	0,0	1,0	1992
30/7-6 Hild	4,3	33,2	0,0	7,7	45,2	1978
33/9-6 Delta	0,5	0,0	0,0	0,0	0,6	1976
34/10-23 Valemon	0,0	12,8	0,0	1,3	14,1	1985
34/7-18	1,7	0,0	0,0	0,0	1,7	1991
34/8-12 S	1,0	0,0	0,0	1,0	2,0	2001
35/8-1	0,0	15,3	0,0	2,6	17,9	1981
6406/1-1	0,0	1,1	0,0	0,3	1,4	2001
6406/2-6 Ragnfrid	0,0	2,7	0,0	1,8	4,5	1998
6406/2-7 Erlend	0,0	1,7	0,0	1,3	2,9	1999
6406/3-2 Trestakk	5,3	1,8	0,0	0,0	7,0	1986
6407/9-9	0,3	0,3	0,0	0,0	0,6	1999
6506/11-2 Lange	1,0	0,5	0,0	0,0	1,5	1991
6506/11-7	2,2	1,0	0,0	0,0	3,1	2001
6506/12-3 Lysing	1,5	0,3	0,0	0,0	1,8	1985
6506/6-1	0,0	118,0	0,0	0,0	118,0	2000
6507/2-2	0,0	19,8	0,0	0,0	19,8	1992
6507/3-1 Alve	0,0	6,1	0,0	1,4	7,5	1990
6507/7-13	0,9	0,0	0,0	0,0	1,0	2001
6608/10-9 Lerke	0,6	0,1	0,0	0,0	0,7	2003
6608/11-2 Falk	1,0	0,0	0,0	0,0	1,0	2000
6707/10-1	0,0	38,3	0,0	0,0	38,3	1997
7/7-2	2,4	0,1	0,0	0,0	2,5	1992
7/8-3	1,5	0,0	1,8	0,0	5,0	1983
7121/4-2 Snøhvit Nord	0,0	3,5	0,0	0,2	3,7	1985
7121/5-2 Beta	3,1	3,3	0,0	0,2	6,6	1986
Sum	73,7	296,9	2,7	21,5	397,2	

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

2) Funnår er funnår for den eldste funnbrønnen som inngår

Tabell 1.1.8 Ressurser i nye funn som ikke er evaluert

Funn	Olje mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	NGL mill tonn	Kondensat mill Sm ³	Oljeekv. ¹⁾ mill Sm ³ o.e.	Ressurskategori	Funnår ²⁾
25/4-9 S	4	0,4	0,0	0,0	4,4	7F	2003
6405/7-1	35	0,0	0,0	0,0	35,0	7F	2003
6406/1-2	0	14,6	6,6	0,0	27,1	7F	2003
Sum	39	15,0	6,6	0,0	66,5		

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

2) Funnår er funnår for den eldste funnbrønnen som inngår

Vedlegg

1

Tabell 1.1.9 Funn som i 2003 er innrapportert som deler av andre felt eller funn

Funn	Innrapportert i felt	Funnår¹⁾
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
25/5-4 Byggve	Skirne	1991
25/7-3 Jotun	Jotun	1995
25/8-1 Ringhome	Balder	1970
25/8-10 S Ringhome	Balder	1997
25/8-11 Ringhome	Balder	1997
25/8-14 S	Balder	2003
25/8-8 S Jotun	Jotun	1995
25/8-C-20	Balder	2003
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
30/6-14	Oseberg Øst	1984
30/6-18 Kappa	Oseberg	1986
30/6-19 Beta Sadel	Oseberg Øst	1986
30/6-26 Gamma Vest	Oseberg	2001
30/6-27	Oseberg	2001
30/8-3	Tune	1998
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
34/10-34 Gullfaks Vest	Gullfaks	1991
34/10-37 Gullveig	Gullfaks Sør	1995
34/10-43 S	Gullfaks Sør	2001
34/10-44 S Rimfaks Lunde	Gullfaks Sør	2001

Funn	Innrapportert i felt	Funnår ¹⁾
34/10-45 S	Sum	2002
34/10-46 A	Gullfaks	2002
34/10-K-2 H Gullveig	Gullfaks Sør	1998
34/7-21 Borg	Tordis	1992
34/7-22 Tordis Øst	Tordis	1993
34/7-23 S	Vigdis	1994
34/7-25 S	Tordis	1996
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
6507/8-4 Heidrun Nord	Heidrun	1990
6608/10-4	Norme	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
6506/12-1 Smørbukk	Åsgard	1985
6506/12-3 Smørbukk Sør	Åsgard	1985
Funn	Innrapportert i funn	Funnår ¹⁾
2/7-31	2/7-19	1999
24/6-4 Alvheim	24/6-2 Alvheim	2003
24/9-6	24/9-5	1994
25/4-7 Alvheim	24/6-2 Alvheim	2003
30/7-2	30/7-6 Hild	1975
33/12-8 S Skinfaks B	33/12-8 A Skinfaks	2002
33/12-8 S Skinfaks S	33/12-8 A Skinfaks	2002
35/8-2	35/8-1	1982
35/9-2	35/9-1 Gjøa	1991
36/7-1	35/9-1 Gjøa	1996
6407/1-3 Tyrhans Nord	6407/1-2 Tyrhans Sør	1984
6507/5-3 Snadd	6507/5-1 Skarv	2000
6608/10-8 Stær	6608/10-6 Svale	2002

1) Funnår er funnår for den eldste funnbrønnen som inngår

Vedlegg

Tabell 1.8.1 Produksjon i millioner Sm³ oljeekvivalenter

	PRODUKSJON			FORBRUK		SALGBARE PRODUKTER			
	Olje	Gass	Kondensat	Fakkell	Brensel	Olje	Gass	NGL / Kondensat	Sum
Balder	3,959	0,253		0,016	0,029	3,959	0,032		3,991
Brage	1,904	0,200		0,007	0,067	1,878	0,098	0,081	2,057
Draugen	7,434	0,420		0,005	0,053	7,434	0,166	0,466	8,066
Ekofisk	16,925	3,139		0,014	0,320	17,173	2,690	0,623	20,486
Eldfisk	2,356	1,142		0,001	0,106	2,419	0,754	0,142	3,315
Embla	0,386	0,175				0,402	0,096	0,033	0,531
Fram	0,674	0,097				0,610			0,610
Frigg		0,721	0,001		0,010		0,708	0,001	0,709
Glitne	1,686	0,087		0,009	0,021	1,686			1,686
Grane	0,868	0,013		0,020	0,014	0,850			0,850
Gullfaks	9,506	5,100		0,074	0,373	9,506	0,622	0,253	10,381
Gullfaks Sør	3,379	1,683				3,379	2,542	0,449	6,370
Gungne kun november brutto		1,649	1,023					1,080	1,080
Gyda kun november brutto	0,647	0,109		0,001	0,028	0,650	0,065	0,049	0,764
Heidrun	9,069	2,131		0,019	0,131	9,070	2,099	0,140	11,309
Heimdal		0,342	0,059	0,006	0,059	0,057	0,396		0,453
Hod	0,291	0,061				0,330	0,054	0,014	0,398
Huldra		3,106	0,909	0,000		1,181	2,958	0,020	4,159
Jotun	2,235	0,099		0,005	0,046	2,235	0,048		2,283
Mikkell		0,581					0,463	0,347	0,810
Murchison	0,113	0,012		0,002	0,013	0,114			0,114
Njord	1,764	2,951		0,006	0,072	1,764			1,764
Norne	8,552	1,885		0,006	0,147	8,551	0,756	0,147	9,454
Oseberg	10,315	10,353		0,024	0,379	9,175	4,958	1,025	15,158
Oseberg Sør	5,053	1,699		0,004	0,083	5,060			5,060
Oseberg Øst	2,204	0,281		0,005	0,034	2,188			2,188
Sigyn		0,911	1,682				0,913	1,648	2,561
Sleipner Vest		7,783	3,049	0,006	0,085			3,152	3,152
Sleipner Øst inkl Loke og salgbar gass fra Sleipner Vest		5,538	2,160	0,005	0,226		13,233	2,264	15,497
Snorre	13,815	2,098		0,020	0,207	13,598	0,406	0,667	14,671
Statfjord	7,754	5,182		0,063	0,396	7,754	1,194	0,624	9,572
Statfjord Nord	2,836	0,215				2,836	0,184	0,138	3,158
Statfjord Øst	1,989	0,282				1,990	0,242	0,180	2,412
Sygna	1,636	0,099				1,635			1,635
Tambar	1,463	0,341				1,463		0,072	1,535

2003	PRODUKSJON			FORBRUK		SALGBARE PRODUKTER			
	Olje	Gass	Kondensat	Fakkel	Brensel	Olje	Gass	NGL / Kondensat	Sum
Tor	0,162	0,029			0,008	0,163	0,017	0,006	0,186
Tordis	4,108	0,468				4,115	0,329	0,260	4,704
Troll	21,077	26,847	0,638	0,023	0,239	20,910	26,169	1,515	48,594
Tune		3,204	1,116			1,139		0,042	1,181
Ula	1,070	0,189		0,003	0,054	1,071	0,050	0,084	1,205
Vale		0,110	0,135			0,150	0,119		0,269
Valhall	3,590	1,003		0,006	0,080	4,155	0,861	0,197	5,213
Varg	0,921	0,282		0,005	0,011	0,921			0,921
Veslefrikk	1,709	0,686		0,009	0,056	1,686	0,031	0,023	1,740
Vigdis	3,362	0,272				3,362	0,038	0,053	3,453
Visund	2,021	2,598		0,014	0,070	2,021			2,021
Åsgard	6,980	21,711		0,048	0,329	6,980	10,073	7,862	24,915
Sum 2003	163,813	118,137	10,772	0,426	3,746	165,620	73,364	23,657	262,641
Sum 2002	173,408	107,518	9,306	0,415	3,574	173,649	65,501	19,608	258,758
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
Sum 1992	125,936	42,444	0,615	0,309	2,449	123,999	25,834	5,013	154,846
Sum 1991	110,513	39,717	0,603	0,356	2,257	108,510	25,027	4,955	138,492
Sum 1990	96,844	37,065	0,560	0,556	2,132	94,542	25,479	5,059	125,080
Sum 1989	88,266	39,320	0,587	0,474	2,013	85,983	28,738	4,951	119,672
Sum 1988	66,882	36,302	0,631	0,336	1,818	64,723	28,330	4,893	97,946
Sum 1987	58,538	34,499	0,614	0,434	1,443	56,959	28,151	4,171	89,281
Sum 1986	50,579	33,924	0,376	0,258	1,311	48,771	26,090	3,906	78,767

Vedlegg

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. januar 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

Den geologiske tidssøylen

