

FAKTA

NORSK PETROLEUMSVERKSEMD

2006

Olje- og energidepartementet

Gateadresse:

Einar Gerhardsens plass 1

Postadresse:

Postboks 8148 Dep, NO-0033 Oslo

Telefon +47 22 24 90 90

Faks +47 22 24 95 65

www.mpe.dep.no (Engelsk)

www.oed.dep.no (Norsk)

E-post: postmottak@oed.dep.no

Oljedirektoratet

Gateadresse:

Prof. Olav Hanssens vei 10

Postadresse:

Postboks 600, NO-4003 Stavanger

Telefon +47 51 87 60 00

Faks +47 51 55 15 71/+47 51 87 19 35

www.npd.no

E-post: postboks@npd.no

Redaktørar: Ane Dokka (Olje- og energidepartementet) og Øyvind Midttun (Oljedirektoratet)
Redaksjon avslutta: mars 2006

Layout/design: Janne N'Jai (OD)/PDC Tangen
Framsida: Janne N'Jai (OD)
Papir: omslag: Munken Lynx 240 g, innmat: Uni Matt 115g
Trykk: PDC Tangen
Opplag: 8 000 nynorsk/7 000 engelsk

Hftet er omsett til nynorsk av Åshild Nordstrand og til engelsk av TranslatørXpress AS ved Rebecca Segebarth

ISSN 1504-3398



Føreord av olje- og energiminister Odd Roger Enoksen

Status for petroleumsverksemda og verdien av verksemda for det norske samfunnet

Petroleumsverksemda er svært viktig for Noreg. Næringa står for ein firedel av verdiskapinga i landet og meir enn ein firedel av inntektene til staten. Bortimot 80 000 personar er sysselsette i petroleumsretta verksemd, og ringverknadene til andre næringar er store. Samtidig er verda rundt oss avhengig av norske petroleumsprodukt etter som Noreg er den tredje største eksportøren av olje og gass i verda.

Gjennom nærare 40 år med olje- og gassverksemd har Noreg tileigna seg kunnskap og kompetanse i å vinna ut petroleumsressursane på ein effektiv måte. Mindre enn ein tredel av dei påreknna petroleumsressursane våre er produsert. Det tyder at norsk kontinentalsokkel framleis har mykje å by på.

Somme område av norsk kontinentalsokkel kan seiast å vera modne. Det aukar krava til nytenking og teknologisk vidareutvikling. Men også i modne område er moglegheitene mange. Oljeselskapa har kome langt i å utvikla teknologi som gjer at ein kan auka utvinninga frå felt som alt er i drift, og utvinningsgraden på norsk kontinentalsokkel er høg samanlikna med andre område i verda. Det er viktig at denne positive trenden held fram. For å medverka til dette fastsette Olje- og energidepartementet nyleg ei forskrift om andre sin bruk av innretningar. Føremålet med forskrifta er å oppnå effektiv bruk av eksisterande plattformer og rørleidningar for å sikra meir leiting etter og utvinning av petroleum. Det er særleg viktig i modne område av kontinentalsokkelen.

Rekordhøg aktivitet i 2005

I 2005 var det eit svært høgt aktivitetsnivå på norsk kontinentalsokkel. Det vart produsert i overkant av 250 millionar standard kubikkmeter oljeekvivalentar. Dette svarar til det årlege energiforbuket til meir enn 100 millionar norske husstandar. Dette året byrja produksjonen frå felta Kristin og Urd, og alt i alt er det no 50 produserande felt.

Petroleumsretta investeringar i norsk petroleumsindustri var rekordhøge i året som gjekk. I 2005 vart det investert meir enn 80 milliardar kroner, og mykje tyder på at dette nivået vil halda seg i 2006. Investeringsnivået har mykje å seia for framtida til petroleumsverksemda, og det er difor viktig at styresmaktene støttar opp under denne utviklinga.

Interessa for norsk kontinentalsokkel er stor. Ni nye selskap vart i 2005 prekvalifiserte som retts-havarar eller operatørar, og endå fleire aktørar er under vurdering.

Gjennom årlege konsesjonsrundar gjev styresmaktene selskapa tilgang til nye leiteareal. I tildeling i førehandsdefinerte område (TFO) i 2005 fekk selskapa tilbod om 45 nye utvinningsløyve i modne område. Oppslutninga om 19. konsesjonsrunde har òg vore stor. Det viser at mange har tru på at utsiktene framleis er lyse på norsk kontinentalsokkel.

Trass i at leiteaktiviteten i 2005 var lågare enn venta, vart det gjort fleire betydelege funn. I 2005 vart det òg gjort funn i område i Norskehavet som til no er lite utforska. Mykje av årsaka til at det vart bora færre leitebrønner i 2005 enn det ein hadde venta ved inngangen til året, ligg i den stramme riggmarknaden.

Ein del av forklaringa på det høge aktivitetsnivået er naturleg nok den høge oljeprisen. Men det er òg anna som spelar inn. Styresmaktene har ei oppgåve med å leggja til rette for at aktørane i petroleumsnæringa skal ha eit veltilpassa og føreseieleg rammeverk å halda seg til. Det krev eit nært samarbeid mellom styresmaktene og dei andre aktørane i næringa.

Satsingsområde i 2006

Mykje tyder på at det høge aktivitetsnivået vil halda fram i 2006. Men dette skjer ikkje av seg sjølv. Dei vala vi tek i dag, legg premisane for den vidare utviklinga av olje- og gassverksemda, og har difor mykje å seia for korleis biletet vil sjå ut i framtida. Som ein sentral aktør i denne sammenhengen er det heilt avgjerande at styresmaktene arbeider ut frå eit langsiktig perspektiv. Det er òg viktig å sikra eit konstruktivt samspel mellom aktørane i petroleumsnæringa.

I Soria Moria-erklæringa peikar regjeringa ut kursen for olje- og gassverksemda. Hovudmålet for regjeringa er å halda verdiskapinga, sysselsetjinga og kompetansen i næringa på eit høgt nivå. Det skal vi få til mellom anna ved å halda oppe leiteaktiviteten etter olje og gass, og ved å auka utvinninga frå felt i drift. Ved å etablere ein offensiv nordområdestrategi ynskjer regjeringa å styrkja samarbeidet over landegrensene og medverka til å auka overføringa av kompetanse mellom landa. Ei styrkt og langsiktig satsing på nordområda vil òg gje positive effektar for utkantstrøk.

Regjeringa har sett som mål at Noreg skal vera verdsleiar på teknologi og miljø. Det er viktig å arbeida for at petroleumsverksemda ikkje kjem i konflikt med miljøomsyn. Satsinga på å etablere ei verdikjede for CO₂ er eit viktig steg i rett retning.



Dette kjem i tillegg til andre tiltak for å redusera utslepp til luft og sjø. Aktiv tekonologiutvikling og innføring av CO₂-avgifta har redusert utsleppa av klimagassar frå norsk kontinentalsokkel mykje. Når det gjeld utslepp til sjø, har styresmaktene og industrien etablert ei felles målsetjing om null miljøfarlege utslepp, og det blir no sett i verk ei rekkje tiltak for å minimera slike utslepp.

I tida framover vil eg arbeida for å leggja forholda til rette slik at aktørane kan driva effektiv og miljøvennleg produksjon av norsk olje og gass i lang, lang tid.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Olje- og energiminister'.

Olje- og energiminister

Føreord av oljedirektør Gunnar Berge

Det ligg framleis enorme verdiar att i felt på norsk kontinentalsokkel, og det er eit mål at mest mogleg av dei ressursane som er til stades i kvart felt, blir produsert. Teknologitviking er ein viktig føresetnad. I dag er det mogleg å produsera olje og gass som det opphavleg anten var teknisk svært vanskeleg eller ikkje lønnsamt å vinna ut. Betre kartlegging og reservoarstyring, kombinert med langtrekkande horisontale brønner, er døme på metodar som har gjeve gode resultat. Heile åtte av ti felt som er bygde ut, har fått høgare estimat for utvinnbare ressursar etter at felta kom i produksjon. I snitt har ressursauken vore 60 prosent. Verdipotensialet i felt aukar og når ein byggjer ut mindre førekomstar rundt felta og knyer dei til eksisterande infrastruktur, og slik forlengjer levetida til feltet.

«Fem milliardar fat ekstra oljereservar før 2015.» Dette er det nye målet som styresmaktene set for norsk kontinentalsokkel i den komande tiårsperioden. Målet inneber at ei rekkje prosjekt må realiserast før 2015. Det inkluderer tiltak for auka utvinning på felt som alt er i produksjon, og utbygging av funn – altså større verdiskaping frå dei modne områda på kontinentalsokkelen. Påvising og utbygging av til no uoppdaga ressursar vil òg føra oss vidare på vegen mot dette målet. Éin ting er sikkert: Dette vil krevja stor innsats frå alle deltakarane i den norske petroleumsnæringa.

Ein føresetnad for petroleumsverksemda er ei forsvarleg ivaretaking av det ytre miljøet. Kontinuerleg satsing på miljøtiltak har gjort det mogleg å vinna ut olje og gass utan skadelege utslipp til sjø ved regulær drift. Oljedirektoratet har tatt del i arbeidet med den heilskaplege forvaltingsplanen for Barentshavet og havområda utanfor Lofoten. Som eit viktig bidrag i arbeidet med klimautfordringane har Oljedirektoratet greidd ut om det er eit potensial i det å injisera CO₂ med sikte på å auka utvinninga på norsk kontinentalsokkel.

Oljedirektoratet forvaltar store mengder informasjon om verksemda på norsk kontinentalsokkel. Oljeselskapa rapporterer kvart år inn ressursestimater, planlagd produksjon, tiltak for auka utvinning, miljøutslipp og kostnader for felt og funn, og denne informasjonen er eit viktig grunnlag for styresmaktene sitt arbeid med nasjonalbudsjettet. Oljedirektoratet nyttar talmaterialet til utrekingar, framskrivingar og analysar og til å prioritera oppfølging av utvinningsløyva. Målet vårt er å medverka til å skapa størst mogleg verdiar for samfunnet frå olje- og gassindustrien gjennom god ressursforvaltning.

Hausten 2005 etablerte Oljedirektoratet saman med Olje- og energidepartementet eit nytt system for oppfølging av operatørane på norsk kontinentalsokkel. Styresmaktene ynskjer eit verktøy som avdekkjer framdrift og aktivitet på det einskilde feltet betre, og som viser om oljeselskapa gjer det dei skal for verdiskapinga i samfunnet. Det nye systemet inneber mellom anna dialog med selskapa om nøkkellindikatorar, som reservetilvekst, produksjon, investeringar, leiting og ei rekkje kvalitative parametarar.

Oljedirektoratet skal ha oversikt over og kunnskap om ressursane på heile kontinentalsokkelen, og arbeider på ulike måtar med å kartleggja ressursane. Hausten 2005 gjennomførte Oljedirektoratet grunne boringar i den nordlege delen av Barentshavet for å skaffa meir kunnskap om geologien i eit område aust for Svalbard. Resultata skal brukast i arbeidet med å estimera ressursane i denne delen av Barentshavet.

Styresmaktene er òg sentrale aktørar når felt på grensa mellom norsk og britisk del av Nordsjøen skal byggjast ut. Samordning over grenselina kan løysa ut ressursar som elles ikkje ville vera lønnsame – verken på norsk eller britisk side. Dette er krevjande prosessar som er avhengige av fleksibilitet og kreativitet – og sjenerøsitet frå begge sider.

Når vi lykkast, blir resultatet vinn-vinn-situasjonar. Utbygging av felt som Blane og Enoch er døme som viser at dette er mogleg. Etter kvart som britisk og norsk kontinentalsokkel modnast, vil grenseoverskridande samarbeid bli stadig meir aktuelt både for feltutbygging og transportløysingar. Her er det viktig både å identifisera problemstillingane og å sjå potensialet for verdiskaping.

Initiativet frå Oljedirektoratet overfor oljeindustrien for å utvikla potensialet som ligg i e-drift, er òg motivert av målsetjinga om å auka verdiskapinga frå kontinentalsokkelen. Estimater viser at dersom næringa nyttar potensialet som ligg i e-drift, vil det vera mogleg å auka utvinningsgraden for felt med mellom to og fire prosentpoeng i snitt. I tillegg oppnår ein reduserte driftskostnader. Dette vil krevje vedtak og investeringar dei neste tre-fire åra. I regi av e-driftforum er det gjennomført ei utgreiing av konsekvensar av e-drift på norsk kontinentalsokkel for arbeidstakarar i petroleumsvirksomheita, og moglegheitene for utvikling av nye norske arbeidsplassar. Ei breitt samansett arbeidsgruppe har sett på kva som trengst av kompetanse ved brei innføring av e-drift.

Kunnskap og kompetanse er viktige stikkord for verdiskaping. Då virksomheita på norsk kontinentalsokkel tok til for om lag 40 år sidan, stod unge, nyutdanna personar i kø for å få seg jobb. Mange av dei er framleis i arbeid, men om få år er dei fleste frå dei tidlegaste åra pensjonistar. Då er det viktig at nye generasjonar kan ta over. Det er ein føresetnad for vidare verdiskaping at næringa klarer å motivera unge til å søkja utdanning og arbeid innanfor denne næringa.

Den norske kontinentalsokkelen kan vera mykje større enn vi trur. Han strekkjer seg utanfor 200-milsgrensa i Smothavet i Norskehavet, i Nansenbassenget i Polhavet nord for Svalbard og i Smotholet på grensa mot Russland i Barentshavet. Havrettstraktaten seier at kyststatar som



har ein kontinentalsokkel som går lenger ut enn 200-milsgrensa, må få fastsett grensa basert på relevante naturvitskaplege data ved å leggja saka fram for kontinentalsokkelkommissjonen i Dei sameinte nasjonane (FN) innan ein viss frist. For å kunna fremja dei norske krava var geologar frå Oljedirektoratet på tokt i Polhavet hausten 2005 for å skaffa fram nødvendige vitskaplege data. Når kontinentalsokkelkommissjonen har behandla saka, vil vi få ei endeleg avklaring av utstrekninga til kontinentalsokkelen. Norske sokkelområde utanfor 200-milsgrensa utgjer etter våre overslag eit areal som svarar til halve Fastlands-Noreg.

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Herman Blage". The signature is fluid and cursive, written over a white background.

Oljedirektør

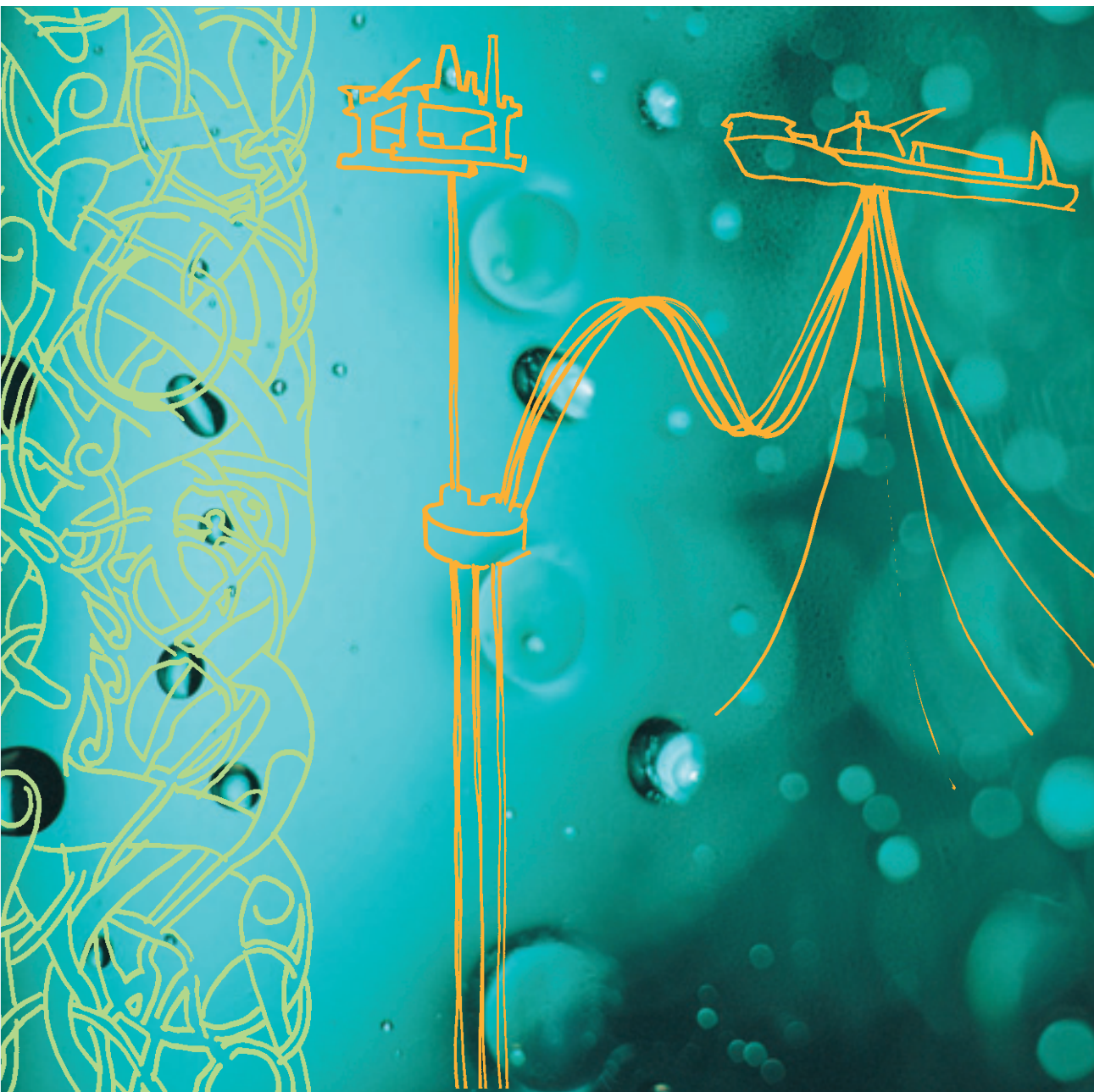
Innhold

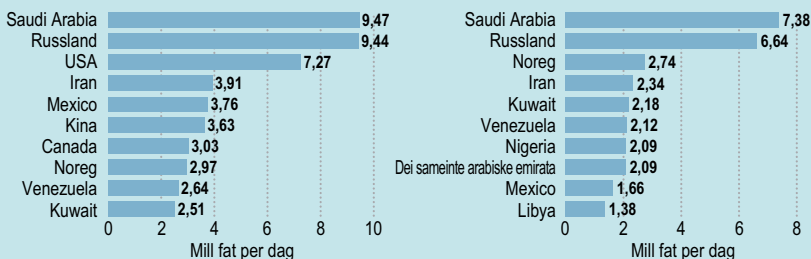
| | | | |
|---|-----------|---|-----------|
| Føreord av olje- og energiminister Odd Roger Enoksen | 6 | 6. Opprydding etter at produksjonen er slutt. | 46 |
| Føreord av oljedirektør Gunnar Berge | 8 | Regelverk | 46 |
| | | Avslutningsplan | 46 |
| | | Ansvar | 47 |
| 1. Petroleumsverksemda – | | 7. Forsking, teknologi og næringsutvikling | 48 |
| Noregs største næring | 13 | Norsk petroleumsindustri | 49 |
| Petroleumsverksemda i det norske | | Industri og industrisamarbeid knytt til | |
| samfunnet | 14 | petroleumsverksemda | 50 |
| Utviklinga framover | 15 | INTSOK | 50 |
| | | Petrad | 50 |
| 2. Organisering av norsk ressursforvaltning. | 16 | Olje for utvikling | 50 |
| Dagens ressursforvaltningsmodell | 17 | Forsking og teknologiutvikling i olje- og | |
| Samarbeid og konkurranse | 18 | gassverksemda | 51 |
| Statleg organisering av petroleumsverksemda . | 19 | PETROMAKS | 52 |
| Konkraft og Topplederforum | 19 | DEMO 2000 | 52 |
| Meir om den statlege organiseringa | | PROOF | 53 |
| av petroleumsverksemda | 20 | Anna strategisk forskning | 53 |
| | | CLIMIT | 53 |
| 3. Leiteverksemda | | 8. Petroleumsinntektene til staten. | 54 |
| Konsesjonssystemet | 23 | Petroleummsskattesystemet | 55 |
| Modne og umodne område | 25 | Avgifter | 55 |
| Leitepolitikk i modne og umodne område | 25 | Normprisen | 56 |
| Omstridt område | 30 | SDØE | 56 |
| Aktørbiletet | 30 | Utbyte frå Statoil | 56 |
| 4. Utbygging og drift | 32 | 9. Miljøomsyn i norsk petroleumsverksemd | 57 |
| Vidareutvikling av felt i drift | 35 | Noreg som føregangsland i miljøløysingar. | 58 |
| Innfasing av funn og leiting etter og | | Verkemiddel for å redusera utslepp frå | |
| utvikling av nye førekomstar | 36 | petroleumsverksemda | 59 |
| E-drift på norsk kontinentalsokkel | 38 | Definisjon av nullutslepp og nullutsleppsmål . . | 61 |
| 5 Gasseksport frå norsk sokkel | 40 | Utslepp frå petroleumsverksemda | 62 |
| 5. Gasseksport frå norsk sokkel | 40 | Industrisamarbeidet | 66 |
| Organisering av verksemda | 41 | Utfordringar knytte til etablering av ei | |
| Gassled – samla eigarstruktur for | | CO ₂ -kjede | 69 |
| gasstransport | 44 | Transport av CO ₂ | 70 |
| | | Lagring av CO ₂ | 70 |
| | | Bruk av CO ₂ til å auka oljeutvinninga | 71 |

| | | | |
|---|-----------|--|-----|
| Prosjekt for å sikra framdrift i arbeidet med å etablere ei CO ₂ -kjede..... | 71 | Gullfaks | 108 |
| Samarbeid mellom styresmaktene og industrien | 72 | Gullfaks Sør..... | 110 |
| Gassnova..... | 72 | Heimdal..... | 112 |
| Just Catch | 73 | Huldra..... | 113 |
| 10.Petroleumsressursanes..... | 74 | Jotun..... | 114 |
| Ressursar..... | 75 | Kvitebjørn..... | 115 |
| Reservar..... | 75 | Murchison..... | 116 |
| Avhengige ressursar..... | 75 | Oseberg..... | 117 |
| Uoppdaga ressursar..... | 76 | Oseberg Sør..... | 119 |
| Nordsjøen..... | 76 | Oseberg Øst..... | 120 |
| Norskehavet..... | 76 | Skirne..... | 121 |
| Barentshavet..... | 76 | Snorre..... | 122 |
| 11.Felt i produksjon..... | 78 | Statfjord..... | 124 |
| Om tabellane i kapitla 11–13:..... | 79 | Statfjord Nord..... | 126 |
| <i>Sørlege Nordsjø</i> | 80 | Statfjord Øst..... | 127 |
| Ekofisk..... | 82 | Sygna..... | 128 |
| Eldfisk..... | 84 | Tordis..... | 129 |
| Embla..... | 86 | Troll..... | 130 |
| Glitne..... | 87 | Troll I..... | 131 |
| Gungne..... | 88 | Troll Phase II..... | 133 |
| Gyda..... | 89 | Tune..... | 135 |
| Hod..... | 90 | Vale..... | 136 |
| Sigyn..... | 91 | Veslefrikk..... | 137 |
| Sleipner Vest..... | 92 | Vigdis..... | 138 |
| Sleipner Øst..... | 94 | Visund..... | 139 |
| Tambar..... | 96 | <i>Norskehavet</i> | 140 |
| Tor..... | 97 | Draugen..... | 142 |
| Ula..... | 98 | Heidrun..... | 143 |
| Valhall..... | 99 | Kristin..... | 144 |
| Varg..... | 101 | Mikkel..... | 145 |
| <i>Nordlege Nordsjø</i> | 102 | Njord..... | 146 |
| Balder..... | 104 | Norne..... | 147 |
| Brage..... | 105 | Urd..... | 148 |
| Fram..... | 106 | Åsgard..... | 149 |
| Grane..... | 107 | <i>Felt der produksjonen er avslutta</i> | 151 |
| | | Albuskjell..... | 151 |
| | | Cod..... | 151 |
| | | Edda..... | 151 |
| | | Frigg..... | 152 |

| | | | |
|---|-----|------------------------------------|-----|
| Frøy | 152 | Vedlegg | 186 |
| Lille-Frigg | 152 | 1 Historisk statistikk..... | 186 |
| Mime..... | 153 | 2 Petroleumsressursane..... | 190 |
| Nordøst Frigg..... | 153 | 3 Operatørar og rettshavarar | |
| Odin | 153 | og rettshavarar | 199 |
| Tommeliten Gamma | 154 | 4 Adresseliste | 201 |
| Vest Ekofisk..... | 154 | 5 Omrekningsfaktorar | 205 |
| Yme..... | 154 | 6 Den geologiske tidsskalaen | 206 |
| Øst Frigg | 155 | | |
| 12.Felt under utbygging | 156 | | |
| Alvheim | 157 | | |
| Blane..... | 158 | | |
| Enoch | 159 | | |
| Ormen Lange..... | 160 | | |
| Ringhorne Øst..... | 161 | | |
| Snøhvit..... | 162 | | |
| Vilje | 163 | | |
| Volve..... | 164 | | |
| 13.Utbyggingar i framtida | 165 | | |
| Utbygging vedteke av rettshavarne | 166 | | |
| Funn i planleggingsfase..... | 167 | | |
| 14.Rørleidningar og landanlegg | 171 | | |
| Gassled-rørleidningar..... | 173 | | |
| Andre rørleidningar..... | 177 | | |
| Andre landanlegg | 184 | | |

1 Petroleumsverksemda - Noregs største næring





Figur 1.1 Dei største oljeproduzentane og eksportørane i 2005 (inklusive NGL og kondensat)

(Kjelde: Petroleum Economics Ltd)

Ved utgangen av 1950-åra var det svært få som trudde at havbotnen utanfor Norskekysten gøymde olje- og gassrikdommar. Men gassfunnet i Groningen i Nederland i 1959 førte til nytenking omkring petroleumspotensiålet i Nordsjøen.

Med funnet av Ekofisk i 1969 starta det norske oljeeventyret for alvor. Produksjonen frå feltet tok til 15.06.1971. I åra etterpå vart det gjort ei rekkje store funn. I dag er 50 felt i produksjon på norsk kontinentalsokkel. Frå desse felte vart det i 2005 produsert 3,0 millionar fat olje (inkludert NGL og kondensat) per dag og 85 milliardar standard kubikkmeter (Sm³) gass, i alt ein produksjon av salbar petroleum på 257 millionar Sm³ oljeekvivalentar (o.e.). Noreg er rangert som den tredje største oljeeksportøren og den åttande største oljeproduzenten i verda, sjå figur 1.1. I 2004 var Noreg den tredje største gasseksportøren og den sjuande største gassproduzenten i verda.

Petroleumsverksemda i det norske samfunnet

Petroleumsverksemda har hatt svært mykje å seia for den økonomiske veksten i Noreg, og for finansieringa av det norske velferdssamfunnet. Gjennom nesten 40 års verksemd har næringa skapt verdiar

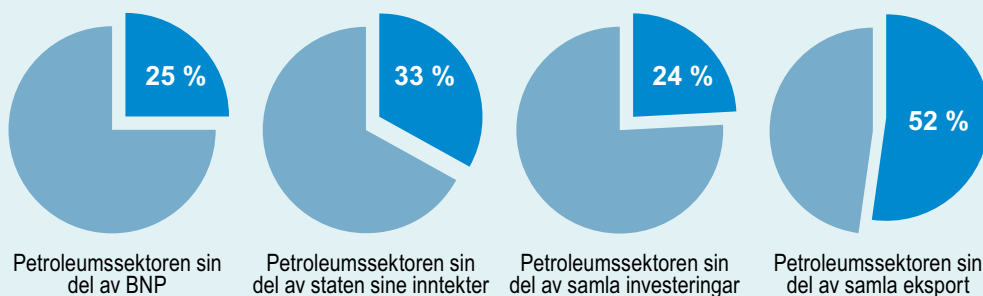
for godt over 5000 milliardar kroner, målt i 2005-kroner. Petroleumsverksemda er no den største næringa i Noreg. I 2005 stod petroleumssektoren for 25 prosent av verdiskapinga i landet. Det er dobbelt så mykje som verdiskapinga i landindustrien, eller rundt 17 gonger den samla verdiskapinga i primærnæringane.

Skatt, avgifter og direkte eigarskap sikrar staten ein stor del av verdiane som petroleumsverksemda skaper. Netto kontantstraum frå sektoren i 2005 utgjorde om lag 33 prosent av dei samla inntektene til staten.

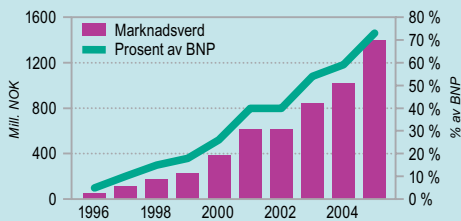
Utover dei midlane som blir nytta til å dekkja det oljekorrigerede underskotet på statsbudsjettet, sparer staten inntektene frå petroleumsverksemda i eit eige fond, Statens pensjonsfond – Utland. Ved utgangen av 2005 var verdien av fondet 1 399 milliardar kroner.

I 2005 stod råolje, naturgass og røtenester for 52 prosent av Noregs eksportverdi. Målt i kroner var petroleumseksporten på 445 milliardar kroner i 2005, og det er 35 gonger meir enn eksportverdien av fisk.

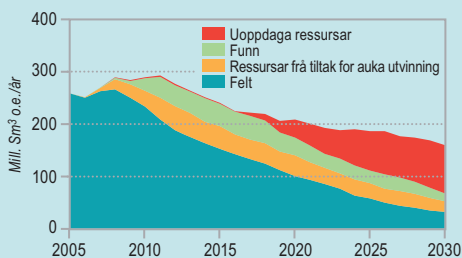
Sidan oppstarten av petroleumsverksemda på norsk kontinentalsokkel er det investert enorme



Figur 1.2 Makroøkonomiske indikatorar for petroleumssektoren



Figur 1.3 Storleiken på pensjonsfondet per 31.12.2005 og som del av BNP



Figur 1.4 Produksjonsprognose
(Kjelde: Oljedirektoratet/Olje- og energidepartementet)

summar i leiting, utbygging av felt, transportinfrastruktur og landanlegg. Per 31.12. 2005 var det investert om lag 2 100 milliardar 2005-kroner. I 2005 vart det investert 88 milliardar kroner. Det utgjer 24 prosent av dei samla realinvesteringane i landet.

Utviklinga framover

Trass i produksjon i over 30 år er berre om lag 30 prosent av dei venta samla ressursane på norsk kontinentalsokkel produserte. Det er dermed eit stort potensial for endå større verdiskaping på norsk kontinentalsokkel.

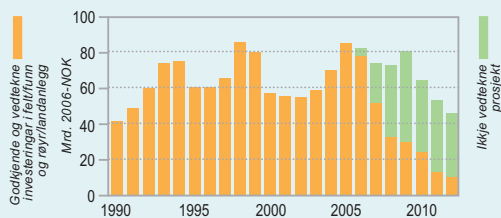
Figur 1.4 viser ein prognose for produksjonen frå norsk kontinentalsokkel. Prognosen tek utgangspunkt i eit estimat frå Oljedirektoratet over utvinnbare petroleumsressursar på norsk kontinentalsokkel, og legg til grunn at styresmaktene og industrien gjer dei vedtaka som må til for at ein skal kunna vinna ut ressursane som er att.

Ein ventar at petroleumsproduksjonen gradvis vil auka fram til 2011, og deretter gradvis bli redusert. Det er lagt til grunn at gassproduksjonen vil auka fram mot 2013, og så kunna flata ut på eit nivå på 120 milliardar Sm³. Frå å utgjera om lag 35 prosent av den norske petroleumsproduksjonen i 2006 vil gassproduksjonen truleg halda fram med å auka til over 50 prosent i 2013. På lengre sikt vil talet på nye funn og storleiken på dei vera avgjerande for produksjonsnivået.

Aktivitetsnivået på norsk kontinentalsokkel er framleis høgt. I 2005 vart det investert 87 milliardar kroner i utbygging og drift, og av dette var sju milliardar investeringar i leiteverksemda. I 2006 er det venta eit investeringsnivå på 93 milliardar kroner, og det er planlagt å bora om lag 20 leitebrønner. Det skal investerast både i tiltak for å auka oljeutvinninga og i utbygging av nye felt. Dei einskildprosjekta som har størst investeringsom-

fang, er Snøhvit, Ormen Lange og Langeled. Ein ventar at investeringane vil halda seg på eit høgt nivå fram til 2009, og så bli redusert til eit noko lågare nivå enn det vi ser i dag. Men prognosane tyder på stor aktivitet i industrien i lang tid, jf. figur 1.5. I åra framover vil investeringane hovudsakleg gjelda modifikasjons- og borearbeid. Prognosane for investeringsnivået er svært usikre, både på kort og lang sikt. I tillegg til investeringane viser prognosane til ein drifts- og vedlikehaldsmarknad på om lag 35 milliardar kroner per år i fleire år framover.

For aktivitetsnivået og inntektene til staten er oljeprisen svært viktig. Oljeprisen har auka mykje dei siste åra, og var i 2005 nesten 55 US dollar per fat i gjennomsnitt (oljekvaliteten Brent). Ved inngangen til 2006 var prisen over 60 US dollar per fat. Det er fleire årsaker til det høge prisnivået: Eterspørselen etter olje aukar stadig. Samtidig er produksjonskapasiteten nesten fullt utnytta, og i mange store produsentland er produksjonen usikker og ustabil. Dersom veksten i verdsøkonomien held fram, er det grunn til å rekna med at oljeprisane vil halda seg på eit relativt høgt nivå i næraste framtid.



Figur 1.5 Historiske investeringar og prognose for framtidige investeringar (investeringar i leiting er ikkje inkludert)
(Kjelde: Oljedirektoratet/Olje- og energidepartementet)

2 Organisering av norsk ressursforvaltning



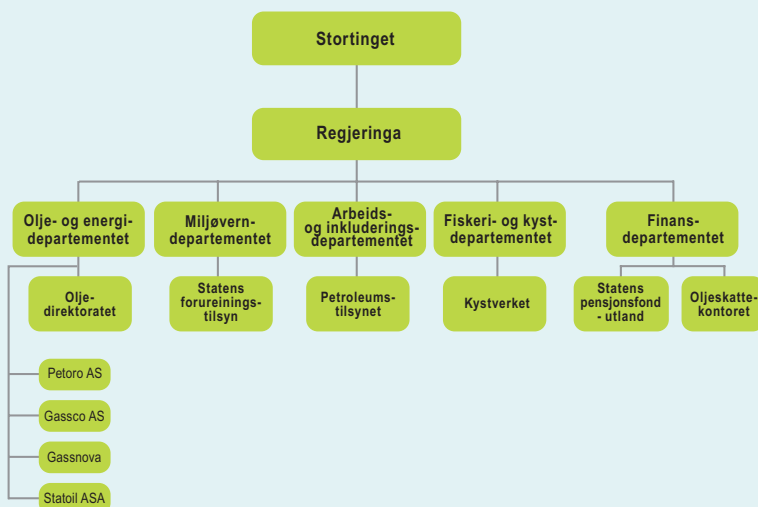
Interessa for oljeleting på norsk kontinentalsokkel tok til i byrjinga av 1960-åra. På det tidspunktet fanst det ingen norske oljeselskap, og svært få norske institusjonar, offisielle eller private, hadde kunnskap om petroleumsrelatert verksemd. Det var òg eit stort spørsmål om det verkeleg fanst særleg store petroleumsressursar på norsk kontinentalsokkel. Heilt frå starten av var det nødvendig med nasjonal administrasjon og kontroll over petroleumsaktiviteten på norsk kontinentalsokkel. Utfordringa for Noreg i samband med oppbygginga av petroleumsverksemda var å etablera eit system for forvaltinga av petroleumsressursane som maksimerte verdiane for det norske folket og det norske samfunnet.

Styresmaktene valde i starten ein modell med utanlandske selskap til å driva petroleumsverksemd på norsk kontinentalsokkel. Etter kvart auka det norske engasjementet ved at det vart oppretta eit

oljeselskap der staten var eieeigar, Statoil. I tillegg vart Norsk Hydro med i petroleumsverksemda. Eit privat norsk selskap, Saga Petroleum, kom òg til, men vart seinare kjøpt opp av Norsk Hydro. Samspelet og konkurransen mellom selskapa på kontinentalsokkelen har spela ei viktig rolle i og med at dei har hatt ulik teknisk, organisatorisk og kommersiell kompetanse. Denne politikken har medverka til at Noreg i dag har egne oljeselskap og ein konkurransedyktig leverandørindustri, og at landet er sikra store inntekter frå næringa.

Dagens ressursforvaltingsmodell

For at oljeselskapa skal kunna ta rasjonelle avgjersler om investeringar, er det ein føresetnad at rammeverket er føreseieleg og transparent. Dette er utgangspunktet for incentivsystemet som Noreg har etablert på norsk kontinentalsokkel. Organiseringa av verksemda og rolle- og ansvarsdelinga



Figur 2.1 Statleg organisering av petroleumsverksemda

skal sikra viktige samfunnsomsyn og at verdiskapinga kjem fellesskapet til gode. Samtidig spelar omsynet til ytre miljø, helse, arbeidsmiljø og tryggleik ei viktig rolle.¹

Norske og internasjonale oljeselskap står for sjølve drifta av petroleumsverksemda på den norske kontinentalsokkelen. Konkurransen mellom oljeselskapa gjev dei beste resultatane når det gjeld å maksimera verdien av petroleumsressursane. Samtidig er det viktig at styresmaktene kan forstå og evaluera avgjerslene som oljeselskapa tek. Noreg har difor etablert eit system der oljeselskapa skaper ideane og utfører det tekniske arbeidet som skal til for å vinna ut ressursane, men aktivitetane deira krev òg offentleg godkjenning. Offentleg godkjenning er nødvendig i alle stadium i petroleumsaktiviteten, i samband med leiteboring², planar for utbygging³ og planar for avslutning⁴ av felt. I dette systemet skaper oljeselskapa løysingane som krevst for å vinna ut ressursane, medan norske styresmakter sikrar at desse løysingane samsvarar med målet om å maksimera verdiane for heile det norske samfunnet.

For at oljeselskapa skal fungera som agentar for det norske samfunnet for å maksimera verdiane på norsk kontinentalsokkel, er det nødvendig med eit rammeverk som gjev petroleumsindustrien incentiv til å oppfylle statens mål, samtidig som dei oppfyller sitt eige mål, som er å maksimera sin eigen profitt. Via petroleumsskattesystemet og Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) får staten ein betydeleg del av inntektene frå petroleumsverksemda⁵. Men samtidig blir det gjeve skattefrådrag for kostnadene i samband med petroleumsaktiviteten. I eit slikt skattesystem fungerer den norske staten som ein passiv eigar i utvinningsløyva på norsk kontinentalsokkel. Dette systemet inneber at dersom oljeselskapa ikkje tener pengar, vil heller ikkje den norske staten tena

pengar. Alle aktørane i den norske petroleumsverksemda får dermed ei felles interesse av at utvinninga av dei norske petroleumsressursane skaper så store verdiar som råd.

Samarbeid og konkurranse

Samtidig som det er ynskjeleg med konkurranse, er det òg ynskjeleg at aktørane i petroleumsindustrien samarbeider. Difor deler styresmaktene ut utvinningsløyve til ei gruppe selskap i staden for berre til eitt selskap. Utvinningsløyve blir til vanleg tildelte ut frå søknader frå oljeselskapa i samband med tildelingsrundane⁶. Dei viktigaste kriteria for tildeling er geologisk forståing, teknisk ekspertise, finansiell styrke og røynslene til oljeselskapet. Basert på søknadene set Olje- og energidepartementet saman ei rettshavargruppe. I rettshavargruppa utvekslar oljeselskapa idear og røynsler, samtidig som dei deler kostnadene og inntektene frå utvinningsløyvet. Selskapa konkurrerer, samtidig som dei må samarbeida for å maksimera verdiane i det utvinningsløyvet dei har fått tildelt. Med dette systemet blir ekspertise og røynsler frå fleire selskap frå heile verda samla i så å seia alle utvinningsløyve på norsk kontinentalsokkel. Rettshavargruppa fungerer òg som eit internt kontrollsystem i utvinningsløyvet, der kvar rettshavar har rolla som kontrollør av arbeidet til operatøren.

¹ Miljøomsyn i petroleumsverksemda er det gjort greie for i kapittel 9.

² Jf. kapittel 3.

³ I kapittel 4 er det gjort greie for utbygging og drift. Gassforvaltninga er omtala i kapittel 5.

⁴ Meir om avslutning etter at produksjonen er slutt, i kapittel 6.

⁵ Jf. kapittel 8

⁶ Leitepolitikken er nærare omtala i kapittel 3.

Petroleumsverksemda blir driven av teknologisk nyvinning. For å maksimera verdiane på norsk kontinentalsokkel er det ein føresetnad å sikra at oljeselskapa heile tida nyttar den beste tilgjengelege teknologien, og at dei gjer nødvendig forskning. Dei norske styresmaktene har difor etablert eit miljø som fremjar teknologisk utvikling. Det er i dag eit nært samarbeid mellom oljeselskapa, forskingsinstitusjonar, leverandørindustrien og styresmaktene når det gjeld teknologi og forskning⁷.

Statleg organisering av petroleumsverksemda *Stortinget*

Stortinget set rammene for petroleumsverksemda i Noreg. Det skjer mellom anna ved at Stortinget vedtek lover og proposisjonar, og drøftar og gjev si innstilling til stortingsmeldingar om petroleumsverksemda. Store utbyggingssaker og prinsipielle saker skal drøftast og godkjennast der. Stortinget kontrollerer òg regjeringa og statsforvaltninga.

Regjeringa

Regjeringa har den utøvande makta over petroleumspolitikken og står til ansvar overfor Stortinget for politikken sin. Til å utøva politikken får regjeringa hjelp frå departementa, direktorat og underliggjande tilsyn. Ansvar for dei ulike rollene i utøvinga av petroleumspolitikken er fordelt slik:

- Olje- og energidepartementet
– ansvar for ressursforvaltninga og sektoren under eitt
- Arbeids- og inkluderingsdepartementet
– ansvar for helse, arbeidsmiljø og tryggleik
- Finansdepartementet
– ansvar for inntektene til staten

- Fiskeri- og kystdepartementet
– ansvar for oljevernberedskapen
- Miljøverndepartementet
– ansvar for det ytre miljøet

KonKraft og Topplederforum

Olje- og energidepartementet arbeider i dialog med den norskbaserte olje- og gassnæringa for å styrkja konkurransekrafta på norsk kontinentalsokkel og konkurranseevna til leverandørindustrien.

Denne prosessen går under namnet KonKraft. For at KonKraft skal få nok tyngd, er det oppretta ein møteplass der næringa og styresmaktene kan drøfta sentrale utfordringar og framlegg til konkrete tiltak. Denne møteplassen har fått namnet Topplederforum. Topplederforum vart etablert hausten 2000 og er leidd av olje- og energiministeren. Forumet omfattar om lag 40 toppleiarar frå oljeselskap, leverandørindustrien, arbeidstakar- og arbeidsgjevarorganisasjonar, forskingsinstitusjonar og styresmaktene.

⁷ Sjå kapittel 7.

Meir om den statlege organiseringa av petroleumsverksemda

OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENTET

Olje- og energidepartementet har det overordna ansvaret for forvaltinga av petroleumsressursane på norsk kontinentalsokkel. Departementet skal sjå til at petroleumsverksemda blir utført etter dei retningslinene Stortinget og regjeringa dreg opp. Oljedirektoratet er administrativt underlagt Olje- og energidepartementet. Departementet har i tillegg eit særskilt ansvar for å følgja opp dei statlege selskapa Petoro AS, Gassco AS og Gassnova og det selskapet som staten eig delar av, Statoil ASA.

Oljedirektoratet

Oljedirektoratet har ei sentral rolle innanfor petroleumsforvaltinga, og er eit viktig rådgjevande organ for Olje- og energidepartementet. Oljedirektoratet utøver forvaltingsmyndigheit i samband med undersøkingar etter og utvinning av petroleumsførekomster på den norske kontinentalsokkelen. Det omfattar óg myndigheit til å fastsette forskrifter og fatte vedtak etter regelverket for petroleumsverksemda.

Petoro AS

Petoro AS er eit statleg selskap som tek hand om Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) på vegner av staten.

Gassco AS

Gassco AS er eit statleg selskap som har ansvaret for transport av gass frå den norske kontinentalsokkelen.

Gassnova

Gassnova er eit forvaltingsorgan som har som oppgåve å fremja og støtta innovasjon av miljøvennleg gasskraftteknologi.

Statoil ASA

Statoil ASA er eit børsnotert selskap i Oslo og New York. Staten eig 70,9 prosent av aksjane.

ARBEIDS- OG INKLUDERINGSDEPARTEMENTET

Arbeids- og inkluderingsdepartementet har det overordna ansvaret for arbeidsmiljøet og for tryggleik og beredskap i samband med petroleumsverksemda.

Petroleumstilsynet

Petroleumstilsynet har ansvaret for tryggleik, beredskap og arbeidsmiljø i petroleumsverksemda.

FINANSDEPARTEMENTET

Finansdepartementet har det overordna ansvaret for å syta for at staten får inn skattar, avgifter og andre inntekter frå petroleumsverksemda.

Oljeskattekontoret

Oljeskattekontoret er ein del av Skatteetaten, som er underlagd Finansdepartementet. Oljeskattekontoret skal først og fremst syta for rett fastsetjing og innbetaling av skattar og avgifter som politiske styresmakter vedtek.

**Statens pensjonsfond – Utland
(tidlegare Petroleumsfondet)**

Finansdepartementet har ansvaret for å forvalta Statens pensjonsfond – Utland. Ansvaret for den operative forvaltninga er delegert til Noregs Bank.

FISKERI- OG KYSTDEPARTEMENTET

Fiskeri- og kystdepartementet har ansvaret for å sikra god beredskap mot akutt forureining i norske farvatn.

Kystverket

Kystverket har ansvaret for den statlege oljevernberedskapen.

MILJØVERNDEPARTEMENTET

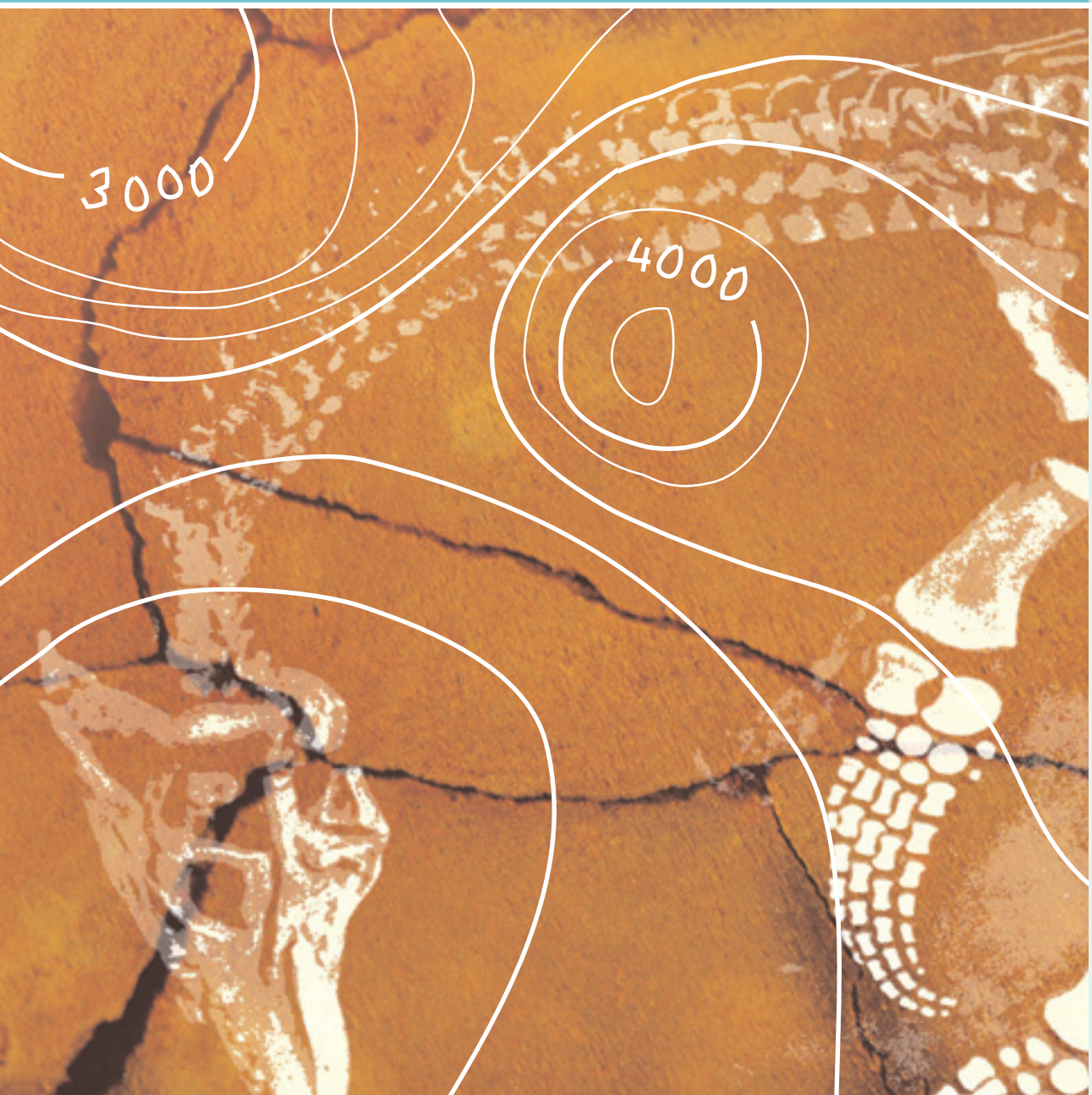
Miljøverndepartementet har det overordna ansvaret for forvaltninga av miljøvernet i Noreg.

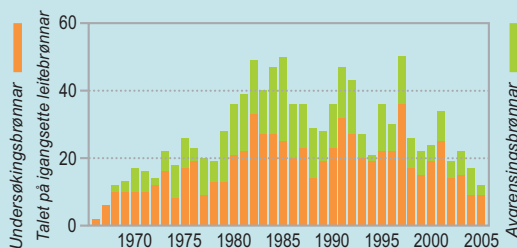
Statens forureiningstilsyn

Statens forureiningstilsyn har mellom anna ansvaret for å følgja opp forureiningslova. Ei anna sentral oppgåve for Statens forureiningstilsyn er å gje Miljøverndepartementet råd, rettleiing og fagleg grunnlagsmaterieil.

3

Leiteverksemda





Figur 3.1 Igangsette leitebrønner på den norske kontinentalsokkelen 1966-2005

(Kjelde: Oljedirektoratet)

For å kunna vinna ut petroleumsressursane som finst på norsk kontinentalsokkel, må ein først leita etter og påvisa uoppdaga ressursar. Leiteaktiviteten er ein viktig indikator på framtidig produksjon. Generelt tek det fleire år frå det blir avgjort at ein skal leita etter ressursar, til eventuelle funn kan settast i produksjon. Utforminga av leitepolitikken er difor ein viktig del av norsk ressursforvaltning.

I dei seinare åra har det vore ein tendens til mindre leiteverksemd på norsk kontinentalsokkel enn før, og det er gjort færre store funn. For styresmaktene er det viktig at leitepolitikken er utforma slik at det raskt og effektivt kan påvisast nye ressursar. Det er selskapa som står føre sjølve leitinga etter og påvisinga av nye ressursar. Leitepolitikken er difor utforma for å gjera norsk kontinentalsokkel attraktiv og trekkja til seg nye aktørar som kan utfylla dei aktørane som alt er der. Styresmaktene prøver å få til eit rett aktivitetsnivå på kontinentalsokkelen gjennom konsesjonssystemet og gjennom arealtilgangen og arealforvaltninga.

Ein grunnleggjande føresetnad for petroleumsverksemda på norsk kontinentalsokkel er sameksistens mellom oljeindustrien og andre brukarar av hav- og landområda som petroleumsverksemda får følgjer for. Denne føresetnaden ligg òg til grunn i konsesjonspolitikken. Når det gjeld både opning av nye område, utlysing av konsesjonsrundar og tildeling av utvinningsløyve, legg ein stor vekt på å finna ordningar som tek vare på interessene til alle brukarane av havområda.

Konsesjonssystemet

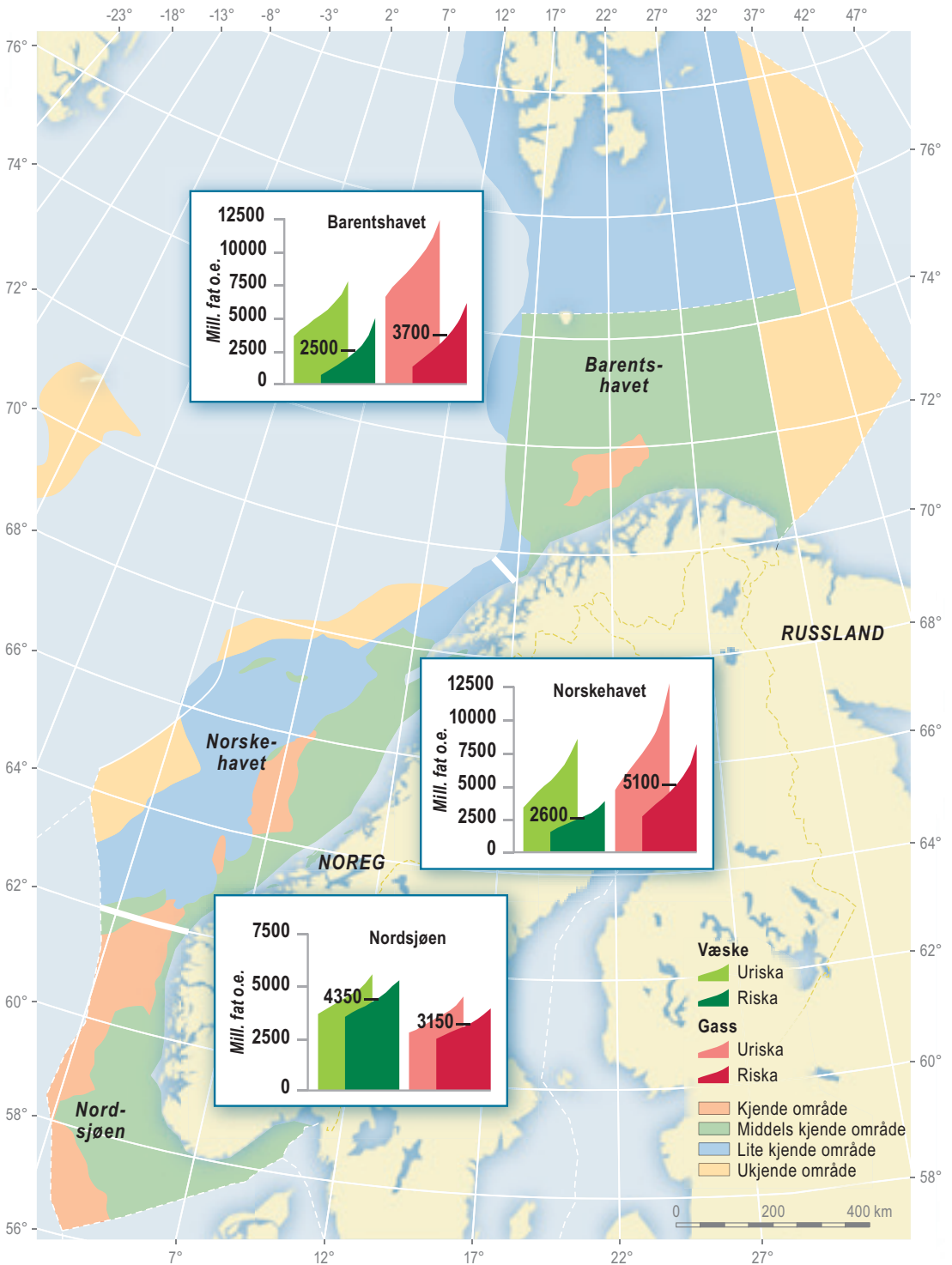
Petroleumslova (lov 29. november 1996 nr. 72 om petroleumsvirksomhet) inneheld den overordna heimelen for konsesjonssystemet som regulerer norsk petroleumsverksemd. Etter lova og forskrifta til lova kan det tildelast løyve for undersøking etter, utvinning av og transport av petroleum med meir.

Petroleumslova slår fast at det er staten som har eigeomsretten til undersøiske petroleumsførekomstar på norsk kontinentalsokkel. Før det blir gjeve løyve til leiteboring og produksjon (utvinningsløyve), må området der det skal borast, vera opna for petroleumsverksemd. I samband med det skal det utarbeidast ei konsekvensutgreiing som vurderer mellom anna dei økonomiske og sosiale verkknadene og miljøverkknadene som verksemda kan ha for andre næringar og distrikta rundt.

Utvinningsløyve blir til vanleg tildelte gjennom konsesjonsrundar. Regjeringa kunngrer då ei viss mengd blokker som ein kan søkja om utvinningsløyve for. Søkjarane kan søkja som gruppe eller individuelt. Til grunn for tildelinga av utvinningsløyva ligg saklege, objektive, ikkje-diskriminerande og kunngrjorde kriterium. På bakgrunn av søknadene som kjem inn, set Olje- og energidepartementet saman ei gruppe selskap for kvart utvinningsløyve eller gjer tilpassingar i ei gruppe som har sendt ein gruppesøknad. Departementet peikar ut ein operatør for interessentskapet til å stå føre den operative verksemda som løyvet gjev rett til.

Utvinningsløyvet regulerer rettar og plikter som selskapa har overfor staten. Dokumentet utfyller føresegnene i petroleumslova og gjev detaljerte vilkår for kvart løyve. Løyvet gjev einerett til undersøking, leiteboring og utvinning av petroleum innanfor det geografiske området i utvinningsløyvet. Rettshavarane blir eigarar av petroleumen som blir produsert.

Utvinningsløyvet gjeld i første omgang for ein innleiende periode (leiteperiode) som kan vara i inntil ti år. I denne perioden skal det utførast ei fastsett arbeidsplikt i form av mellom anna seismisk kartlegging og/eller leiteboring. Det skal betalast ei arealavgift per kvadratkilometer etter nærare fastsette reglar. Dersom rettshavarane er same og å gje opp utvinningsløyvet, kan det leverast tilbake etter at arbeidsplikta er oppfylt.



Figur 3.2 Uoppdaga ressursar
(Kjelde: Oljedirektoratet)

Modne og umodne område

På norsk kontinentalsokkel har Stortinget opna for petroleumsaktivitetar i mesteparten av Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet Sør. Estimert som Oljedirektoratet har gjort over uoppdaga ressursar i områda på kontinentalsokkelen, er på til saman 3,4 milliardar standardkubikkmeter (Sm³) utvinnbare oljeekvivalentar. Det er om lag like mykje som det som til no er produsert på norsk kontinentalsokkel. Ressursane fordeler seg nokså likt mellom dei tre regionane, med 35 prosent i Nordsjøen, 36 prosent i Norskehavet og 29 prosent i Barentshavet (sjå figur 3.2). Avhengig av kor modne områda er, varierer utfordringane ein står framfor når det gjeld å realisera det økonomiske potensialet for dei uoppdaga ressursane på norsk kontinentalsokkel.

Kjenneteikn på modne område er kjend geologi, mindre tekniske utfordringar og godt utbygd eller planlagd infrastruktur. Difor er det nokså sannsynleg at ein vil gjera funn når ein borar prospekt, men samtidig er det mindre sannsynleg å gjera nye, store funn. I delar av dei modne områda av kontinentalsokkelen har det vore petroleumsaktivitet i nærare 40 år. Difor er geologien der godt kjend, og mange stader er infrastrukturen godt utbygd.

Kjenneteikn på umodne område er lite kjennskap til geologien, store tekniske utfordringar og manglande infrastruktur. Uvissa omkring leiteaktiviteten er større her, men det er framleis mogleg å gjera nye, store funn. Dette medverkar til eit mindre mangfald av aktørar som er eigna til å leita etter slike ressursar. I tillegg til at aktørane må ha brei røynsle og teknisk og geologisk kompetanse, må dei som opererer i desse områda, ha eit solid finansielt fundament.

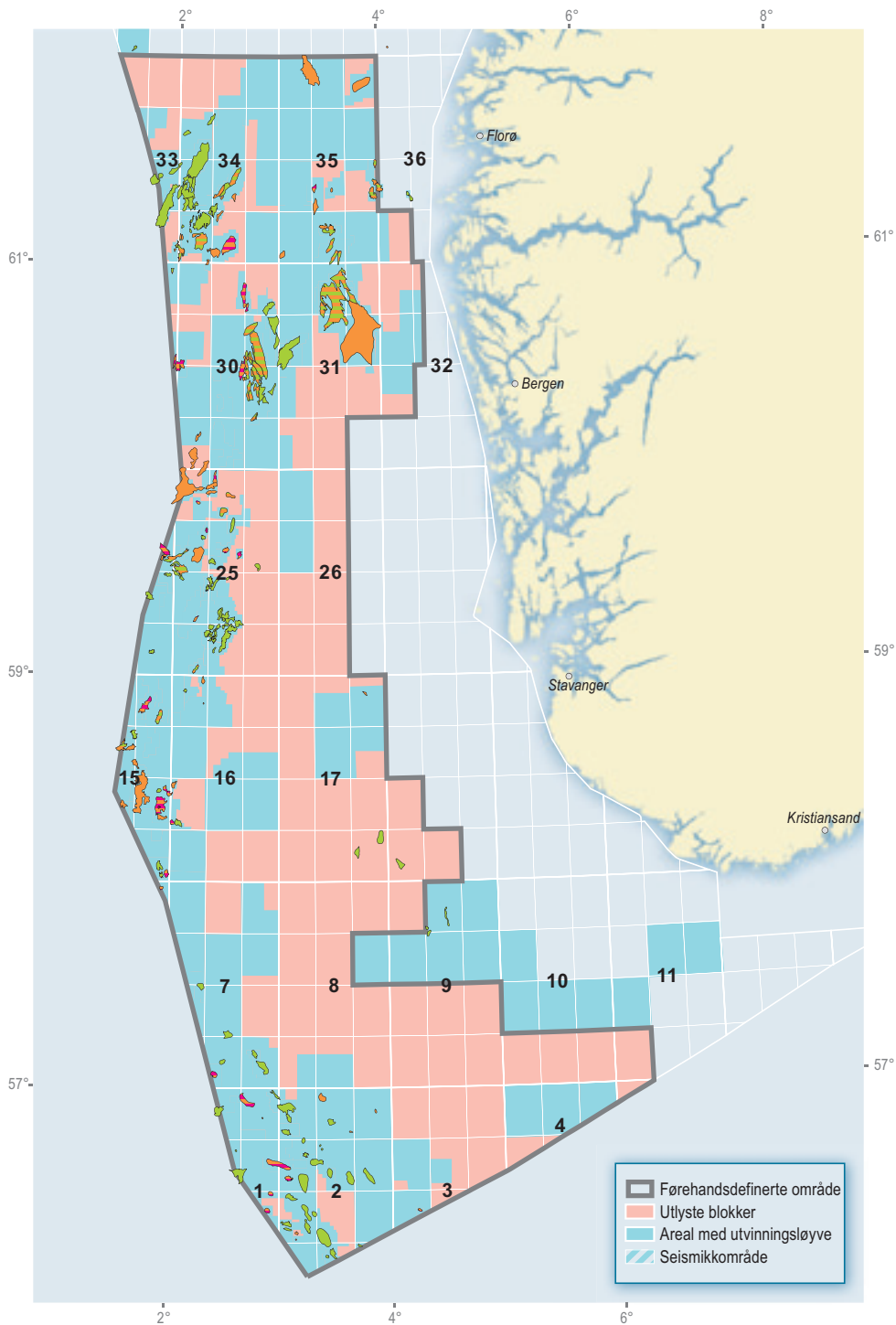
Leitepolitikk i modne og umodne område

Modne område

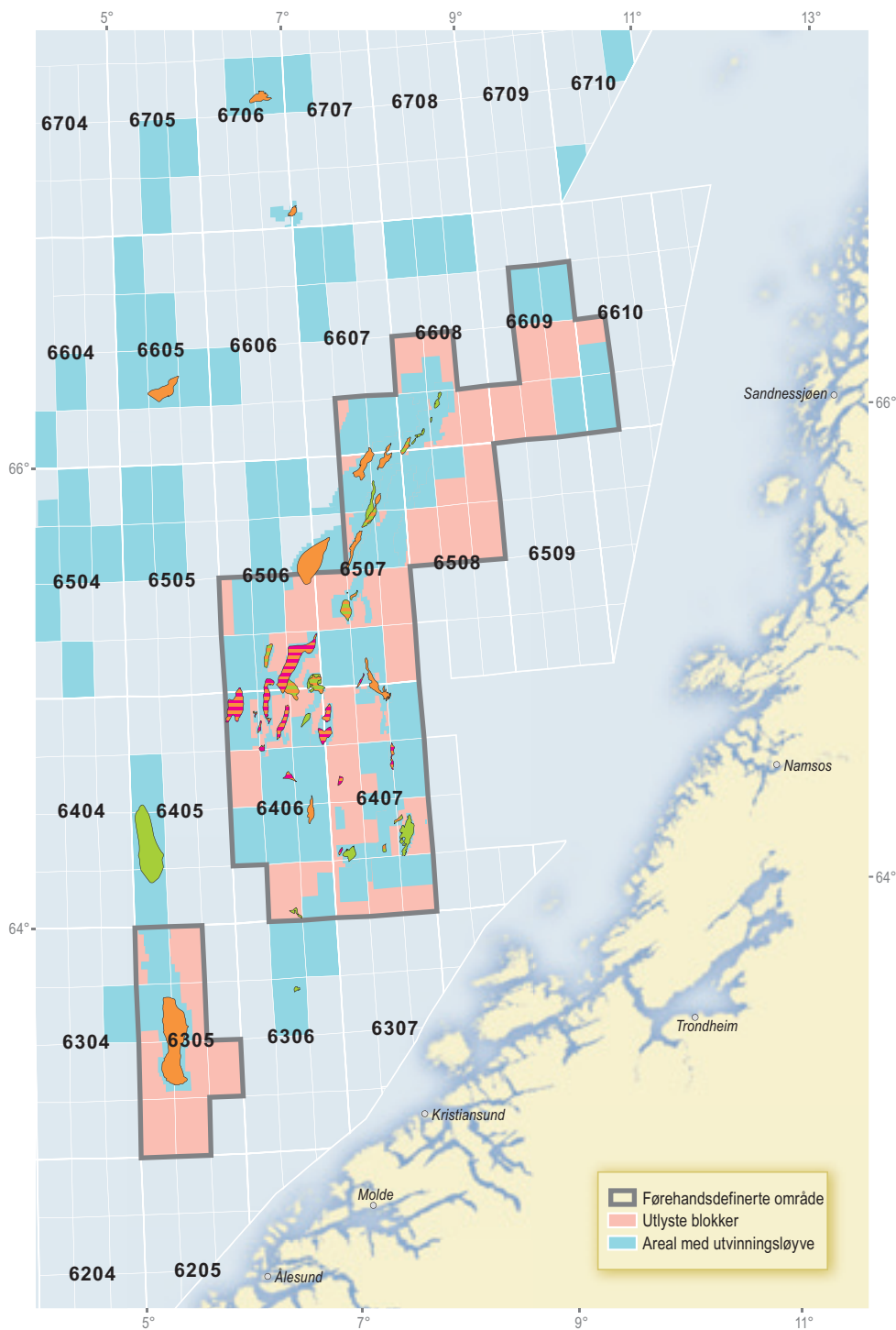
Petroleumsverksemda på norsk kontinentalsokkel tok til i Nordsjøen og har med tida, basert på prinsippet om gradvis utlysing, flytt seg nordover. Det gjer at store delar av Nordsjøen i dag, frå eit leiteperspektiv, blir rekna som modne. Haltenbanken i Norskehavet har òg vore mykje utforska, og ein reknar at også delar av denne regionen er moden. Det siste området som i dag blir vurdert som mode, er området rundt Snøhvit i Barentshavet.

I modne område er infrastrukturen mange stader godt utbygd. Men levetida til den eksisterande infrastrukturen er avgrensa, og det er difor viktig å påvisa og vinna ut ressursane i området før infrastrukturen blir stengd ned. Dersom det ikkje lèt seg gjera, kan lønnsame ressursar bli liggjande att fordi funna er for små til å kunna forsvara ei eiga utbygging av infrastruktur.

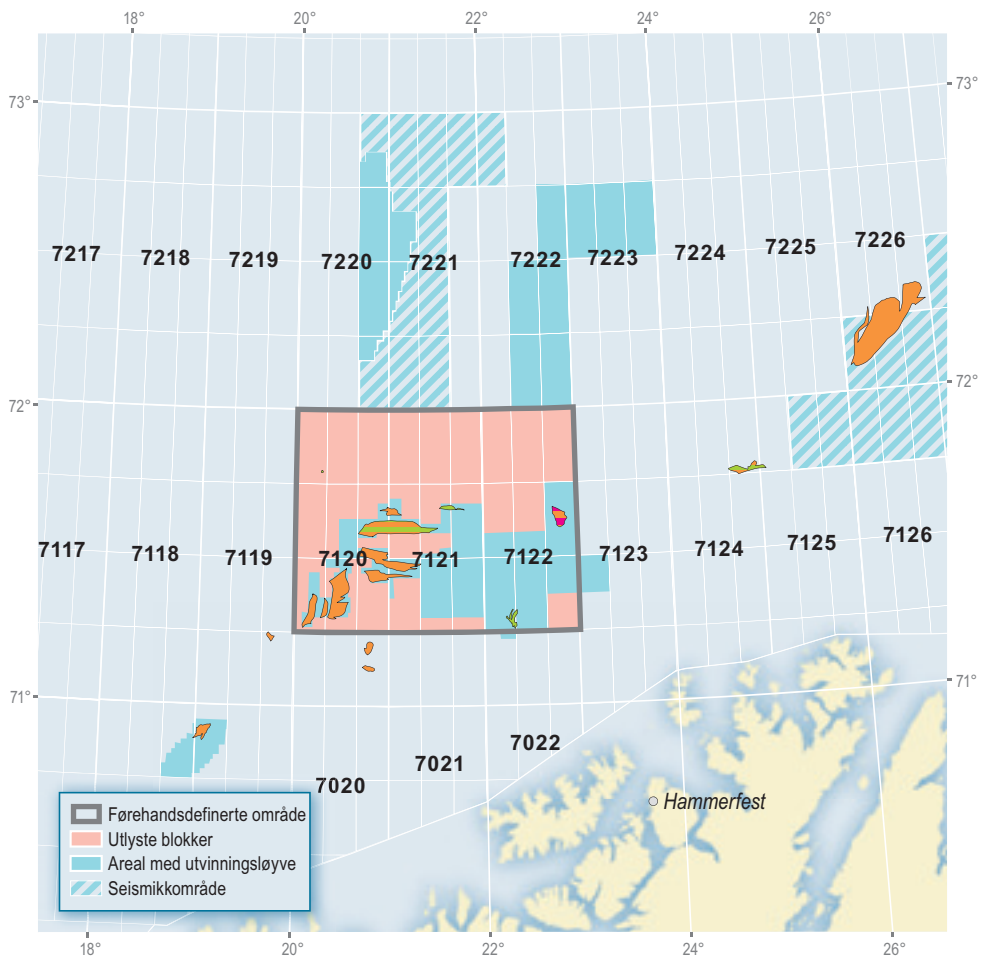
I desse områda har styresmaktene vurdert det som viktig at industrien får tilgang til større område, slik at dei ressursane som er tidskritiske, kan vinnast ut til rett tid. I tillegg er det viktig at dei areala som industrien får tildelt, blir utforska på ein rask og effektiv måte. Regjeringa har difor lagt om politikken i modne område og innførte i 2003 ordninga med tildeling av utvinningsløyve i førehandsdefinerte område (TFO) i modne delar av kontinentalsokkelen. Ordninga inneber at det er oppretta store førehandsdefinerte leiteområde, som omfattar alt mode areal på kontinentalsokkelen. Områda vil bli utvida, men ikkje innskrenka, etter kvart som nye område modnast. Det er lagt opp til ein fast årleg syklus for konsesjonsrundar i modne område. Til no har det vore gjennomført tre rundar i modne område: TFO 2003, TFO 2004 og TFO 2005. Figurane 3.3, 3.4 og 3.5 viser det arealet som er lyst ut for tildeling i TFO 2006.



Figur 3.3 Tildeling i førehandsdefinerte område – utlysning Nordsjøen 2006
 (Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 3.4 Tildeling i førehandsdefinerte område – utlysning Norskehavet 2006
(Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 3.5 Tildeling i førehandsdefinerte område – utlysning Barentshavet 2006
(Kjelde: Oljedirektoratet)

Areal som ligg innanfor det førehandsdefinerte området, og som blir levert tilbake i perioden frå utlysinga til søknadsfristen er ute, skal inkludrast i utlysingsområdet. Det inneber at alt areal som blir levert tilbake innanfor det førehandsdefinerte området, automatisk skal reknast som utlyst på tidspunktet når tilbakeleveringa skjer. Dermed vil andre selskap som har eit anna syn på prospektiviteten i området, raskt få høve til å utforska dette. Det vil føra til raskare sirkulasjon av areal og ei meir effektiv utforsking av dei modne områda.

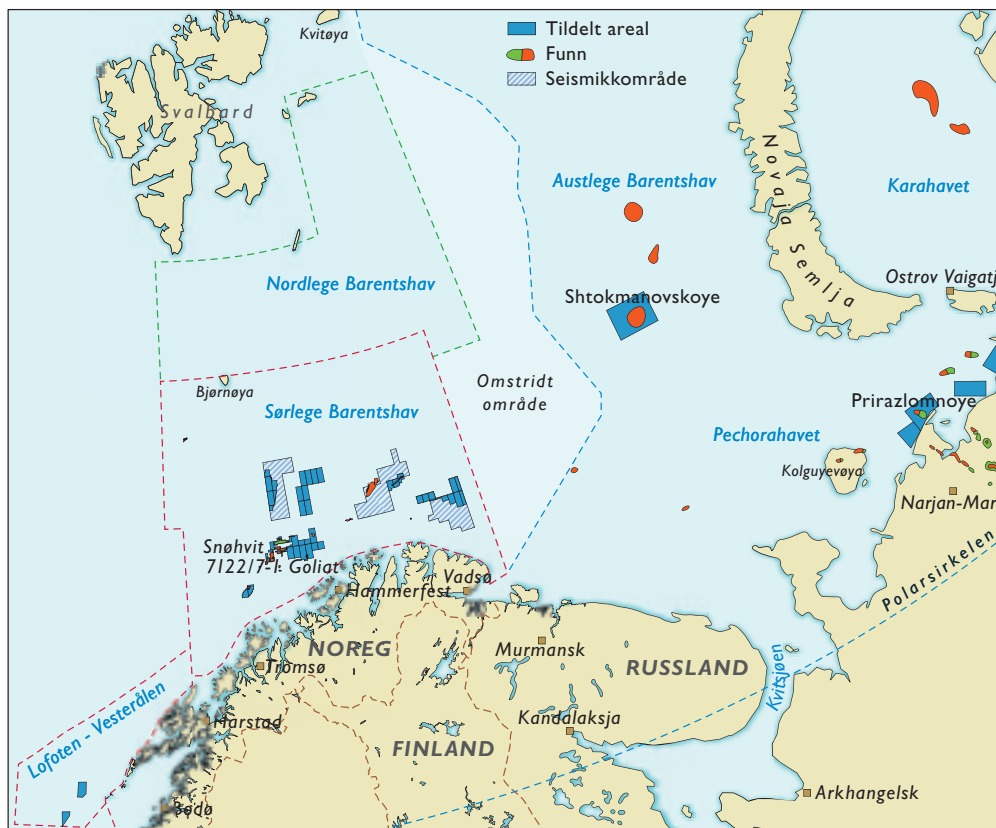
Hypptige tildelingar og meir utlyst areal i kvar runde har ført til fleire konsesjonsbelagde område. Ved inngangen til 2005 var 16 prosent av arealet som var opna for petroleumsvirksomheit på norsk

kontinentalsokkel, konsesjonsbelagt, ein auke frå ni prosent eitt år tidlegare.

For styresmaktene er det viktig at det blir arbeid aktivt med konsesjonsbelagt areal. Rammeverket må difor utformast slik at selskap som har fått tildelt utvinningsløyve, ikkje lèt arealet liggja uverksam, men utforskar det aktivt.

I dei modne områda er arbeidsplikta, som selskapa tek på seg når dei får tildelt nye utvinningsløyve, sett opp i punkt som gjeld aktivitetar og avgjersler. For kvart punkt må selskapa avgjera om dei vil gjennomføra nye aktivitetar i løyvet eller levera tilbake heile området.

Ei anna viktig endring er at områda for utvinningsløyve som skal tildelast, blir meir skreddar-



Figur 3.6 Norsk og russisk del av Barentshavet
(Kjelde: Oljedirektoratet)

sydde enn før ved at selskapa får tildelt berre dei områda der dei har konkrete planar.

Også ved utgangen av den initielle perioden er det gjort endringar i kva for område selskapa får sitja att med. Tidlegare kunne selskapa når den initielle perioden var over, framleis ha opptil 50 prosent av det tildelte arealet utan at dei plikta å driva nokon konkret aktivitet. I dag er hovudregelen at dei får ha berre dei områda der dei har planar om å starta produksjon.

Umodne område

Dei områda som i dag blir rekna som umodne på norsk kontinentalsokkel, er store delar av Barentshavet og Norskehavet. I Norskehavet gjeld det sær-

leg djupvassområda og dei nordlegaste delane. I tillegg er dei kystnære områda i den sørlege delen av norsk kontinentalsokkel relativt umodne.

Gjennom 18. konsesjonsrunde kom prinsippa i endringane i reglane for tilbakelevering i modne område og til å gjelda umodne område. Men det er ikkje føremålstenleg at alle selskap som har fått utvinningsløyve i umodne område leverer inn ein utbyggingsplan ved utgangen av den initielle perioden, så hovudregelen for tilbakelevering i desse områda er knytt til avgrensing av ressursar som er påviste ved boring.

I umodne område er det elles gjort dei same endringane som i modne område når det gjeld å skreddarsy områda som skal tildelast.

| | | | | |
|--------------------|-----------------|--------------|---------------|--------------|
| Aker Energy* | Dong | Lasmo* | OER | Petro-Canada |
| Altinex | Endeavour | Lundin | OMV | Premier Oil |
| Anadarko | Ener Petroleum | Marubeni | Oranje Nassau | Revus |
| BG Norge | Faroe Petroleum | Mitsubishi | PA Resources | Ruhrgas |
| Centrica | Gaz de France | Mærsk | Paladin | Sumitomo |
| CNR | Hunt Oil | Nexen | Pelican* | Talisman |
| Discover Petroleum | Idemitsu | Noble Energy | Pertra | Wintershall |
| DNO | Kerr McGee | Noreco | Petoro | |

* Eksisterer i dag ikkje som sjølvstendige selskap.

Figur 3.7 Prekvalifiserte/nye selskap sidan 2000 (per 1. kvartal 2006)

(Kjelde: Olje- og energidepartementet)

Utlysinga av 19. konsesjonsrunde i 2005 omfatta blokker både i Norskehavet og Barentshavet. I Barentshavet vart det valt ut representative nøkkelblokker. Utforskinga av dei vil gje viktig informasjon om større område i dette havområdet.

I dei umodne områda av norsk kontinentalsokkel er det framleis mogleg å gjera nye, store funn. Utsiktene til å gjera slike funn medverkar til at norsk kontinentalsokkel framleis er konkurransedyktig i eit internasjonalt perspektiv. Etter kvart som petroleumsaktivitetane gradvis har nærma seg dei store umodne områda i dei nordlege delane av kontinentalsokkelen, har det vore nødvendig å avklara vilkåra for petroleumsaktivitetane i desse områda.

Av omsyn til miljøet og fiskeriindustrien vart det i 2002 sett i verk ei utgreiing om konsekvensar av heilårig petroleumsverksemd i området Lofoten–Barentshavet (ULB). Basert på resultatane vedtok den dåverande regjeringa at det ikkje skal opnast for vidare petroleumsverksemd i tildelt areal i Nordland VI utanfor Lofoten. Samtidig vedtok regjeringa å opna generelt for vidare heilårig petroleumsverksemd i dei områda som alt er opna i Barentshavet Sør, med unntak av visse særleg verdifulle områda.

Vinteren 2003 etablerte Olje- og energidepartementet og Fiskeridepartementet (nåverande Fiskeri- og kystdepartementet) ei arbeidsgruppe (sameksistensgruppa I) som skulle vurdere moglegheitene for sameksistens mellom fiskerinæringa og petroleumsnæringa i området frå Lofoten og nordover, inkludert Barentshavet. Med i dette arbeidet var Olje- og energidepartementet, Fiskeri- og kystdepartementet, Oljedirektoratet, Fiskeridirektoratet, Havforskningsinstituttet, Norges Fiskarlag og Oljeindustriens landsforening. Gruppa kom fram til tilrådingar om vilkår som bør gjelda for å regulera forholdet mellom petroleumsverksemda

og fiskeria i Barentshavet. Arbeidsgruppa summerte opp arbeidet sitt i ein rapport som var ferdig i juli 2003.

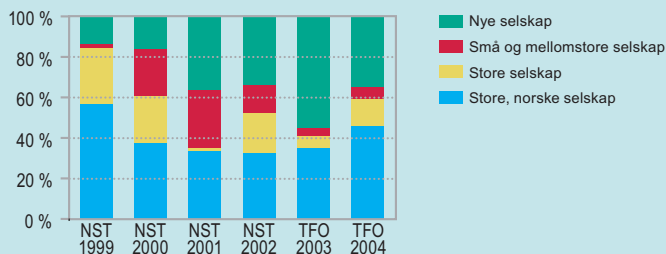
Arbeidet i sameksistensgruppa tok til att våren 2005 med ein vidare diskusjon av moglegheitene for sameksistens mellom petroleumsverksemda og fiskeriverksemda innanfor rammene av ei berekraftig utvikling (sameksistensgruppa II). I tråd med vedtaket i Stortinget vart gruppa utvida med deltakarar frå Miljøverndepartementet, Statens forureiningstilsyn, Direktoratet for naturforvaltning og Norsk institutt for naturforskning. I tillegg kom òg Arbeids- og inkluderingsdepartementet og Petroleumstilsynet inn som nye deltakarar i arbeidet.

Arbeidet i gruppa er koordinert med den heilskaplege forvaltingsplanen for Barentshavet og havområda utanfor Lofoten (HFB), og rapporten frå sameksistensgruppa II vil bli offentleggjort etter stortingsmeldinga om forvaltingsplanen, som etter planen skal oversendast til Stortinget før påske 2006.

Uopna område

Framleis er det store område på norsk kontinentalsokkel som Stortinget ikkje har opna for petroleumsverksemd. Det gjeld heile Barentshavet Nord, Troms II, Nordland VII, delar av Nordland VI, kystnære område utanfor Nordlandskysten og Skagerrak.

Stortinget må vedta at desse områda skal opnast for petroleumsaktivitet før dei eventuelt kan lysast ut i ein konsesjonsrunde. Som grunnlag for slike vedtak må det utarbeidast ei konsekvensutgreiing som vurderer mellom anna økonomiske og sosiale verknader og miljøverknader som verksemda kan ha for andre næringar og distrikta rundt. Spørsmålet om å opna områda skal leggjast fram for lokale styresmakter og sentrale interesseorganisasjonar som kan vera særleg interesserte i saka.



Figur 3.8 Leitekostnader i utvinningsløyve tildelt i NST og TFO etter storleiken på selskapa (se figur 3.1.)

(Kjelde: Oljedirektoratet)

Tiltredingserklæringa til regjeringa, Soria Moria-erklæringa, slår fast «at det i Nordland VI ikke skal igangsettes petroleumsvirksomhet i perioden. Når den helhetlige forvaltningsplanen foreligger, skal det for de øvrige havområdene utenfor Lofoten og nordover, inkludert Barentshavet avgjøres hvilke områder som skal åpnes, og hvilke områder det ikke skal foregå petroleumsaktivitet i. Dette skal bestemmes av Stortinget».

Omstridt område

Grenselina mellom Noreg og Russland er framleis ikkje avklara. Det går føre seg samtalar mellom russiske og norske styresmakter om dette. Området er avmerkt på figur 3.6, og er om lag like stort som den norske delen av Nordsjøen.

Aktørbiletet

Talet på og samansetjinga av oljeselskapa som gjennomfører petroleumsaktivitetar på norsk kontinentalsokkel, blir omtala som aktørbiletet. Dei største internasjonale aktørane har fått ein sentral plass på norsk kontinentalsokkel, ein naturleg konsekvens av at på kontinentalsokkelen har det vore få, men store og krevjande oppgåver der det har vore mogleg å realisera store verdiar. Etter kvart som kontinentalsokkelen har modnast og utfordringane der har endra seg og vorte meir diversifiserte, har det vore viktig å tilpassa aktørbiletet til denne endra situasjonen. Difor har ein dei siste åra fokusert på å få nye kompetente aktørar inn på kontinentalsokkelen. Det har gjerne vore mindre aktørar med eit spesielt fokus på modne område og haleproduksjon.

Fleire opplysningar om operatørar og rettshavarar i utvinningsløyve og felt på norsk kontinentalsokkel finst på nettstaden til Oljedirektoratet: www.npd.no/rapporter.

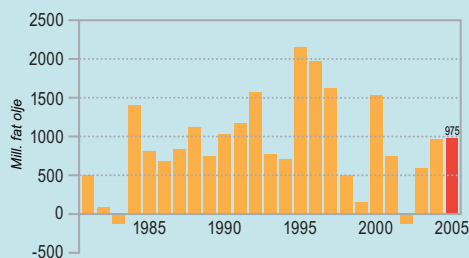
Prekvalifisering

For å leggja tilhøva betre til rette for nye aktørar introduserte Stortingsmelding nr. 39 (1999–2000) ei ordning med prekvalifisering av nye operatørar og rettshavarar. Sidan ordninga vart sett i verk og fram til mars 2006, har 39 selskap gjennomgått prekvalifisering eller vorte rettshavarar på norsk kontinentalsokkel. I tillegg er andre selskap til vurdering eller har indikert at dei ynskjer prekvalifisering. Figur 3.7 viser prekvalifiserte og nye selskap på norsk kontinentalsokkel sidan 2000.

Når det gjeld Nordsjørundane og TFO, har dei nye aktørane fått tildelt betydeleg areal og utvinningsløyve. Dei fire siste åra har nye aktørar stått for vel 20 prosent av leitekostnadene i samband med desse rundane.

4 Utbygging og drift





Figur 4.1 Brutto reservetilvekst for olje 1981 - 2005

(Kjelde: Oljedirektoratet)

I 2005 produserte Noreg heile 84 milliardar standard kubikkmeter (Sm^3) gass – meir enn nokon gong før. Den samla produksjonen av olje var 148 millionar Sm^3 , ein liten nedgang frå året før. Ein ventar at den samla produksjonen av olje og gass vil halda seg om lag på dette nivået dei neste åra, med ein liten auke fram mot eit toppår i 2008. Framover vil det bli produsert mindre olje og meir gass. For ti år sidan utgjorde gass 15 prosent av den samla produksjonen. I 2006 vil denne delen auka til 35 prosent, og i 2013 ser det ut til at gassproduksjonen vil utgjera meir enn 50 prosent.

Ved utgangen av 2005 kom produksjonen frå 42 felt i Nordsjøen og åtte felt i Norskehavet. To nye felt er komne i produksjon i 2005, Kristin og Urd. Begge ligg i Norskehavet. Når Snøhvitfeltet kjem i produksjon, etter planen i 2007, vil det bli produsert petroleum også frå den norske delen av Barentshavet. Etter kvart som den norske petroleumsværksemda har flytt seg nordover, har ein gått inn i område med store gassressursar. Difor er det bygt ut ei rekke gassfelt og etablert ein betydeleg transportinfrastruktur for gass. Denne infrastrukturen har gjort det mogleg å utvikla stadig nye gassressursar. Utvikling av gassfelt, kombinert med fallande produksjon frå store oljefelt, gjer at gass blir ein stadig viktigare del av petroleumproduksjonen i Noreg.

Produksjonen frå norsk kontinentalsokkel har vore dominert av nokre store felt. Produksjonen frå fleire av desse felta minkar no, samtidig som fleire nye mindre felt har kome til. Difor fordeler produksjonen seg i dag på fleire felt enn før. Dette er ei naturleg utvikling. Då Nordsjøen vart opna for oljeværksemd, vart dei områda som såg mest lovande ut undersøkte først. Det førte til funn i verdsklasse, funn som seinare kom i produksjon og fekk feltnamn som Ekofisk, Statfjord, Oseberg, Gullfaks og Troll. Desse felta har vore og er framleis viktige

for utviklinga av norsk kontinentalsokkel. Dei store felta har gjort sitt til at det er etablert infrastruktur som fleire felt har kunna knyta seg opp mot.

Felt og infrastruktur – potensial for effektiv utnytting

Med tanke på samfunnsinteressene i samband med utbygging og drift av olje- og gassfelt har styresmaktene etablert rammes for desse aktivitetane. Rammene skal sikra at selskapa tek avgjersler som resten av samfunnet er tent med. Det er viktig at rammene er føreseielege for selskapa. Styresmaktene har lagt opp til ein modell som er prega av både samarbeid og konkurranse mellom aktørane. Føremålet med det er å skapa eit klima for gode avgjersler som tener selskapa og samfunnet.

Ut frå rammene for petroleumsværksemda er selskapa forplikta til forsvarleg utbygging og drift av påviste petroleumsværksemdar. Dermed er selskapa ansvarlege for å fremja og gjennomføra nye prosjekt, men det er styresmaktene som gjev endeleg samtykke til igangsetjing. Når ein ny værksemd skal byggjast ut, må selskapa leggja fram ein plan for utbygging og drift (PUD) for godkjenning. Ein viktig del av utbyggingsplanen er ei konsekvensutgreiing som går ut til høyring til instansar som saka vedkjem. Konsekvensutgreiinga skal gjera greie for korleis ein reknar med at utbygginga vil verka på miljøet, eventuelle grenseoverskridande miljøverknader, naturressursar, fiskeria og samfunnet elles. Behandlinga av denne utgreiinga og av sjølve utbyggingsplanen sikrar ressursmessig forsvarlege prosjekt som har akseptable konsekvensar for andre samfunnsinteresser.

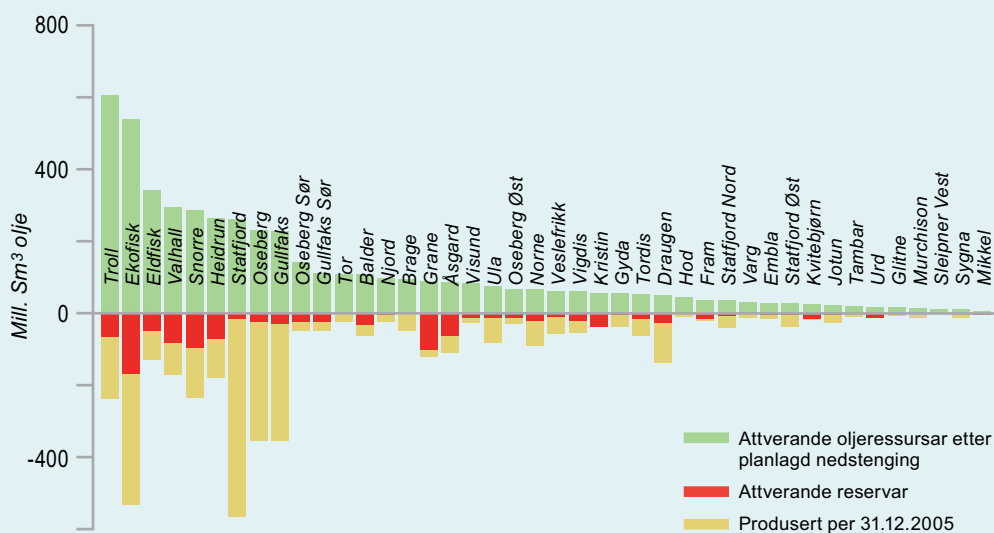
Utbygging av påviste petroleumsværksemdar er grunnlaget for produksjon og verdiskaping frå petroleumsværksemda i dag. Men dei 50 felta på norsk kontinentalsokkel gjev i tillegg høve til å utnytta ressursane i dei områda felta ligg i endå

betre. I sum er dette eit stort potensial som kan generera store verdiar for samfunnet dersom det blir utnytta på ein fornuftig måte. Oljedirektoratet har vurdert dette potensialet og har kome fram til ei målsetjing om ein reservetilvekst på norsk kontinentalsokkel på 800 millionar Sm³ (fem milliardar fat) olje før 2015. Det svarar til oljeressursane i om lag to Osebergfelt, og med oljeprisen i dag har volumet ein bruttoverdi¹ på om lag 2000 milliardar kroner, nesten halvannen gong så mykje som Statens pensjonsfond – Utland (tidlegare Petroleumsfondet). Målsetjinga er eit strekksmål for industrien og styresmaktene. Dersom vi skal få ut dette potensialet, må vi auka utvinninga frå felt i produksjon, byggja ut funn i nærleiken av eksisterande infrastruktur, påvisa og byggja ut nye ressursar og heile tida gjera drifta av felta betre og meir kostnadseffektiv.

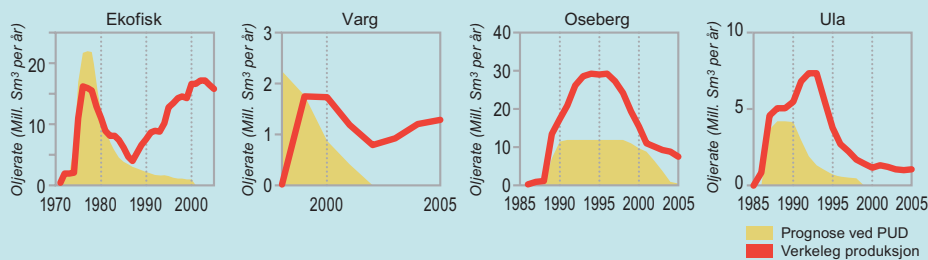
Figur 4.1 viser årleg tilvekst av oljereservar i perioden 1981–2005. Siden målsetjinga om reservetilvekst vart lansert for under eit år sidan, er det alt bokført eit volum på 155 millionar Sm³ (om lag ein milliard fat) olje. Det utgjer nesten 20 prosent av målsetjinga.

Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet innfører i 2006 ei ny og meir strukturert oppfølging av felt i drift. Bakgrunnen for dette initiativet er at utviklinga mot ein meir moden sokkel òg gjev styresmaktene nye utfordringar. Fram til no har mykje av merksemda på norsk kontinentalsokkel vore retta mot utbygging av nye, store felt. Det store ressurspotensialet vi ser i felt i drift og i områda rundt eksisterande infrastruktur, gjer at det er behov for å endra styresmaktene si oppfølging av verksemda i desse felta. Målsetjinga er å sikra at mest mogleg av ressursane blir utvunne.

1 400 kroner per fat.



Figur 4.2 Ressursfordeling – felt i produksjon
(Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 4.3 Produksjonsutvikling for felt Ekofisk, Varg, Oseberg og Ula

(Kjelde: Oljedirektoratet)

På bakgrunn av innrapporterte data frå operatørselskapa gjennomfører styresmaktene årleg ein analyse av utviklinga i modne område. Denne analysen utgjer grunnlaget for korleis styresmaktene skal prioritera oppfølginga av kvart enkelt felt.

Vidareutvikling av felt i drift

Delar av norsk kontinentalsokkel blir i dag definerte som modne område. Det vil seia område med kjend geologi, godt utbygd infrastruktur, minskande produksjon og aukande einingskostnader i produksjonen. I desse områda er det framleis eit betydeleg potensial for verdiskaping dersom ein aukar utvinningssgraden i produserande felt, effektiviserer drifta og leitar etter ressursar i nærleiken av infrastrukturen som er utbygd.

Figur 4.2 viser ei oversikt over dei totale oljeresursane i felt i produksjon. Ressursane kan delast inn i:

- produserte mengder
- attverande reservar
- ressursar som vil bli liggjande att i grunnen etter den planlagde nedstenginga

Figuren viser at det med planane som finst i dag, vil vera store oljeresursar att etter den planlagde nedstenginga av desse felte. Ei rekkje tiltak er nødvendige dersom ein skal kunna vinna ut desse ressursane. Tiltaka kan delast i to grupper: auka ressursuttak og effektiv drift.

Først og fremst må rettshavarane investera i prosjekt for auka utvinning. Nokre døme er boring av fleire brønningar, tiltak for å få meir ut av eksisterande brønningar, injeksjon i reservoaret for å få ut meir petroleum og tilpassingar i prosessanlegg. Det er stor og kontinuerleg aktivitet på dette området. I 2005 vart det teke ei rekkje avgjersler som vil resultera i eit meiruttak av olje på nær 155 millio-

nar Sm³. Det svarar til tre nye felt på storleik med Brage og utgjer meir enn den norske oljeproduksjonen same året. Slike tiltak gjer sitt til å auka den gjennomsnittlege utvinningssgraden. I 1995 var den venta gjennomsnittlege utvinningssgraden for olje for felt i produksjon på om lag 40 prosent – i dag er han 46 prosent. Utvikling og bruk av ny teknologi har vore svært viktig for å auka utvinninga, og er det framleis. Teknologitvillinga gjer det til dømes mogleg å bora brønningar og utvikla felt på måtar som var teknisk umoglege tidlegare.

Figur 4.3 viser produksjonsutviklinga for felte Ekofisk, Varg, Oseberg og Ula. Vi ser at den faktiske produksjonen frå desse felte har vorte mykje annleis enn det ein venta då dei opphavlege utbyggingssplanane vart fremja. Ut frå desse planane skulle felte no ha vore nedstengde. Men tiltak med sikte på effektiv drift og auka utvinning har resultert i at felte vil produsera i mange år enno. Når det gjeld Ekofisk, vonar operatøren å halda produksjonen oppe fram mot 2050.

Desse døma illustrerer at det kan skapast betydelege verdiar ved å auka utvinninga. Av figuren ser vi òg at auka utvinning gjev lengre levetid. Lengre levetid er positivt fordi det gjev rom for å setja i verk fleire utvinningstiltak, og inneber at infrastrukturen vil vera på plass i ein lengre periode. Dermed aukar sjansane for at andre funn kan knytast til eksisterande infrastruktur, slik det blir gjort greie for i neste avsnitt.

Figur 4.4 viser at levetida til felt endrar seg. Det kjem av at ein får større innsikt og meir kunnskap utover i produksjonsperioden, og dette gjev grunnlag for å gjennomføra tilleggssprosjekt som ein ikkje kunne vedta på utbyggingstidspunktet. Meir effektiv drift og utvikling og bruk av ny teknologi har òg gjort det mogleg å gjennomføra prosjekt som ikkje var lønnsame før.

Auka oljeutvinning og forlengd levetid for felta gjev større verdiskaping, men utfordrar i mange tilfelle oljeverksemda når det gjeld utslepp til luft og sjø. Tiltak for å auka utvinninga er ofte energikrevjande og kan føra til større utslepp til luft. Når oljeproduksjonen minkar, kan det òg føra til at meir av vatnet som finst naturleg i reservoaret, blir produsert. Desse utfordringane er omtala nærare i kapittel 9.

Effektiv drift medverkar til å redusera kostnadene i produksjonen. Difor vil effektiv drift påverka ressursuttaket ved at det kan drivast lønnsam produksjon lenger enn om drifta var mindre effektiv. Det kan gjera sitt til at ressursar som i dag ikkje er lønnsame, blir produserte. Mange felt står overfor ein situasjon der kostnadsnivået må reduserast for å forsvara lønnsam drift på eit lågare produksjonsnivå.

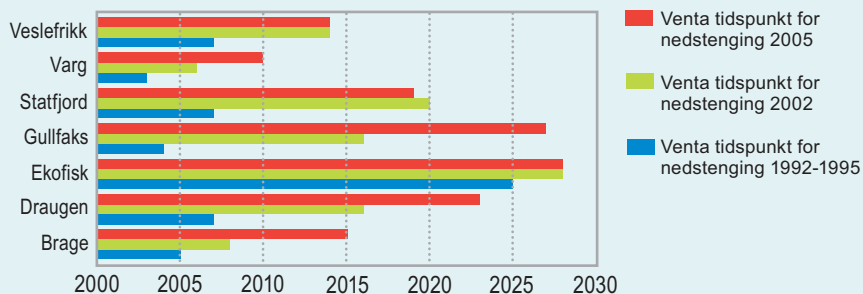
Utviklinga i kommunikasjonsteknologien har opna for nye måtar å arbeida på. Dette blir omtala som e-drift eller smart drift. E-drift inneber mellom anna at ein nyttar informasjonsteknologi til å endra arbeidsprosessar for å oppnå betre avgjersler, til å fjernstyra utstyr og prosessar og til å flytta funksjonar og personell til land. Teknologi og kunnskap blir kopla saman til ein heilskap som omformar

oppgåvedelinga mellom hav og land, oljeselskap og leverandørbedrifter. Reduserte kostnader og e-drift er difor element som er med og gjer drifta effektiv, og dermed òg aukar utvinninga. Sjå nærare omtale i tekstboksen om e-drift.

Innfasing av funn og leiting etter og utvikling av nye førekomstar

Ved utgangen av 2005 var det investert nesten 1900 milliardar kroner på norsk kontinentalsokkel, målt i dagens pengeverdi. Det svarar til meir enn ein milliard kroner kvar veke i heile perioden. Gjennom desse investeringane er det etablert mykje infrastruktur. Denne infrastrukturen gjer det mogleg å produsera og marknadsføra petroleum, men legg òg eit grunnlag for å utvikla ytterlegare ressursar på ein kostnadseffektiv måte.

Når produksjonen frå eit felt minkar, vil det ofte bli frigjort kapasitet i infrastrukturen. Slik kapasitet kan gje svært effektiv utnytting av ressursar som kan knytast opp mot denne infrastrukturen. I ein del tilfelle er det å bruka den eksisterande infrastrukturen ein føresetnad for lønnsam utvikling av nye førekomstar fordi ein del slike førekomstar er for små til at det lønner seg å byggja ut eigen infra-



Figur 4.4 Levetida for nokre felt
(Kjelde: Oljedirektoratet)

struktur. Leiting etter og utbygging av ressursar i nærleiken av eksisterande infrastruktur kan gje store verdiar til det norske samfunnet.

Estimat frå Oljedirektoratet viser at om lag to tredelar av dei uoppdaga ressursane på norsk kontinentalsokkel ligg i Nordsjøen og Norskehavet. Dette er dei områda av norsk kontinentalsokkel der det i dag er etablert mykje infrastruktur. For å kartleggja utsiktene i desse områda og for å kunna utnytta fordelane med infrastrukturen der, har styresmaktene etablert ein offensiv leitepolitikk for modne område. Styresmaktene har på ein føreseieleg måte gjort store område tilgjengelege for selskapa, men set samtidig strenge krav til framdrift for dei selskapa som får tildelt leiteareal. I forlenginga av denne politikken og det faktum at ein del felt nærmar seg nedstenging, er det viktig at infrastrukturen i områda blir utnyttat effektivt – anten det no er av eigarane sjølve eller tredjepartsbrukarar.

Store delar av olje- og gassverksemda på norsk kontinentalsokkel er gått over i ein meir moden fase. Av dei i alt elleve godkjende utbyggingsplanane (PUD) i 2005, er åtte satellittutbyggingar. For å medverka til effektiv bruk av eksisterande infrastruktur, som eksisterande plattformer og rørleidningar, fastsette Olje- og energidepartementet i 2005 ei eiga forskrift på dette området, forskrift om andres bruk av innretningar, som tok til å gjelda 01.01.2006. Føremålet med forskrifta er å sikra effektiv bruk av infrastrukturen og dermed gje rettshavarar gode incentiv til å driva leite- og utvinningsverksemd. Føremålet skal oppfyllest gjennom å gje rammer for forhandlingsprosessen og for utforminga av tariffar og vilkår elles i avtalar om andre sin bruk av innretningar. Forskrifta inneber inga endring i prinsippet om at det er dei kommersielle aktørane som skal forhandla fram gode løysingar for begge partar.

For å sikra at potensialet i og omkring produserande felt blir utnyttat, er det viktig at eigarinteressene er hos dei selskapa som ynskjer å gjera mest ut av dette. Styresmaktene er difor positive til at eigardelar blir omsette. I tillegg er det opna for eit vidare spekter av aktørar, jamfør omtalen av aktørbiletet i kapittel 3. Andre land der petroleumsvirksomma har kome inn i ein moden fase, har fått merka at etablerte selskap ikkje prioriterer aktivitet på felt der produksjonen har minka til eit lågt nivå, og heller sel seg ut til fordel for selskap som har slik aktivitet som kjerneområde. Ut frå same tankegangen meiner norske styresmakter at eit mangfald av aktørar som gjer ulike vurderingar og prioriteringar, er positivt når det gjeld å realisera ressurspotensialet på norsk kontinentalsokkel.

Auka utvinning, lengre levetid og innfasing av ressursar i nærleiken av felt som produserer, legg grunnlaget for å skapa store meirverdiar for samfunnet. Men auka ressursuttak og lengre levetid er aktuelt berre dersom dette lèt seg gjera innanfor forsvarlege rammer for ytre miljø, helse, arbeidsmiljø og tryggleik. For å kunna vidareutvikla ressursane i og rundt eksisterande felt må ein ofte bruka infrastrukturen der. Dermed står selskapa mindre fritt enn ved nye utbyggingar, og kan til dømes ikkje velja kva som helst teknisk løysing på grunn av avgrensingar ved det som alt finst av utstyr, vektgrenser og så vidare.

På mellomlang sikt er det viktig å syta for at olje- og gassproduksjonen i Noreg, så langt råd er, blir halden oppe og at felta får forlengd levetid. Ut frå dei planane som finst, veit vi at store mengder olje og gass vil liggja att den dagen felta stengjer ned. I dag er det ikkje lønnsamt å henta ut desse ressursane, men dei utgjer eit betydeleg potensial som kan bli utløynt i den vidare utviklinga av petroleumsvirksomma. Ein må arbeida på mange frontar og vurdere alle aktuelle alternativ for å få utnyttat dette potensialet.

E-drift på norsk kontinentalsokkel

Innføring av e-drift innanfor petroleumsverksemda inneber å ta i bruk (nær) sanntidsdata for å integrera arbeidet mellom organisasjonar og mellom fagområde. På den måten vil ein oppnå raskare og betre styring i alle fasar av verksemda. Med dagens teknologi blir felte kopla opp med breiband til land, og det gjer at personell på land kan få tilgang til informasjon samtidig som personell på innretningane.

Når feltdata er tilgjengelege i sanntid for relevante faggrupper, kan organisasjonen på land hjelpa meir effektivt til med støtte, overvaking og styring. Dette kan auka tryggleiken og betra tilgangen på kompetanse. Dermed aukar effektiviteten i verksemda. Dei økonomiske gevinstane med innføring av e-drift er store. Petoro har rekna potensialet til å vera 150 milliardar kroner, basert på to prosent auka utvinning og 20 prosent reduserte driftskostnader. Andre har kome fram til liknande verdjar.

Petroleumsverksemda i Noreg er i dag internasjonalt langt framme i implementering av e-drift. Ein av grunnane til det er at det er lagt fiberkablur til mange av felte på den norske kontinentalsokkelen. Det gjev eit utgangspunkt for e-drift. Mange innretningar har alt tilgang til breibandskommunikasjon, som er ein føresetnad for å kunna overføra store datamengder. Maksimal nytte av den digitale infrastrukturen vil ein få med løysingar som gjev forutseieleg tilgang for tredjepart, deling av kostnadene og god nok sikring av informasjon. For å kunna dra nytte av alle moglegheitene og realisera potensiala som ligg i e-drift, er det nødvendig å gjera endringar i arbeidsmåtar og fordeling av oppgåver mellom hav og land og mellom operatørar og leverandørar. Det vil kunna skapa nye organisasjonsstrukturar og knyta personar og organisasjonar saman, uavhengig av den fysiske plasseringa. Med så mange moglegheiter for samhandling mellom organisasjonar er standardisering viktig. For eldre felt er utfordringa å tilpassa ambisjonsnivået og framdrifts-

planen. Slik vil løysingane verte kostnadseffektive og medverka til utvinning av nye ressursar, og dermed gjev felte lengre levetid.

Ein har kome lengst med å ta i bruk dei nye driftsformene innanfor boring. Her har ein byrja å integrera data i sanntid mellom operasjonsrom på land og på innretningane. Informasjon og nødvendige data blir då tilgjengeleg for alle til same tid. Dette gjev betre og raskare operasjonsstøtte til personellet i havet og gjer det lettare å plassera brønnane optimalt i reservoaret. Dei store operatørane har alt dokumentert store økonomiske gevinstar med denne driftsforma. Når det gjeld drift og vedlikehald, har ein ikkje kome like langt, men nokre selskap har teke i bruk denne typen teknologi og arbeidsprosessar i produksjonsstyringa. Både operatørar og leverandørar etablerer driftssenter på land som er knytte opp til operasjonsrom på innretningane. Det er òg mogleg å kopla seg opp til operasjonsrom andre stader i verda, og då kan spesialkompetansen utnyttast betre.

Utviklinga vidare

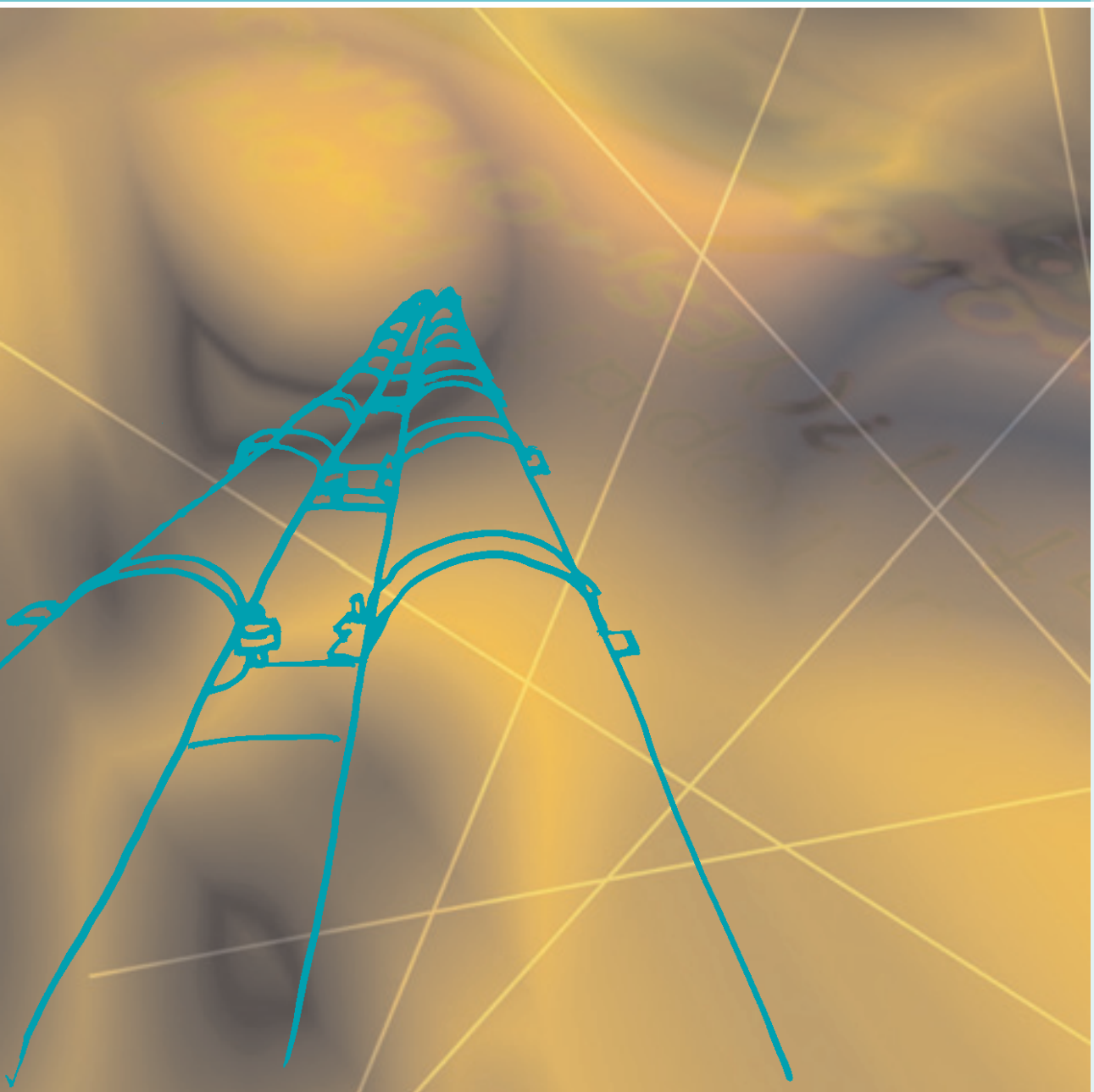
E-drift er alt vorte eit viktig element i mange nye utbyggingar. Snøhvit-utbygginga og Ormen Lange-utbygginga har til dømes mange e-driftelement i seg. Der det lønner seg, blir eksisterande felt knytt til den digitale infrastrukturen for å ta i bruk den nye teknologien.

Leverandørar, oljeselskap og forskingsinstitusjonar driv forskning og utvikling innanfor desse felte. Nokre tekniske løysingar finst, men det trengst meir forskning og utvikling for å gjera data om til nyttig informasjon og kunnskap, utvikla avanserte sensorar som er driftssikre over tid, og utvikla betre dataoverføring frå brønnane. Det er òg nødvendig å finna organisatoriske løysingar slik at ein får til nødvendig integrering på tvers av fag og geografisk plassering og mellom ulike leverandørar og oljeselskap.



Figur 4.5 Fiberkabelnettet på norsk kontinentalsokkel
(Kjelde: Oljedirektoratet)

5 Gasseksport frå norsk sokkel



Gassverksemda utgjer ein stadig større del av petroleumssektoren, og gjev dermed staten store inntekter. Norsk gass er òg viktig for energiforsyninga i Europa og blir eksportert til alle dei store konsumentlanda i Vest-Europa. Gasseksporten i 2005 var i energinnhald meir enn sju gonger så stor som norsk normalproduksjon av elektrisitet. Norsk gasseksport dekkjer om lag 15 prosent av det europeiske¹ gassforbruket. Størstedelen av eksporten vår går til Tyskland og Frankrike, der norsk gass utgjer om lag 30 prosent av det samla forbruket. Når Ormen Lange kjem i drift, vil norsk gass ha ein marknadsdel på 15–20 prosent i Storbritannia. Produsentselskap på den norske kontinentalsokkelen har gassavtalar med kjøparar i Tyskland, Frankrike, Storbritannia, Belgia, Nederland, Italia, Spania, Tsjekkia, Austerrike, Polen, Danmark og Sveits. Med oppstart av Snøwhit LNG i 2007 vil vi òg levera gass til USA.

Transportkapasiteten i det norske rørleidningssystemet er i dag 100 milliardar standard kubikk-meter (Sm³), og vil auka til 120 milliardar Sm³ når Langeled står ferdig. Det er fire mottaksterminalar for norsk gass på kontinentet: to i Tyskland, ein i Belgia og ein i Frankrike. I Storbritannia vil det vera to mottaksterminalar når den sørlege delen av Langeled-rørleidninga står klar i 2006 (sjå figur 5.1). Det norske gasstransportssystemet er omfattande, med over 6600 kilometer rørleidningar i alt, tilsvarande avstanden mellom Oslo og Chicago. Det er utarbeidd traktatar som regulerer rettar og plikter mellom Noreg og landa som har landingspunkt for gass.

Eit overordna mål er å oppnå størst mogleg verdi på dei norske petroleumsressursane. Dei fleste felta på norsk kontinentalsokkel inneheld både olje og gass, og det er om å gjera å sikra ein optimal balanse mellom olje- og gassproduksjon.

¹ OECD Europa.

Gassforvaltningssystemet legg til rette for effektivitet i alle ledd i gasskjeda – leiting, utbygging og transport.

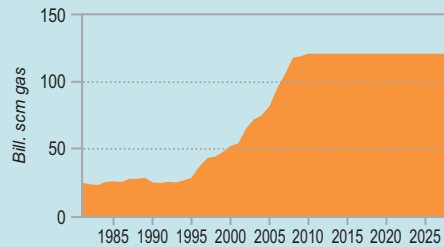
Alle rettshavarar på norsk kontinentalsokkel er ansvarlege for å selja sin eigen gass. Statoil sel statens olje og gass saman med sin eigen petroleum, i samsvar med avsetningsinstruksen.

Eit særtrekk ved gassproduksjon er at det krev store investeringar i transport. Det aller meste av den norske gassen blir transportert frå felt til gassbrukarane i rørleidningar. Styresmaktene legg stor vekt på å greia ut ulike transportløyningar, slik at ein kan velja den løysinga som er mest mogleg robust. Det kostar mykje å byggja rørleidningar, og investeringane i transportsystemet gjev betydelege stordriftsfordelar. I mange tilfelle er det fornuftig å byggja rørleidningane noko større enn det i utgangspunktet er behov for, slik at eventuelle nye gassfunn kan transporterast i det eksisterande rørleidningssystemet.

Organisering av verksemda

Dei generelle verkemidla innanfor ressursforvaltninga av gass er leitepolitikk, vilkår for godkjenning av utbyggingsplanar og produksjonsløyve for olje og gass (sjå kapitla 3 og 4). Mange av felta på norsk kontinentalsokkel inneheld både gass og olje. Når styresmaktene tildeler produksjonsløyve for gass, tek ein omsyn til utsiktene for optimal utvinning av olje. Det har hendt at ein av omsyn til oljeutvinninga har gjeve produksjonsløyve til mindre mengd gass enn det selskapa har søkt om.

Styresmaktene har ei viktig rolle når det gjeld å etablera transportkapasitet og auka kapasiteten i systemet. Styresmaktene har ansvar for at alternative transportløyningar blir utgreidde, slik at det sikrar ei effektiv utvikling av systemet. Samtidig er det viktig å sikra effektiv drift, mellom anna ved å skaffa seg stordriftsfordelar. Olje- og energi-



Figur 5.2 Historisk og venta norsk gasseksport
(Kjelde: Oljedirektoratet/Olje- og energidepartementet)

departementet har mange verkemiddel for å oppnå dette. Tre sentrale verkemiddel i det norske gasstransportsystemet er operatøren Gassco, den samordna eigarskapen Gassled, og regulert tilgang til transportsystemet. Departementet vurderer bruken av verkemidla i samband med utvikling av ny infrastruktur og ved endra bruk av eksisterande infrastruktur. Operatørskap, eigarskap og spørsmål om regulert tilgang kan brukast uavhengig av kvarandre.

Gassco

Selskapet Gassco AS er operatør for Gassled, som omfattar størstedelen av transportsystemet på norsk kontinentalsokkel. Gassco vart oppretta i 2001, og staten eig 100 prosent av selskapet. Gassco har ansvar for drift (planlegging, overvaking, koordinering og styring av transport frå felta til mottaksterminalane), kapasitetsallokering og utvikling av transportsystemet.

Gassco skal medverka til ei heilskapleg vidareutvikling av norsk gassinfrastuktur. I tilfelle der ein vurderer større utbyggingar, inneber det at annan norsk gass utover felt som utløyser eit gasstransportbehov, òg må takast med i vurderingane. Ei vidareutvikling av gassinfrastrukturen må òg skje på ein måte som er tenleg for den eksisterande gassinfrastrukturen på norsk kontinentalsokkel.

Eit nøytralt selskap sikrar at ein tek omsyn til heilskapen i dei framlagde utviklingsalternativa for infrastrukturen, det gjeld òg utnytting av skalfordelane. Gassco har som oppgåve å samordna prosessane for vidareutvikling av oppstraums gassrørleidningsnett og sjølv vurderer behovet for slik vidareutvikling. Gassco skal tilrå løysingar og ikkje investera i infrastruktur sjølv.

Ein nøytral og uavhengig operatør for gasstransportsystemet er viktig for å sikra at alle bruka-

rane blir behandla likt når det gjeld både utnytting av transportsystemet og vurdering av kapasitetsauke. Dette er nødvendig for at ressursane på kontinentalsokkelen skal bli utnytta effektivt. Effektiv utnytting av det eksisterande gasstransportsystemet kan dessutan gjera sitt til å redusera eller utsetja behovet for nye investeringar.

Gassled

Transportsystemet for norsk gass, det vil seia rørleidningane og terminalane, er det stort sett interessentskapet Gassled som eig. Gassled omfattar alle rikgass- og tørrgassanlegg som er i bruk i dag, eller som det er planar om at andre enn eigarane skal bruka ein del av (tredjepartsbruk). Det er lagt opp til at nye rørleidningar og transportrelaterte anlegg kan innlemmast i Gassled frå det tidspunktet når ein tredjepart tek dei i bruk, og at dei såleis kan bli ein del av det sentrale oppstraums gasstransportsystemet.

Felles eigarskap for transportsystemet sikrar at gassen blir frakta mest mogleg effektivt og dermed gjev størst verdiskaping, sidan ein unngår interessekonfliktar om kva for eit rør gassen skal fraktast gjennom.

Regulert tilgang til transportsystemet

Rørleidningssystemet er eit naturleg monopol, med store grunnlagsinvesteringar. Difor blir tariffane for gasstransport regulerte gjennom ei eiga forskrift fastsett av Olje- og energidepartementet. Det sikrar at forteneasta blir teken ut på felta og ikkje i transportsystemet. Oljeselskapa har tilgang til kapasitet i systemet ut frå behovet for gasstransport. For å sikra god ressursforvaltning kan transportrettane overdragast mellom brukarar når behova endrar seg. Gassco har ansvar for kapasitetsallokeringa.

Gassled – samla eigarstruktur for gasstransport

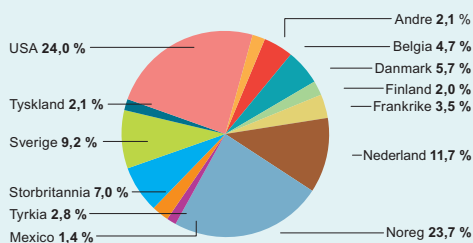
Eigarfordelinga i Gassled:

| | |
|--|---------|
| Petoro AS* | 38,63 % |
| Statoil ASA | 20,56 % |
| Norsk Hydro Produksjon AS | 11,19 % |
| Total E&P Norge AS | 8,67 % |
| Exxon Mobil Exploration and Production Norway AS | 5,18 % |
| Norske Shell Pipelines AS | 4,44 % |
| Mobil Development Norway AS | 4,58 % |
| Norsea Gas AS | 3,05 % |
| Norske ConocoPhillips AS | 2,03 % |
| Eni Norge AS | 1,69 % |

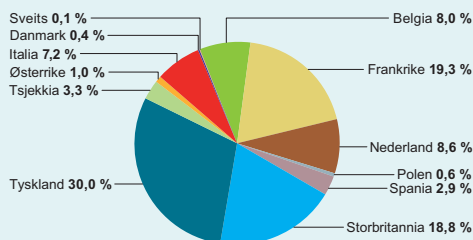
* Petoro AS er rettshavar for statens deltakardel (Statens direkte økonomiske engasjement, SDØE).

Petoros deltakardel i Gassled skal aukast med om lag 9,5 prosent med verknad frå 01.01.2011, og deltakardelen til dei andre rettshavarane skal reduserast proporsjonalt med verknad frå same dato. SDØE-delen i Norsea Gas AS er 40,0 prosent. Når ein tek omsyn til dette, vil staten gjennom SDØE ha 39,5 prosent i 2003–2010, og 49 prosent i Gassled frå 2011. Konsensejonstida for aktuelle anlegg i Gassled er sett til 31.12.2028.

Ein samla eigarstruktur for den viktigaste gassinfrastrukturen la grunnlaget for ein samordna tilgang til transportsystemet, og lettast administrasjon og dagleg drift av gass-transporten for framtida. Eigarstrukturen kan bli endra når nye anlegg og rør blir innlemma i Gassled.



Figur 5.3 Sal av NGL/kondensat 2005, fordelt på første mottakarland. Totalt 22,7 mill. Sm³ o.e.
(Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 5.4 Eksport av naturgass 2005
Totalt 82,5 mrd. Sm³
(Kjelde: Oljedirektoratet)

6

Opprydding etter at produksjonen er slutt





Figur 6.1 Bore- og produksjonsinnretninga DP2, som skal fjernast frå Friggfeltet
(Kjelde: TOTAL E&P NORGE AS)

Petroleumsverksemda låner havet, og alle fasar av olje- og gassverksemda skal ta omsyn til miljøet og andre brukarar av havet. Utgangspunktet er at når verksemda er slutt, skal alt vera rydda og fjerna.

Olje- og energidepartementet har til no behandla meir enn ti avslutningsplanar. I dei fleste sakene er det fastsett at utrangerte innretningar skal fjernast og takast til land, til dømes Odin, Nordøst-Frigg, Øst-Frigg, Lille-Frigg, Frøy og TOGI. Under behandlinga av avslutningsplanane for Ekofisk I og Frigg vart det òg gjeve løyve til å etterlata betongunderstellet med vernevegg på Ekofisk-tanken og betongunderstellet TCP2 på Friggfeltet. Arbeidet med å fjerna innretningane på Friggfeltet og delar av Ekofisk tok til i 2005. Avslutningsplanane for MCP-01 og H7, er for tida til behandling i departementet.

Regelverk

Når ei innretning på norsk kontinentalsokkel skal disponerast, tek ein i bruk både nasjonalt og internasjonalt regelverk.

Petroleumslova av 1996 regulerer disponering eller avvikling av innretningar. I tillegg til petroleumslova regulerer OSPAR-konvensjonen (konvensjon om vern av det marine miljøet i det nordaustlege Atlanterhavet) disponering av innretningane våre. OSPAR-vedtak 98/3 om disponering av utrangerte offshoreinstallasjonar tok til å gjelda 09.02.1999 og legg føringar for kva for disponeringsalternativ som er akseptable for ulike typar innretningar til havs. Vedtaket omfattar ikkje rørleidningar, delar av ei innretning som ligg under havbotnen, og ankerfundament i betong som ikkje er til hinder for fiskeria.

Vedtaket inneber at det er forbode å dumpa og å lata etter seg, heilt eller delvis, utrangerte innretningar i sjøområdet. Det kan gjerast unntak frå forbodet for somme innretningar eller delar av innretningar dersom ei samla vurdering viser at det er sterke grunnar for disponering i sjøen.

Dersom det blir søkt om unntak frå OSPAR-vedtak om ilandføring, skal det gjennomførast ein konsultasjonsprosess i OSPAR-systemet. Styresmakterne i landet fattar endeleg vedtak og gjer løyve til eit eventuelt unntak. Mange krav må oppfyllest før det kan gjevast eit slikt løyve. Noreg har til no hatt to unntak frå OSPAR-vedtaket om ilandføring. Som nemnt er det gjeve løyve til å etterlata betongunderstellet med vernevegg på Ekofisk-tanken og betongunderstellet TCP2 på Friggfeltet.

For rørleidningar og kablar gjeld retningslinene som står i St.meld. nr. 47 (1999–2000) Disponering av utrangerte rørleidningar og kablar. Som ein generell regel kan rørleidningar og kablar etterlatast når dei ikkje er til ulempe eller utgjer ein risiko for botnfiske, vurdert ut frå kostnadene med nedgraving, tildekking eller fjerning.

Avslutningsplan

Lovverket krev at rettshavaren som hovudregel skal leggja fram ein avslutningsplan for departementet to til fem år før løyvet går ut eller blir oppgjeve, eller bruken av ei innretning endeleg tek slutt.

Avslutningsplanen skal ha to hovuddelar: ei konsekvensutgreiing og ein disponeringsdel. Konsekvensutgreiinga gjev oversikt over konsekvensar som ein ventar at disponeringa vil ha for mellom anna miljøet. Disponeringsdelen skal vurderast av Olje- og energidepartementet og Arbeids- og inkluderingsdepartementet (tryggleiksspørsmål). Olje- og energidepartementet koordinerer den offentlege høyringa av konsekvensutgreiinga.

På bakgrunn av konsekvensutgreiinga og høyringsfråsegnene, og disponeringsdelen og vurderinga av denne delen, utarbeider Olje- og energidepartementet eit framlegg til kongeleg resolusjon og fremjar det for regjeringa. Når det er søkt om unntak frå OSPAR-vedtaket om ilandføring, skal saka leggjast fram for Stortinget.

Ansvar

Når det blir gjort vedtak om etterlating, seier lovverket at rettshavarane framleis har ansvaret for skade eller ulempe som skjer med vilje eller av

aktløyse i samband med den etterlatne innretninga. Men rettshavarane og staten kan avtala at framtidig vedlikehald og ansvar skal overførast til staten mot ein avtalefesta økonomisk kompensasjon.



Figur 6.2 Illustrasjon av Ekofisk-tanken før og etter fjerning av overbygninga
(Kjelder: ConocoPhillips)

7

Forsking, teknologi og næringsutvikling



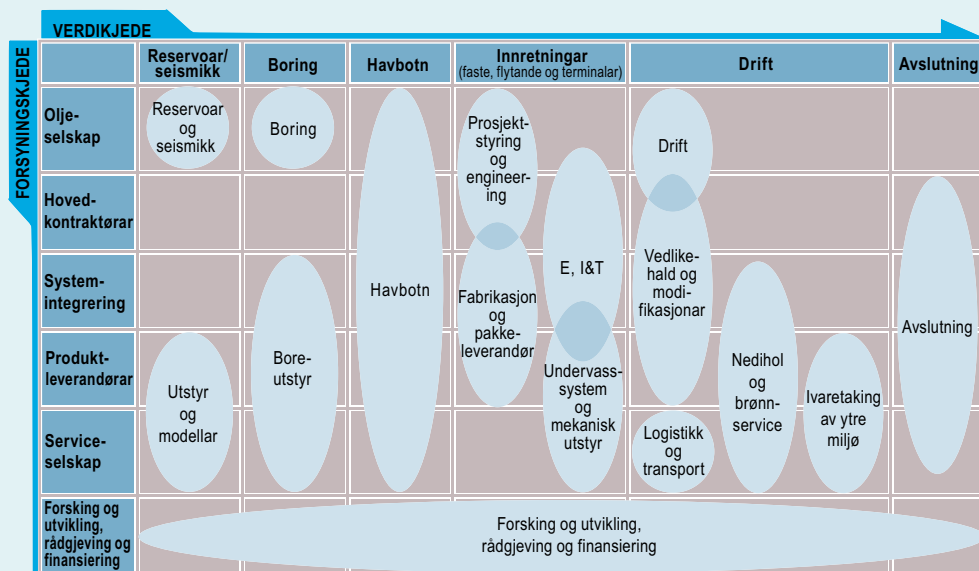
Norsk petroleumsindustri

Oppbygging av norsk og norskbasert petroleumskompetanse har vore eit viktig element i norsk petroleumpolitikk. I førstninga vart mykje av kunnskapen overført frå utanlandske oljeselskap og leverandørbedrifter, men i dag har Noreg ein velutvikla og internasjonalt konkurransedyktig petroleumsindustri. Det gjeld både oljeselskap, leverandørindustri og forskingsinstitusjonar. Næringa gjev sterke impulsar til innovasjon og teknologisk utvikling også innanfor anna norsk næringsliv.

Leverandørbedrifter i Noreg driv verksemd innanfor dei fleste ledda i verdikjeda – frå leiteverksemd og utbygging til produksjon og disponering. På fleire område er norske leverandørar no blant dei leiande i verda. Spesielt gjeld det områda seismikk, boreutstyr, undervassanlegg og flytande pro-

duksjonsløysingar. Leverandørbedriftene er representerte i alle fylka i landet, og lokale og regionale ringverknader av petroleumsverksemda er til dels omfattande også i delar av landet som vi til vanleg ikkje tenkjer på i samband med denne næringa. I 2005 var om lag 80 000 personar sysselsette i petroleumsverksemda i Noreg.

Investeringar frå oljeselskapa i utbygging, drift og vedlikehald på norsk kontinentalsokkel genererer betydeleg etterspørsel etter produkt og tenester frå leverandørindustrien i Noreg og i andre land. Men for at veksten i leverandørbedriftene skal kunna halda fram, er dei avhengige av å framleis veksa internasjonalt. Internasjonale røynsler og deltaking i internasjonale utbyggingsprosjekt er difor svært viktig for at leverandørindustrien skal utvikla seg vidare. Slik internasjonal røynsle vil òg kunna medverka til å redusera kostnadsnivået endå meir på norsk kontinentalsokkel.



Figur 7.1 Interaktivt kart over norske olje- og gassklynger

(Kjelde: www.Intsok.com)

Industri og industrisamarbeid knytt til petroleumsverksemda

Det finst i dag fleire arenaer og treffpunkt som har som føremål å fremja samhandling i petroleumsnæringa og å få aktørane til å sjå heilskapen i dei utfordringane næringa står overfor – anten det er organisatoriske, teknologiske eller marknadsmessige utfordringar. Olje- og energidepartementet ser det som viktig å støtta og å vera aktivt med på desse arenaene.

INTSOK

For å fremja internasjonaliseringa av norsk petroleumsretta industri etablerte styresmaktene i 1997, i samarbeid med norsk petroleumsindustri, stiftinga INTSOK – Norwegian Oil and Gas Partners. Norske styresmakter ser INTSOK som ein viktig samarbeidspartnar. INTSOK har i dag om lag 160 medlemsbedrifter. Målsetjinga er at norske petroleumsretta selskap skal auka den årlege omsetninga i utlandet til om lag 80 milliardar norske kroner i 2010.

Petrad

I internasjonaliseringsarbeidet sitt støttar Olje- og energidepartementet òg stiftinga Petrad, eit organ innanfor norsk bistandsarbeid. Petrad tilbyr ulike typar kompetanseoverføring overfor leiinga i nasjonale oljeselskap og petroleumsforvaltning i utviklingsland.

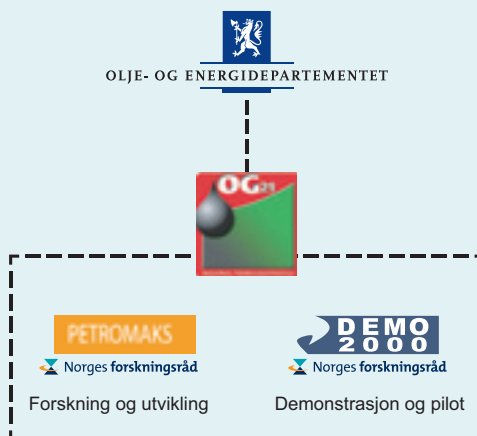
Olje for utvikling

Olje- og energidepartementet samarbeider med Utanriksdepartementet, Finansdepartementet og Miljøverndepartementet om ei felles satsing på bistand til utviklingsland når det gjeld petroleumsforvaltning og godt styresett. Satsinga inneber økonomiske støtte gjennom ei ekstraløying på 50

millionar kroner per år i fem år frå og med 2006, og omfattar:

- styrking av den norske bilaterale bistanden til land som etterspør norsk petroleumskompetanse
- vektlegging av godt styresett og innsyn i petroleumsforvaltninga

Olje for utvikling femner breitt og omfattar mellom anna spørsmål omkring ressursforvaltning, inntektsforvaltning, miljø og næringsutvikling. Norske fag- og forvaltingsmiljø med relevant røynsle og kompetanse vil bli trekte inn i arbeidet, mellom anna Oljedirektoratet, Petrad og INTSOK. Norad er ansvarleg for koordineringa.



Figur 7.2 Olje- og energidepartementet si involvering i petroleumsforskninga

(Kjelde: Olje- og energidepartementet)

Forskning og teknologiutvikling i olje- og gassverksemda

Utvikling av ny teknologi og auka kompetanse i olje- og gassnæringa er viktig for å sikra at verksemda framleis skal medverka til økonomisk vekst og auka velferd i Noreg. Fleire av løysingane som er i bruk i olje- gassverksemda i dag, er resultat av betydelege investeringar i forskning og teknologiutvikling i 1970-, 1980- og 1990-åra. Men i åra som kjem, vil verdiskapinga på norsk kontinentalsokkel vera meir teknologisk krevjande og kunnskapsintensiv enn i dag. Å føra innsatsen innanfor forskning og teknologiutvikling vidare er difor viktig for ei konkurransedyktig norsk olje- og gassverksemd. Figur 7.2 viser organiseringa av petroleumsforskninga i Noreg.

For å møta utfordringane som knyter seg til ei effektiv og forsvarleg petroleumsverksemd, vart OG21 – “olje og gass i det 21. hundreåret” – etablert på initiativ av Olje- og energidepartementet i 2001. Føremålet var å samla olje- og gassindustrien om ein felles nasjonal teknologistrategi. OG21 er i dag organisert gjennom eit styre, som er sett saman av departementet, og eit sekretariat. Tilknyttinga til petroleumsnæringa går gjennom OG21

Forum. OG21 Forum er ein møteplass der alle med interesser i petroleumsforskning kan vera med i OG21 sin strategiprosess.

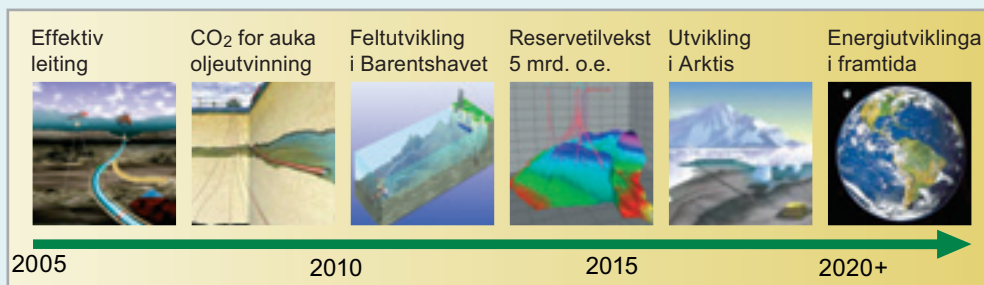
OG21 har greidd å få oljeselskap, universitet, forskingsinstitusjonar, leverandørindustrien og styresmaktene til å samla seg om ein felles nasjonal teknologistrategi for olje og gass. I samband med Det internasjonale energibyråets (IEA) evaluering av den norske energipolitikken i 2005 vart samarbeidet i OG21 rekna som unikt i sitt slag i verda.

Målsetjinga for OG21 er:

- auka verdiskapinga på norsk kontinentalsokkel
- auka eksport av norsk teknologi.

Gjennom OG21 sitt strategiarbeid er det identifisert åtte hovudområde for forskning og teknologiutvikling:

- 1 Berekraftig utvikling
- 2 Leite- og reservoar karakterisering
- 3 Auka utvinning
- 4 Billigare boring og vedlikehald av brønningar
- 5 Integrerte operasjonar og overvaking av reservoar
- 6 Undervassprosessering
- 7 Djupvassteknologi
- 8 Gassteknologi



Figur 7.3 OG21 sitt teknologi-vegkart for verdiskaping på norsk kontinentalsokkel
(Kjelde: OG21)

OG21s strategiarbeid har lagt grunnlaget for eit vegkart for nødvendig forskning og teknologiutvikling innanfor norsk olje- og gassverksemd. Figur 7.3 viser dette vegkartet.

En viktig målsetjing for OG21 er at offentlege midlar til forskning og utvikling innanfor petroleumsrelaterte område må aukast til 600 millionar kroner årleg. OG21 meiner at ein slik offentlig forskingsinnsats er tilpassa dei teknologiske hovudutfordringane i sektoren.

Bidraget frå styresmaktene i petroleumsforskninga er hovudsakleg organisert i forskingsprogramma PETROMAKS og DEMO 2000. Desse programma skal medverka til å nå måla som er sette gjennom den nasjonale teknologistrategien til petroleumsnæringa, OG21. Midlane frå styresmaktene blir kanaliserte gjennom Noregs forskingsråd, som koordinerer programma.

PETROMAKS

PETROMAKS omfattar både strategisk grunnleggjande forskning og kompetanseutvikling, bruksforskning, teknologiutvikling og forskning som underlag for utforming av politikken. Målgruppene for programmet er norske bedrifter og miljø som vil fremja kunnskaps- og kompetanseoppbygging i Noreg, produktivitet, innovasjonsevne og eksport innanfor petroleumsnæringa.

PETROMAKS har som målsetjing å medverka til betre utnytting av felt i produksjon og auka tilgang til nye reservar. Aktivitetane i programmet er i stort sett knytte til å finna meir olje og gass, auka utvinninga frå eksisterande felt, effektivisera transporten av brønnstraum over store avstandar og effektivisera transporten av gass til marknaden. Vidare søkjer programmet å førebu grunnlaget for HMS-utvikling og ytre miljø, redusera kostnadsnivået på norsk kontinentalsokkel og styrkja petroleumsrelatert næringsutvikling nasjonalt.

Det samfunnsvitskaplege programmet PETROPOL vart innlemma i PETROMAKS i 2004. Etablering av eit nytt samfunnsvitskapleg program retta mot utfordringane som styresmaktene og petroleumsnæringa står overfor, vil bli vurdert i 2006.

DEMO 2000

Eit viktig verkemiddel for å ta i bruk nye teknologiløysingar i petroleumsnæringa er DEMO 2000-programmet. Dette programmet er retta mot prosjekt der ny teknologi kan demonstrerast gjennom pilotar og utprøving på felt, og gjeld særleg utfordringa med å få forskingsbaserte innovasjonar i den norske petroleumsnæringa ut på marknaden. Pilotprosjekta inneber eit tett samarbeid mellom leverandørbedrifter, forskingsinstitusjonar og oljeselskap, eit samarbeid som i seg sjølv er med på å utvikla eit framtidsetta, marknadsorientert kompetansenettverk.

Alt i alt har statens satsa over 340 millionar kroner på DEMO 2000-prosjekt i perioden 1999–2005. Denne innsatsen utløyste ei samla satsing saman med industrien på 1,5 milliardar kroner.

DEMO 2000 har desse hovudmåla:

- ny feltutbygging på norsk kontinentalsokkel ved hjelp av ny og kostnadseffektiv teknologi og nye gjennomføringsmodellar
- nye norske industriprodukt for sal på ein global marknad

DEMO 2000-programmet har støtta demonstrasjon av ny petroleumsteknologi sidan 1999. Nokre teknologiar utvikla gjennom programmet er alt no kommersielt tilgjengelege og har spart næringa for store kostnader. DEMO 2000 ser det som ein realistisk ambisjon at fleire nye løysingar innan få år kan takast i bruk kommersielt, nasjonalt og internasjonalt, mellom anna på fagområda havbotnpro-

sessering, gasskompresjon på havbotnen, effektiv boring og e-drift (fjernstyring). Verdiskapinga av innovasjonar innanfor desse områda kan bli svært stor.

PROOF

Midlar over budsjettet til Olje- og energidepartementet blir òg retta inn mot viktige FoU-aktivitetar omkring miljøet. Forskingsprogrammet PROOF tek for seg langtidsverknader av utslepp til sjø frå petroleumsvirksemda, og er ein del av det større programmet «Havet og kysten», som er planlagt for perioden 2006–2015.

Anna strategisk forskning

Den grunnleggjande forskinga innanfor ramma av prioriteringane for fagområdet petroleum har som mål å etablera FoU-kompetanse av høg internasjonal kvalitet i universitets- og instituttsektoren. For institutta er løyvingar til strategiske instituttprogram (SIP) ein del av basisløyvinga, slik det er definert av Kunnskapsdepartementet.

CLIMIT

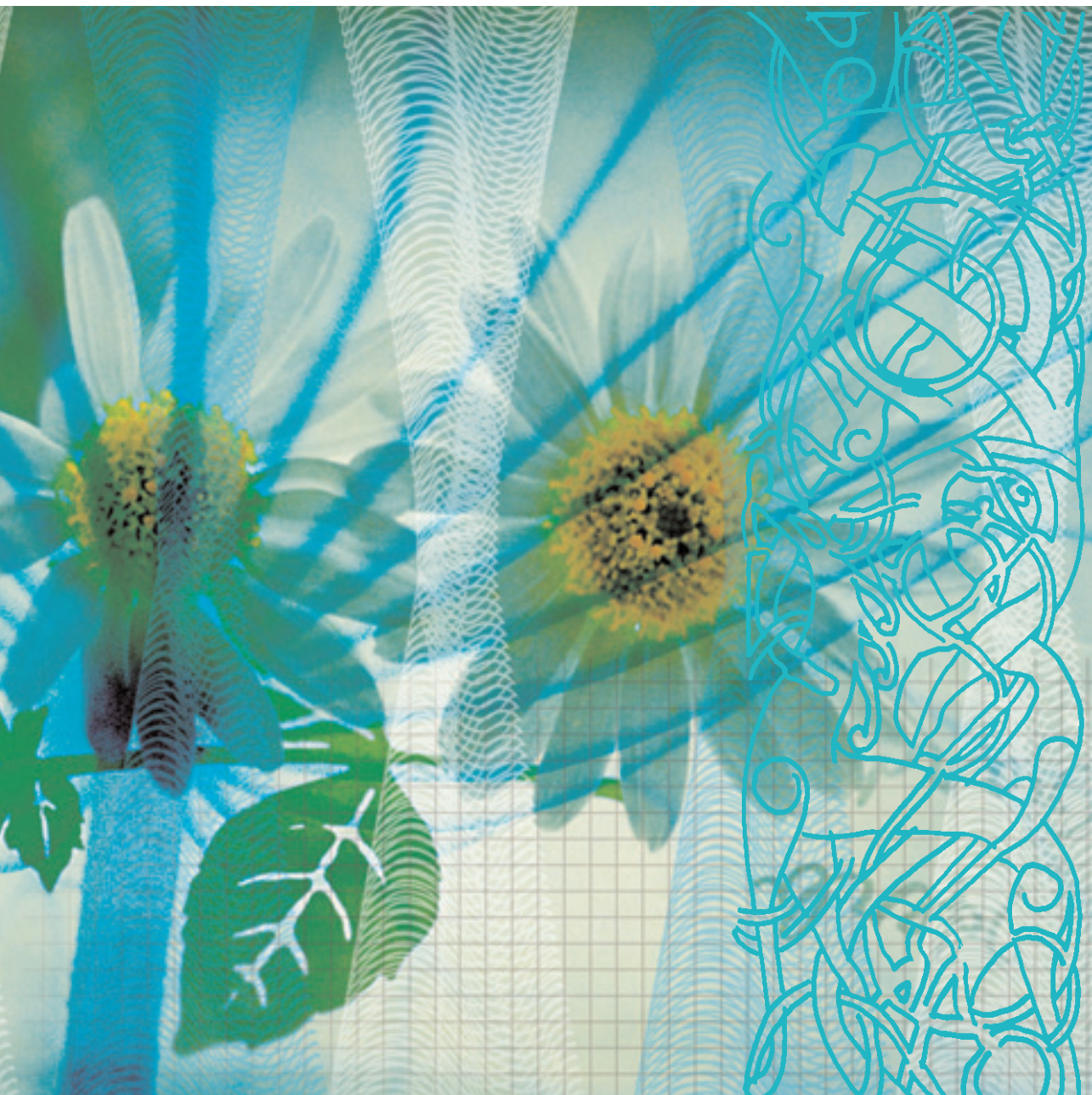
CLIMIT er eit programsamarbeid mellom Gassnova og Noregs forskingsråd om forskning, utvikling og demonstrasjon av teknologi til miljøvennleg gasskraft. Dette gjeld kunnskap og løysingar for:

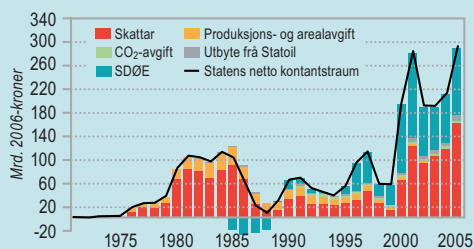
- CO₂-fangst før, under eller etter kraftproduksjonen
- kompresjon av CO₂
- transport av CO₂
- langtidslagring av CO₂, deponering eller andre bruksområde

CLIMIT-programmet omfattar alle fasar av utvikling og kommersialisering av nye løysingar. CLIMIT-programmet disponerar omlag 145 millionar kroner til støtteaktivitet i 2006.

8

Petroleumsinntektene til staten





Figur 8.1 Netto kontantstrøm for staten frå petroleumsvirksomma (Kjelde: Statsrekneskapan og statsbudsjettet)

| | |
|--|--------------|
| Skattar: | 159,3 |
| Produksjonsavgift, CO ₂ -avgift og arealavgift: | 4,4 |
| SDØE: | 111,2 |
| Utbyte frå Statoil: | 8,1 |
| Totalt: | 283,0 |

Figur 8.2 Netto kontantstrøm for staten frå petroleumsvirksomma 2005

(Kjelde: Statsrekneskapan og statsbudsjettet)

Staten får store inntekter frå petroleumsvirksomma. I 2005 kom 33 prosent av inntektene til staten derifrå. Figur 8.1 viser innbetalingane frå sektoren. Dei har vore spesielt store dei siste åra, og 2005 var eit år med svært høge innbetalingar til staten (sjå figur 8.2). Verdien av petroleumsvirksomma som er att på kontinentalsokkelen, er i nasjonalbudsjettet for 2006 vurdert til 4210 milliardar 2006-kroner.

Staten sikrar seg ein stor del av verdiane som blir skapte, gjennom:

- skattlegging av olje- og gassvirksomma
- avgifter
- direkte eigarskap i felt på norsk kontinentalsokkel (Statens direkte økonomiske engasjement, SDØE)
- utbyte frå eigarskap i Statoil

Noreg har eit eige system for å sikra staten inntekter frå petroleumsvirksomma. Hovudgrunngevinga for dette systemet er den ekstraordinære avkastninga som knyter seg til utvinning av ressursane. Vi må sjå skattesystemet i lys av at ressursane på norsk kontinentalsokkel er fellesskapet sin eigedom, og at oljeselskapa får tilgang til å utnytta ein verdifull, avgrensa ressurs.

Petroleumsskattesystemet

Petroleumsskattlegginga byggjer på reglane for ordinær bedriftsskattlegging. På grunn av den ekstraordinære lønnsmeda ved utvinning av dei norske petroleumsvirksomma blir det i tillegg lagt ein særskatt på denne typen næringsvirksomma. Den ordinære skattesatsen er som på land, 28 prosent. Særskattesatsen er 50 prosent. Når ein reknar ut grunnlaget for ordinær skatt og særskatt, blir investeringane avskrivne lineært over seks år frå det året investeringa skjer. Det er frådrag for

alle relevante kostnader, medrekna kostnader til leiting, forskning og utvikling, finansiering, drift og fjerning (sjå figur 8.3). Konsolidering mellom felt er det fullt høve til. For å skjerma normalavkastninga frå særskatt er det eit ekstra fråtrekk i utrekningss grunnlaget for særskatt, kalla friinntekta. Ho er på 30 prosent av investeringane (7,5 prosent per år i fire år frå og med investeringsåret).

Selskap som ikkje er i skatteposisjon, kan føra fram underskot og friinntekt med rente. Selskapa kan òg søkja om å få refundert skatteverdien av leitekostnader i samband med likninga.

Petroleumsskattesystemet er utforma for å verka nøytralt, slik at eit investeringsprosjekt som er lønnsamt for ein investor før skatt, òg vil vera det etter skatt. Dermed er det mogleg å sameina omsynet til betydelege inntekter til fellesskapet med omsynet til tilstrekkeleg lønnsmed etter skatt for selskapa.

Avgifter

Dei viktigaste avgiftene for petroleumsvirksomma er CO₂-avgifta og arealavgifta.

CO₂-avgifta vart innført i 1991 og er eit verkemiddel for å redusera utslepp av CO₂ frå petroleumsvirksomma. CO₂-avgifta skal betalast per standard kubikkmeter (Sm³) gass som blir brend eller sleppt direkte ut, og per liter petroleum som blir brend. For 2006 er satsen sett til 79 øre per liter petroleum eller Sm³ gass.

Arealavgifta skal betalast i alle tildelte utvinningsløyve etter at ein initiell periode er over. Det skal stimulera til tilbakelevering av område som selskapa ikkje ynskjer å utnytta. Spesielle reglar gjeld for dei eldste utvinningsløyva og for utvinningsløyve i Barentshavet.

Driftsinntekter (normpris)

- Driftskostnader
- Avskrivning (lineært over seks år)
- Leitekostnader, FoU, avslutningskostnader
- CO₂-avgift og arealavgift
- Netto finanskostnader (tynn kapitalisering: 20 % egenkapital)
- = Ordinært skattegrunnlag (skattesats: 28 %)
- Friinntekt (7,5 % av investering i fire år)
- = Særskattegrunnlag (skattesats: 50 %)

Figur 8.3 Utrekning av petroleumsskatt

(Kjelde: Olje- og energidepartementet)

Normprisen

Dei fleste oljeselskapa på norsk kontinentalsokkel er ein del av eit konsern med diversifisert global verksemd. Utvunnen petroleum blir difor for ein stor del omsett til nærstående selskap.

For oljeskattestyresmaktene kan det vera ei vanskeleg oppgåve å vurdere om prisfastsetjinga til nærstående selskap er slik som to uavhengige partar ville ha avtala seg imellom for kvart einskilt sal. For at ein skal unngå dette problemet, seier § 4 i petroleumsskattelova at det kan fastsetjast normprisar som skal brukast til å rekna ut skattbar inntekt ved likninga. Det er gjeve forskrifter om fastsetjing og bruk av normprisar.

Normprisen blir fastsett av Petroleumsprisrådet (PPR), og skal svara til det petroleum kunne vore omsett for mellom uavhengige partar. Jamt over blir det fastsett normpris for kvar månad og for kvart felt. PPR møtest ein gong i kvartalet for å fastsetja prisane for kvartalet som er gått. Rådet tek imot informasjon og har møte med selskapa før den endelege normprisen blir fastsett. Avgjersla kan klagast inn for Olje- og energidepartementet innan 30 dagar. I tilfelle der PPR ikkje fastset normpris, blir faktisk oppnådd salspris lagd til grunn ved likninga. Det gjeld for somme råoljekvalitetar og NGL. For gass legg ein faktisk salspris til grunn.

SDØE

I tillegg til skattar og avgifter og avkasting frå eigarskap i Statoil, er Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) ei viktig inntektskjelde for staten. SDØE er ei ordning der staten eig ein del i ei rekkje olje- og gassfelt, rørleidningar og landanlegg. Delen blir fastsett ved tildelinga av utvinningsløyvet, og storleiken varierer frå felt til felt. Som éin av fleire eigarar dekkjer staten sin del av investeringar og kostnader, og får ein tilsvarande

del av inntektene frå utvinningsløyvet. SDØE vart oppretta med verknad frå 01.01.1985. Fram til då hadde staten hatt eigarskap i utvinningsløyve berre gjennom selskapet Statoil, som staten var eineigar av. Statoils deltakardelar vart i 1985 splitta i ein direkte økonomisk del til staten (SDØE) og ein del til Statoil. I samband med delprivatiseringa av Statoil 18.06.2001 vart forvaltinga av SDØE-porteføljen overført til det statlege forvaltningsselskapet Petoro.

Ordninga med SDØE verkar nøytralt på den måten at ingen risiko blir overført frå staten til selskapa. SDØE-ordninga gjer at staten på tildelingstidspunktet kan skreddarsy den delen av verdiskapinga som skal falla på staten. For utvinningsløyve der ein ventar lågare lønnsemd, kan staten ta ingen eller ein liten del, medan det for meir lønnsame felt er aktuelt med ein større del.

Utbyte frå Statoil

Per 01.03.2006 eig staten 70,9 prosent av aksjane i Statoil. Som eigar i Statoil får staten utbyte som går inn i inntektene frå petroleumsvirksomma.

9

Miljøomsyn i norsk petroleumsverksemd



Noreg som føregangsland i miljøløysingar

Omsynet til miljøet er ein integrert del av norsk petroleumsvirksemd. For at Noreg skal kunna sameina rolla som ein stor energiprodusent med å vera eit føregangsland i miljøspørsmål, er det utvikla eit omfattande verkemiddelapparat som skal ta omsyn til miljøet i alle fasar av petroleumsvirksemda, frå konsesjonsrundar til leiting, utbygging, drift og avslutning. Som eit resultat av den sterke vektlegginga av miljøet held norsk petroleumsvirksemd svært høg miljøstandard. Dette kapitlet gjev ei samla oversikt over verkemiddel som sikrar at ein tek omsyn til miljøet, gjennomførte tiltak for å redusera utslipp, og status for utslipp til luft og sjø frå petroleumsvirksemda.

Dei ulike fasane av petroleumsvirksemda fører til ulike typar utslipp. Med leiteaktivitet følgjer det utslipp av borekaks og utslipp til luft frå energiproduksjon. I tillegg inneber leiteaktivitet fare for akutte utslipp av olje, som kan skada larvar, fiskeegg, fisk, sjøfugl, sjøpattedyr og livet i strandsona. Men akutte utslipp skjer svært sjeldan. I driftsfasen blir det utslipp til sjø og luft, først og fremst vatn med restar av olje og kjemikal (produsert vatn), karbondioksid (CO₂) og nitrogendioksid (NOx) frå energiproduksjon og faking, og flyktige organiske sambindingar utanom metan (nmVOC) frå lagring og lasting av råolje. Også i driftsfasen er det ein viss fare for akutte utslipp av olje.

Verkemiddel

Utslipp frå petroleumsvirksemda i Noreg blir i stor grad regulert gjennom petroleumsløva, CO₂-avgiftsløva og forureiningsløva. Petroleumsanlegga på land står overfor same type verkemiddel som annan landbasert industri. I petroleumsløvgjevinga er prosessane knytte til godkjenning av nye utbyggingsplanar (PUD/PAD) sentrale. Anlegg plasserte på land eller i sjø innanfor

grunnlina kjem i tillegg inn under føresegnene i plan- og bygningsløva.

Styresmaktene nyttar ulike verkemiddel i fasane i petroleumsvirksemda, frå leitefasen, utbyggingsfasen og driftsfasen til avslutningsfasen. Verkemidla varierer for dei ulike utslippa til luft og sjø.

Internasjonale avtalar og forpliktingar

I samsvar med internasjonale avtalar pliktar Noreg å avgrensa utslippa sine av ulike komponentar. Korleis dette påverkar petroleumssektoren, er avhengig av ordlyden i den einskilde avtalen, og korleis krava og verkemiddelbruken blir fordelte sektorvis i Noreg. Luftutslppsavtalane spesifiserer vanlegvis utslippstak for kvart land. Ordlyden i avtalane er avgjerande for om dei pålagde avgrensingane må gjennomførast heilt og fullt innanfor grensene til kvart land, eller om reduksjonar òg kan gjennomførast i andre land der reduksjonskostnadene kan vera lågare. Kostnadene med å redusera utslippa frå dei ulike utslippskjeldene, både nasjonalt og internasjonalt, har noko å seia for i kva grad ein set i verk tiltak overfor petroleumssektoren.

Global klimaforureining er internasjonalt regulert under FN's klimakonvensjon. I samsvar med Kyotoprotokollen pliktar Noreg å sjå til at utslippa i gjennomsnitt for åra 2008–2012 ikkje aukar meir enn ein prosent i forhold til utslippsnivået i 1990. I forhold til dagens nivå inneber det ein reduksjon på om lag åtte prosent. Det kan vi få til ved å redusera utslippa her i landet, og i andre land ved hjelp av Kyoto-mekanismene (internasjonal kvotehandel, den grønne utviklingsmekanismen og felles gjennomføring). Noreg har med klimavoteløva oppretta eit nasjonalt kvotesystem for klimagassar frå 2005 som oppfølging av Kyotoprotokollen.

Utslipp som har regionale miljøkonsekvensar, er regulerte i ulike protokollar under konvensjo-

Verkemiddel for å redusera utslepp frå petroleumsverksemda

CO₂

CO₂-avgifta og klimavotelova er dei sentrale verkemidla for å redusera utslepp av CO₂. Styresmak-
tene kan òg nytta andre verkemiddel, til dømes vilkår i PUD/PAD, utsleppsløyve og produksjons-
løyve, som mellom anna omfattar faking.

Bruk av gass, olje og diesel i samband med petroleumsaktiviteten på kontinentalsokkelen er i med-
hald av CO₂-avgiftslova med verknad frå 01.01.1991 pålagd CO₂-avgift. Frå 01.01.2006 er CO₂-avgifta
på 79 øre per liter olje og per standardkubikkmeter (Sm³) gass (svarar til om lag 330 kroner per
tonn CO₂). Brenning av gass i fakkelt ut over det som er nødvendig på grunn av tryggleiken for nor-
mal drift, er etter petroleumslova ikkje tillate utan godkjenning frå Olje- og energidepartementet.
Med klimavotelova er det etablert eit system med kvoteplikt og fritt omsetjelege kvotar i perioden
2005–2007. I petroleumssektoren er det berre nokre anlegg på land, som gassprosesseringsanlegg
og gassterminalar, som er underlagde kvoteplikt. Klimavotelova skal reviderast innan utgangen av
2007.

NO_x

I driftsfasen er utslepp av NO_x på kontinentalsokkelen regulert ved eventuelle vilkår i samband
med behandlinga av PUD/PAD. Det kan òg gjevast utsleppsløyve med heimel i forureiningslova,
som vil omfatta NO_x.

nmVOC

Utslepp av nmVOC knytt til lasting og lagring av råolje offshore, er frå 2001 regulert gjennom
utsleppsløyve med heimel i forureiningslova.

Olje, organiske sambindingar og kjemikal

Selskapa må søkja om utsleppsløyve frå Statens forureiningstilsyn for å kunna sleppa ut olje og kje-
mikal til sjø. Statens forureiningstilsyn gjev utsleppsløyve med heimel i føresegnene i forureinings-
lova. Etter forureiningslova har operatørselskapa sjølve ansvar for og plikt til å etablera nødvendig
beredskap for å møte akutt forureining. I tillegg eksisterer det kommunal og statleg beredskap.

nen for langtransportert luftforureining (LRTAP-konvensjonen). Saman med USA, Canada og andre europeiske land skreiv Noreg i 1999 under Gøteborgprotokollen, som søker å løysa miljøproblema forsuring, overgjødsling og bakkenært ozon. Gøteborgprotokollen tok til å gjelda 17.05.2005. I samsvar med denne protokollen skal Noreg redusera NO_x-utsleppa til 156 000 tonn innan 2010. Det inneber 27 prosent reduksjon for Noreg samanlikna med utsleppsnivået i 1990. For nmVOC er den nye forpliktinga tilnærma lik det Noreg har teke på seg under den gjeldande Genèveprotokollen. Der er kravet at dei årlege nmVOC-utsleppa frå heile fastlandet og norsk økonomisk sone sør for 62. breiddegrad snarast mogleg skal reduserast med 30 prosent i forhold til 1989-nivået. Dei samla nasjonale utsleppa skal etter Gøteborgprotokollen ikkje gå over 195 000 tonn per år innan 2010.

Olje- og kjemikalutslepp kan ha lokale effektar heilt i nærleiken av innretningane og blir regulerte nasjonalt gjennom utsleppsløyve med heimel i forureiningslova. Utsleppa blir i tillegg regulerte internasjonalt gjennom OSPAR-konvensjonen. For utsleppa til sjø er det fastsett internasjonalt eit maksimumsnivå for oljeinnhald i vatn på 40 mg per liter. Bruk og utslepp av kjemikal er internasjonalt regulert i form av krav om risikovurdering og kategorisering etter eigenskapane til kjemikala.

Null miljøfarlege utslepp til sjø

Målsetjinga om null miljøfarlege utslepp til sjø frå petroleumsverksemda vart slått fast i St.meld. nr. 58 (1996–97) Miljøvernpolitikk for en bærekraftig utvikling. Styresmaktene og industrien har sidan arbeidd saman i ei eiga gruppe med å presisera målsetjinga og koma fram til løysingar for å nå målet. Målsetjinga er òg teken opp i fleire seinare stortingsmeldingar.

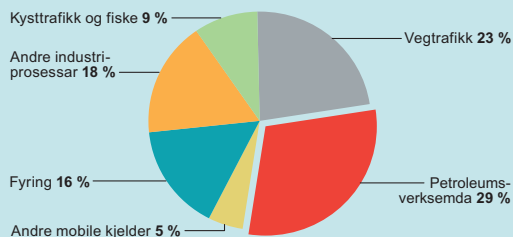
Nullutsleppsmåla er føre-var-mål som skal medverka til at utslepp til sjø av olje og miljøfarlege stoff ikkje fører til uakseptabel helse- eller miljøskade. Hovudregelen er at det ikkje skal sleppast ut miljøfarlege stoff, verken kjemiske stoff som er tilsette, eller kjemiske stoff som finst naturleg.

For kvart felt skal det ved val av utsleppsreduserande tiltak gjerast ei heilskapsvurdering av konsekvensane for miljøet, kostnader, tryggleik og reservoartekniske sider. Dermed kan det vera at det praktisk oppnåelege målet på eit eksisterande felt, basert på slike feltspesifikke heilskapsvurderingar, er minimering av utslepp. Ein ventar at operatørane på norsk kontinentalsokkel skal vera ambisiøse i arbeidet for å nå målet, og at dei aktivt utviklar og tek i bruk nye teknikkar som kan medverka til at målet blir nådd.

Som eit ledd i arbeidet for å oppnå null miljøfarlege utslepp til sjø har operatørselskapa rapportert om aktuelle tiltak med tilhøyrande kostnader og miljøeffektar. Utskifting av miljøfarlege kjemikal kan generelt seiast å vera eit kostnadseffektivt tiltak. Utsleppa av tilsette miljøfarlege kjemikal er kraftig reduserte dei siste åra, og for desse stoffa vil vi truleg nå nullutsleppsmålet.

For olje og stoff som finst naturleg i produsert vatn, er det prosessoptimaliseringar, reinjeksjon av produsert vatn og reinsetiltak som synest å medverka mest til å redusera risikoen for miljøskade innanfor ei akseptabel kostnadsramme.

Rapporteringane til selskapa viser at ei lang rekkje tiltak er implementerte, og at det er stor betring i miljøet. I utgangspunktet skulle målet om null miljøfarlege utslepp til sjø vera oppfylt i 2005. Men på fleire felt har prosessen med å vurdere, testa og implementera tiltak vore meir tidkrevjande enn venta, og kan først fullførast i 2006. Dermed kan ein ikkje venta full effekt av tiltaka før i 2007.



Figur 9.1 Kjelder til norske utslipp av CO₂, 2004
(Kjelde: Statistisk sentralbyrå)

Definisjon av nullutslepp og nullutsleppsmål

Definisjonar

Miljøfarleg, miljøfarlege sambindingar, miljøfarlege kjemiske stoff, miljøfarlege komponentar:

Stoff eller grupper av stoff med eigenskapar som gjer at dei til dømes er giftige, er vanskelege å bryta ned eller har potensial for bioakkumulering og/eller hormonforstyrrende eigenskapar. Dei farlegaste av dei miljøfarlege stoffa kallar vi miljøgifter.

Miljøskadeleg, miljøskadelege utslipp: Omgrepet blir nytta om den skaden utslippa kan vera årsak til, og er avhengig av utslippsmengda, staden og tidspunktet for utslippet. Eit miljøskadeleg utslipp kan vera eit miljøfarleg stoff, men det kan òg vera eit stoff som ikkje har slike eigenskapar.

Nullutsleppsmål

Miljøfarlege stoff:

- Ingen utslipp eller minimering av utslipp av miljøgifter som finst naturleg, omfatta av resultatmål 1 for helse- og miljøfarlege kjemikal, jamfør prioriteringslista i St.meld. nr. 25 (2002–2003).
- Ingen utslipp av tilsette kjemikal i Statens forureiningstilsyns svarte kategori (i utgangspunktet forbode å bruka og sleppa ut) og Statens forureiningstilsyns røde kategori (høgt prioritert for utfasing ved substitusjon).*

Andre kjemiske stoff:

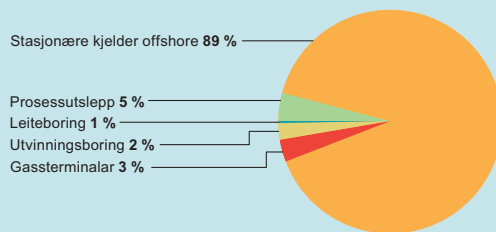
Ingen utslipp eller minimering av utslipp som kan føra til miljøskade av:

- olje (komponentar som ikkje er miljøfarlege)
- stoff i Statens forureiningstilsyns gule og grøne kategori
- borekaks
- andre stoff som kan føra til miljøskade

(Kjelde: St.meld. nr. 25 (2002–2003) Regjeringens miljøvernpolitikk og rikets miljøtilstand.)

I St.meld. nr. 38 (2003–2004) Om petroleumsvirksomheten vart det fastsett eigne vilkår for petroleumsverksemd i området Lofoten–Barentshavet. Lofoten–Barentshavet er definert som eit særleg sårbart område, og for petroleumsverksemd der blir det difor sett strengare krav til utslipp til sjø enn for kontinentalsokkelen enn elles.

*Jamfør forskrift om utføring av aktiviteter i petroleumsvirksomheten (aktivitetsforskriften) av 03.09.2001.



Figur 9.2 CO₂-utslepp frå petroleumsvirksemda 2004, fordelt på kjelder

(Kjelde: Oljedirektoratet)

Utslepp frå petroleumsvirksemda

Utslepp frå petroleumssektoren til luft er stort sett avgassar frå forbrenning av gass i turbinar, fakling av gass og forbrenning av diesel. Desse avgassane inneheld mellom anna CO₂ og NO_x. Andre miljøskadelege stoff som blir sleppte ut, er nmVOC, metan (CH₄) og svoveldioksid (SO₂). Utslepp frå petroleumssektoren til sjø inneheld restar av olje og kjemikal som blir nytta i produksjonsprosessane, og dessutan kjemiske stoff som finst naturleg.

Måling og rapportering av utslepp

Utslepp til luft blir i dei fleste tilfella rekna ut frå mengda av brenngass og diesel som har vore nytta på innretninga. Utsleppsfaktorane byggjer på målingar frå leverandørar eller standardtal som er utarbeidde av bransjen sjølv ved Oljeindustriens Landsforeining. På dei fleste felta blir utsleppa rekna ut med feltspesifikke faktorar. Det finst òg programvare som ut frå målte prosessparametrar kan rekna ut utslepp.

Når ein skal rekna ut totale oljeutslepp, måler ein volumet av produsert vatn som blir sleppt til sjø, og analyserer oljeinnhaldet i vatnet. Utslepp av kjemikal blir rekna ut frå forbruk, relatert til kor mykje som blir attvunne og/eller injisert.

Statens forureiningstilsyn, Oljedirektoratet og Oljeindustriens Landsforeining har etablert ein felles database for rapportering av utslepp til sjø og luft frå oljevirksemda. Frå 2004 rapporterer alle operatørar på norsk kontinentalsokkel utsleppsdata direkte inn i databasen. Dermed kan både operatørane sjølve og styresmaktene enklare analysere dei historiske utsleppa på ein meir fullstendig og konsistent måte enn tidlegare.

Utsleppsstatus for CO₂

CO₂-utsleppa i samband med innretningane på kontinentalsokkelen stammar i all hovudsak frå forbrenning av gass i turbinar, fakling av gass og forbrenning av diesel. CO₂ er den viktigaste av klimagassane, og skriv seg mykje frå forbrenning av fossilt brensel. Av fossilt brensel gjev naturgass minst CO₂-utslepp per energieining.

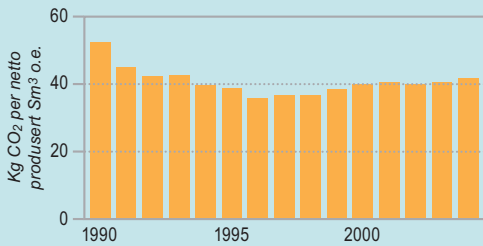
CO₂-utslepp har mellom anna desse miljøeffektane:

- CO₂ medverkar til drivhuseffekten, som så fører til global oppvarming.
- Høg konsentrasjon av CO₂ i atmosfæren gjer at meir CO₂ løys seg i vatn. Det kan føra til at pH-verdien minkar i sjø og hav.

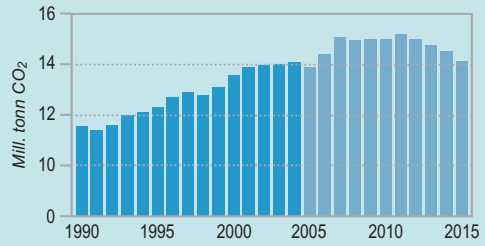
I nasjonal samanheng står petroleumsvirksemda for 29 prosent av CO₂-utsleppa (sjå figur 9.1). Ein ventar at denne delen vil minka i åra framover. Dei andre store utsleppskjeldene i Noreg er vegtrafikk og andre mobile kjelder, fyring og utslepp frå industriprosessar.

Som figur 9.2 viser, er størstedelen av CO₂-utsleppa frå petroleumssektoren knytte til innretningane offshore. Utover dette er det CO₂-utslepp ved gassterminalane på land og indirekte frå VOC-utslepp (såkalla prosessutslepp).

Betre energiutnytting og redusert fakling har medverka til at CO₂-utsleppa per produsert oljeekvivalent vart reduserte med om lag 21 prosent frå 1990 til 2004 (sjå figur 9.3). Det kjem av generelt betre teknologi og tiltak som reduserer utsleppa, mellom anna som følgje av CO₂-avgifta som vart innført i 1991. Reduksjonen i CO₂-utslepp per produsert oljeekvivalent har likevel ikkje vore stor nok til å vega opp for auken i energiforbruket på grunn av høgare aktivitet på sokkelen (sjå figur 9.4). Særleg har auka gassproduksjon med påfølgjande gasskompresjon for eksport ført til større kraftforbruk, som så aukar utsleppa av CO₂.



Figur 9.3 Utslepp av avgiftspliktig CO₂ per produsert eining (Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 9.4 Utslepp av CO₂ frå norsk petroleumssektor (Kjelde: Oljedirektoratet/Olje- og energidepartementet)

Generelt varierer utslepp knytte til produksjon av ei eining olje eller gass både mellom felt og over levetida til eit felt. Reservoarforholda og transportavstanden til gassmarknaden er faktorar som gjer at kraftbehovet, og dermed utsleppa, varierer frå felt til felt. At utsleppa varierer over levetida til feltet, kjem mellom anna av at det blir meir vatn i brønnstraumen lenger ute i levetida til feltet. Sidan det stort sett er den samla væske- og gassmengda (vatn, olje og gass) som avgjer energibehovet i prosessanlegget, vil eit felt få høgare utslepp per produsert eining når det blir meir mode. Det er ein av grunnane til at det har vore ein svak auke i utslepp per eining dei siste åra. Utviklinga på norsk kontinentalsokkel mot meir modne felt og flytting av aktivitet nordover, dreg i retning av auka utslepp per produsert eining. Behandling og transport av produsert gass er meir energikrevjande enn produksjon av væske. Produksjonen av gass utgjer ein stadig større del på norsk kontinentalsokkel. Dette verkar sterkt inn på utviklinga i indikatoren CO₂-utslepp per produsert eining.

Tiltak for å redusera CO₂-utsleppa

Utvikling av kombinerte løysingar for kraftproduksjon offshore (kombikraft), resirkulering av fakklegass og injeksjon av CO₂ frå produsert gass på Sleipner Vest er døme på at norsk kontinentalsokkel ligg langt framme når det gjeld å ta i bruk miljøeffektive løysingar.

Kombikraft

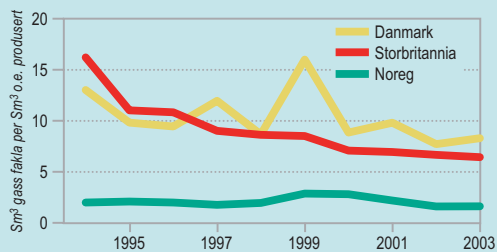
Kombikraft er ei løysing der varme frå eksosgassen til turbinane blir brukt til å produsera damp, som så blir brukt til å generera elektrisk kraft. Kombikraft aukar energiutnyttinga og er i dag i bruk på felta Oseberg, Snorre og Eldfisk. Desse anlegga er eineståande i offshore-samanheng i verda.

Lagring av CO₂

CO₂ kan injiserast og lagrast i ferdig produserte olje- eller gassreservoar, eller i geologiske formasjonar under vatn eller på land. Sidan 1996 har det årleg vorte lagra ein million tonn CO₂ i Utsiraformasjonen i samband med prosessering av gassen frå Sleipnerfeltet. Lagringa av CO₂ i Utsiraformasjonen er unik, for dette er det einaste anlegget i verda der større mengder CO₂ blir lagra i ein geologisk formasjon under havbotnen. Når Snøhvitfeltet kjem i produksjon i 2007, vil CO₂ frå gassproduksjonen bli skilt ut før naturgassen blir kjølt ned til flytande gass (LNG). CO₂-gassen vil bli transportert i rørleidning frå LNG-anlegget på Melkøya og tilbake til feltet for injeksjon i ein formasjon kalla Tubåen. Kvart år vil rundt 700 000 tonn CO₂ bli lagra i Tubåen.

Noreg vil i framtida ha godt høve til å lagra CO₂ på grunn av tilgang til store, vassfylte reservoar og ferdigproduserte olje- eller gassreservoar utanfor norskekysten. Lagring av CO₂ i ferdigproduserte reservoar er ei geologisk god løysing fordi strukturen svært sannsynleg er tett i og med at han har halde på gass og olje gjennom millionar av år.

Norske styresmakter arbeider aktivt for å sikra at slik lagring av CO₂ kan skje på ein sikker og trygg måte. Innanfor OSPAR-konvensjonen og Londonkonvensjonen blir det arbeidd med å etablera eit godt internasjonalt regelverk for CO₂-lagring. Som eit ledd i dette arbeidet arrangerte styresmaktene hausten 2004 ein naturvitskapleg OSPAR-workshop om moglege verknader på miljøet av langtidslagring av CO₂, der ei rekkje internasjonale ekspertar var med. Det er viktig å forstå potensielle effektar av CO₂ på havmiljøet for å sjå om det er mogleg å driva langtidslagring av CO₂ i stor skala. På sikt kan lagring av CO₂ bli svært viktig for å løysa klimautfordringane.



Figur 9.5 Fakla gass per produsert eining i Danmark, Storbritannia og Noreg, 1994 - 2003

(Kjelde Oljedirektoratet)

Bruk av CO₂ for å auka oljeutvinninga

Oljedirektoratet har estimert eit betydeleg teknisk potensial for auka oljeutvinning ved hjelp av CO₂ i oljefelt på norsk kontinentalsokkel. Regjeringa har ambisiøse mål for å realisera CO₂-handtering og skapa ei verdikjede for transport og injeksjon av CO₂. Dette er krevjande målsetjingar med stramme tidsfristar. Regjeringa har sett i verk prosjekt for å sikra framdrift i arbeidet med å etablera ei CO₂-kjede og involvera aktuelle aktørar i arbeidet (sjå temadelen om utfordringar ved å etablera ei CO₂-kjede).

Energianlegg og energieffektivisering

Utslepp av CO₂ frå kraftproduksjon på sokkelen står for om lag 80 prosent av dei totale utsleppa frå offshoreverksemda. I 2004 laga styresmaktene i samarbeid med industrien ei utgreiing om moglegheitene for meir effektiv energiforsyning på norsk kontinentalsokkel. Utgreiinga konkluderte med at eit realistisk, men ambisiøst overslag for mogleg utsleppsreduksjon er om lag fem–ti prosent i ein periode på ti år. Denne betringa har ein alt lagt opp til i framskrivingane av CO₂-utsleppa frå sektoren. Dette kan ein oppnå dersom industrien systematisk gjennomfører energileiing i alle delar av verksemda. Næringa vil følgja opp utgreiinga frå styresmaktene og arbeider, i regi av Oljeindustriens Landsforeining, med ei rettleiing som skal innehalda felles retningslinjer og dømme for å etablera og drifta energileiing.

For at energieffektiviteten skal auka endå meir på lengre sikt, er det nødvendig med eit skifte i teknologi og konsept for energiforsyninga. Det krev langsiktig satsing på utvikling, utprøving og implementering av ny teknologi.

Fakling

Fakling er naudsynt som eit sikringstiltak på innretningane for å hindra eksplosjon i trykksatte system. Sjølv om fakling står for om lag ti prosent av CO₂-utsleppa frå petroleumsverksemda, er det norske nivået lågt samanlikna med andre land (sjå figur 9.5). CO₂-avgifta og direkte regulering av fakling har utløyst ei rekkje utsleppsreducerande tiltak, som gjer at Noreg er leiande på dette området.

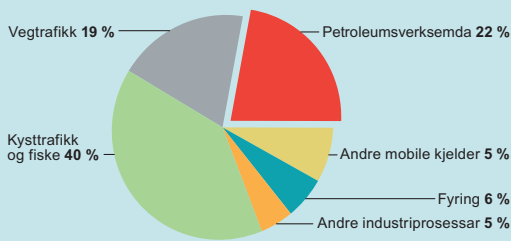
Utsleppsstatus for NOx

Det er nær samanheng mellom utsleppa av CO₂ og NOx. Som for CO₂ er gassforbrenning i turbinar, fakling av gass og dieselforbruk på innretningane sentrale utsleppskjelder også for NOx. Mengda av utslepp er avhengig både av forbrenningsteknologien og kor mykje drivstoff som blir brukt. Til dømes gjev forbrenning i gassturbinar lågare utslepp av NOx enn forbrenning i dieselmotorar.

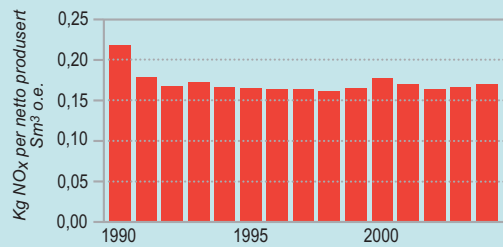
Miljøeffektane av NOx er mellom anna:

- skade på fiske- og dyreliv gjennom forsuring av vassdrag og jordsmonn
- skade på bygningar, stein og metall som følgje av sur nedbør
- overgjødsling, som kan føra til endringar i artsamansetjinga i økosystema
- skade på helse, avlingar og bygningar på grunn av at det dannar seg bakkenært ozon

Mobile kjelder står for størsteparten av dei norske NOx-utsleppa (sjå figur 9.6). Petroleumssektoren medverkar på si side med 22 prosent. Utsleppa av NOx per produsert oljeekvivalent er reduserte med 22 prosent frå 1990 til 2004 (sjå figur 9.7). Reduksjonane i utslepp per produsert oljeekvivalent kjem av teknologiforbetringar og tiltak som reduserer utslepp. Trass i reduksjonen av utslepp per produserte oljeekvivalent, har dei totale utsleppa av NOx frå sektoren auka frå 1991 (sjå



Figur 9.6 Kjelder til NOx-utslipp i Noreg, 2004
(Kjelde: Statistisk sentralbyrå)



Figur 9.7 Utslipp av NOx per produsert eining
(Kjelde: Olje- og energidepartementet/Oljedirektoratet)

figur 9.8). Hovudårsaka til veksten fram til i dag er at auka aktivitet har medverka til høgare energibehov, som så har medverka til auka utslipp. Det er venta at utslippa av NOx vil bli reduserte frå 2006.

Tiltak for å redusera NOx-utslippa

Dei fleste tiltaka som reduserer utslippa av CO₂, medverkar òg til å redusera NOx-utslippa frå petroleumssektoren. Andre tiltak som kan medverka til å redusera NOx-utslippa, kan vera innføring av låg-NOx-brennarar som standard på gassturbinar ved nye utbyggingar. NOx-utslippa kan reduserast med inntil 90 prosent utan at CO₂-utslippa blir endra. Men i nokre tilfelle kan CO₂-utslippa auka når ein nyttar denne teknologien.

Låg-NOx-brennarar kan etterinstallast på eksisterande turbinar. Studiar viser at det generelle kostnadsnivået ved å etterinstallera slike brennarar på eksisterande innretningar er betydeleg høgare enn det ein gjekk ut frå tidlegare. Generelt vil låg-NOx-teknologi installert på maskinar som køyrer med høg utnyttingsgrad, gje betydelege miljøeffektar. På maskinar som køyrer med låg kapasitetsutnyttning, aukar CO₂-utslippa, samtidig som NOx-

reduksjonane blir mindre enn når utnyttingsgrad er høg.

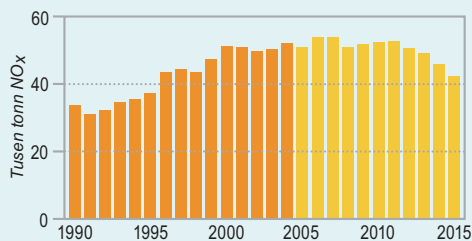
Dampinjeksjon eller vassinjeksjon i brennkammeret kan redusera NOx-utslippa. Damp eller vatn blir nytta til å redusera forbrenningstemperaturen og dermed NOx-utslippa. Denne teknologien krev store mengder reint vatn, og det er ei utfordring offshore.

Utsleppsstatus for nmVOC

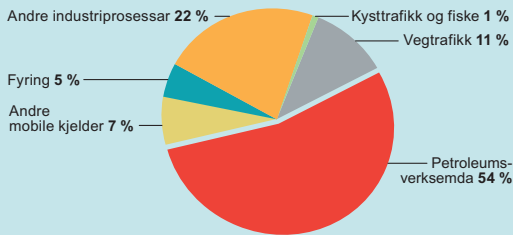
nmVOC er ei nemning på flyktige organiske sambindingar unnateke metan, som fordampar frå mellom anna råolje. For petroleumssektoren stammar hovuddelen av utslippa frå lagring og lasting av råolje til havs og frå landterminalane.

Nokre miljøeffektar av nmVOC:

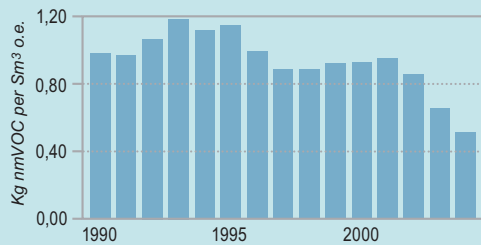
- Det dannar seg bakkenært ozon som kan skada helse, avlingar og bygningar.
- nmVOC kan skada luftvegane ved direkte eksponering.
- nmVOC medverkar indirekte til drivhuseffekten ved at det dannar seg CO₂ og ozon når nmVOC reagerer med luft i atmosfæren.



Figur 9.8 Utslipp av NOx frå petroleumsverksemda
(Kjelde: Oljedirektoratet/Olje- og energidepartementet)



Figur 9.9 Kjelder til norske utslipp av nmVOC, 2004
(Kjelde: Statistisk sentralbyrå)



Figur 9.10 nmVOC-utslipp per produsert eining
(Kjelde: Oljedirektoratet/Olje- og energidepartementet)

Petroleumssektoren er hovudkjelda til utslipp av nmVOC i Noreg (sjå figur 9.9), med om lag 54 prosent av dei totale utslappa. Utsleppa av nmVOC kjem i hovudsak frå lagring og lasting av råolje offshore. Mindre utslipp oppstår òg på gassterminalane og ved mindre lekkasjar. Andre industriprosessar og vegtrafikk er òg viktige kjelder til utslipp av nmVOC i Noreg. Petroleumssektoren utgjør ein stadig mindre del på grunn av innfasing av utslppsreducerande teknologi. Utsleppa av nmVOC per produsert oljeeining er òg redusert dei siste åra (sjå figur 9.10).

Det er store skilnader på utslappa frå lasting av olje på dei ulike felta. Ei hovudårsak til det er at innhaldet av flyktige gassar i oljen varierer frå felt til felt.

Fleire av dei nyare felta på kontinentalsokkelen bruker flytande lagerinnretningar. Denne typen

utbyggingsløyningar vil kunna gje høgare utslipp av nmVOC enn på felt der oljelagringa skjer i fundamentet til plattformene (Statfjord, Draugen og Gullfaks). Det kjem av at det ved flytande lagerinnretningar òg vil bli utslipp ved produksjon inn til lageret.

Prognosen for utslipp av nmVOC frå sektoren viser ein sterk minkande trend i åra framover (sjå figur 9.11). Årsaka til det er implementering av utslppsreducerande teknologi. I tillegg ventar ein at oljeproduksjonen vil nå toppnivået sitt på få år.

Tiltak for å redusere nmVOC-utslappa

Oljeselskapa har i fleire år arbeidd med å gjera teknologi for attvinning av nmVOC tilgjengeleg for lagerskip og skytteltankarar. I dag finst det utprøvd attvinningsteknologi som reduserer utslappa frå lasting med om lag 70 prosent. Fleire båtar har no

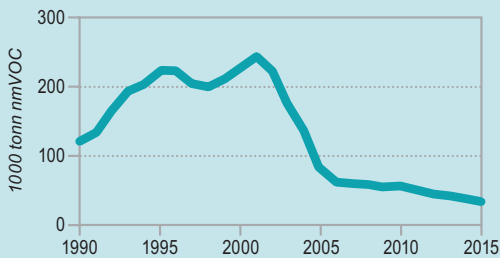
Industrisamarbeidet

Gjennom utslppsøyve er det sett krav til at oljen skal lagrast og lastast med best tilgjengeleg utslppsreducerande teknologi (BAT). Teknologiar som kan tilfredsstilla krava, skal fasast inn etter ein fastlagd tidsplan fram til utgangen av 2008.

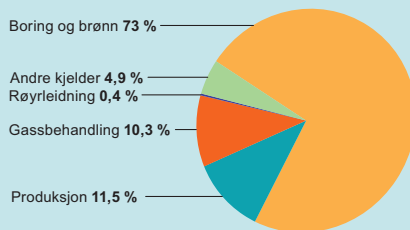
Operatørane for felt med bøyelasting på norsk kontinentalsokkel har etablert eit industrisamarbeid for å kunna samordna innfasing av teknologi og oppfylle kravet på ein føremålstenleg og kostnadseffektiv måte. Gjennom industrisamarbeidet legg det til rette for utveksling av røynslar ved drift av anlegga.

Avtalen om industrisamarbeid vart inngått i 2002, og 26 selskap er med i samarbeidet. Det gjeld bøyelasting av olje frå Varg, Glitne, Jotun, Balder, Gullfaks, Statfjord, Draugen, Njord, Åsgard og Norne.

Ved utgangen av 2005 var det installert nmVOC-reduksjonsteknologi på 13 bøyelastarar, og i tillegg er det installert anlegg på to skip som fraktar olje frå Heidrun. I 2004 var den estimerte nmVOC-reduksjonen 38 762 tonn. Framover vil ein fokusera på tiltak for å oppnå høg driftsregularitet på eksisterande anlegg.



Figur 9.11 Utslepp av nmVOC frå petroleumsværksemnda
(Kjelde: Oljedirektoratet/Olje- og energidepartementet)



Figur 9.12. Utslepp av kjemikal frå norsk petroleumsværksemnd fordelt på kjelder, 2004
(Kjelde: EnvironmentWeb)

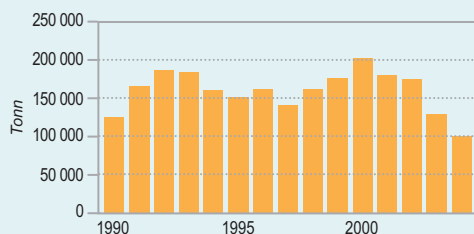
installert utsleppsreducerande teknologi. Operatørane for felt med bøyelasting på norsk kontinentalsokkel har etablert eit industrisamarbeid (sjå tekstboksen).

Eit attvinningsanlegg for nmVOC vart teke i bruk på rørljeterminalen på Stura i 1996. Anlegget er det første i sitt slag på ein rørljeterminal. For at tankskip som lastar skal kunna bruka anlegget, må dei ha montert tilkoplingsutstyr. Frå 01.01.2003 har det vore eit krav at alle skip skal ha montert utstyr for attvinning av nmVOC, og skipa slepp normalt ikkje inn til anlegget utan nødvendig utstyr.

Utslepp av kjemikal

Kjemikal er ei samlenemning for alle tilsetjingsstoff og hjelpestoff som blir nytta ved bore- og brønno- perasjonar og i produksjon av olje og gass. Hovudregelen er at det ikkje skal sleppast ut miljøfarlege stoff, anten dei er tilsette eller finst naturleg.

Vel 99 prosent av kjemikalbruken i norsk petroleumsværksemnd er kjemikal som ein meiner har liten eller ingen miljøeffekt (grøne og gule kjemikal, jamfør Statens forureiningstilsyns kategorisering). Ein stor del av desse kjemikala er stoff som finst naturleg i sjøvotn. Resten er miljøfarlege kjemikal eller kjemikal der eventuelle effektar ikkje er godt nok dokumenterte.



Figur 9.13 Totale utslepp av kjemikal frå norsk petroleumsværksemnd
(Kjelde: EnvironmentWeb)

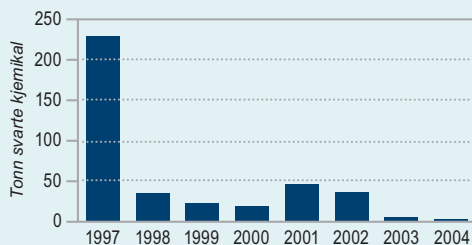
Det er framleis uvisse om eventuelle langtidseffektar, men det blir forska mykje på dette området.

Det meste av kjemikalutsleppa er knytt til boreværksemnda (sjå figur 9.12), og utsleppsmengda varierer i tråd med aktivitetsnivået. Figur 9.13 viser utviklinga i dei totale utsleppa av kjemikal frå petroleumsværksemnda. Utsleppa av miljøfarlege produksjonskjemikal (svarte og raude kjemikal, jamfør Statens forureiningstilsyns kategorisering) er redusert med 85 prosent frå år 2000 til 2004. Figurane 9.14 og 9.15 viser utviklinga i utslepp av miljøfarlege kjemikal.

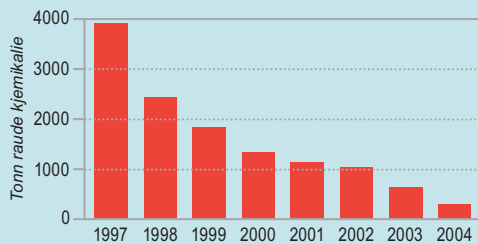
Dei kjemikala som ikkje blir sleppte ut, løyser seg i oljen, blir deponerte i undergrunnen eller blir behandla som spesialavfall.

Utslepp av olje og andre kjemiske stoff som finst naturleg

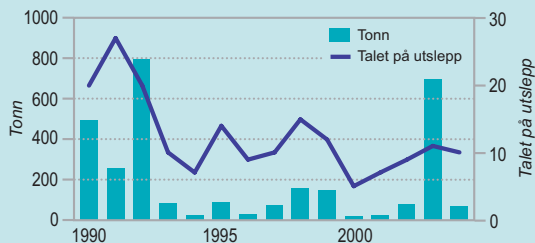
Dei totale utsleppa av olje frå norsk petroleumsværksemnd står for ein liten del av den totale tilførsla til Nordsjøen. Hovudtilførsla av olje til Nordsjøen kjem frå skipsfart og frå fastlandet via elvar. Figur 9.16 viser ei oversikt over akutte oljeutslepp over eitt tonn. Alle akutte utslepp frå innretningane på kontinentalsokkelen blir rapporterte til Kystverket, og årsakene blir undersøkte.



Figur 9.14 Utslepp av svarte kjemikal frå petroleumsværksemnda
(Kjelde: OLF/EnvironmentWeb)



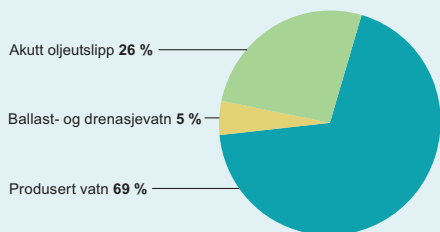
Figur 9.15 Utslepp av raude kjemikalie frå petroleumsverksemda
(Kjelde: OLF/EnvironmentWeb)



Figur 9.16. Akutte oljeutslepp over ett tonn
(Kjelde:EnvironmentWeb)

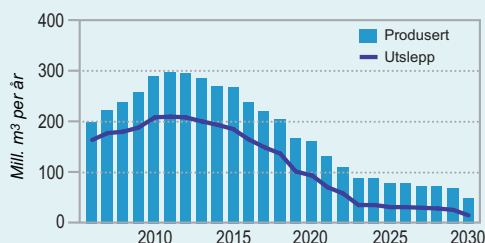
Petroleumsverksemda har ikkje vore årsak til store akutte utslepp av olje som har nådd land. Miljøeffektane av eventuelle akutte oljeutslepp er avhengige av fleire faktorar enn berre storleiken på utsleppet. Mellom anna er utsleppsstaden, årstida, vindstyrken, straumane og effektiviteten til beredskapen avgjerande for skadeomfanget. Akutte oljeutslepp kan skada fisk, sjøpattedyr, sjøfugl og strandsoner. I Noreg har dei fleste alvorlege akutte utsleppa skrivne seg frå skip nær kysten.

Oljeutsleppa frå petroleumssektoren stammar i all hovudsak frå den regulære drifta. Vatn som blir produsert saman med olje og gass, inneheld restar av olje i dropeform (dispergert olje), andre organiske komponentar (inkluderte lause oljefraksjonar), uorganiske komponentar (tungmetall, naturlege lågradioaktive sambindingar, osv.) og restar av tilsette kjemikal. Det produserte vatnet blir reinjisert til undergrunnen eller reinsa så godt som mogleg før det blir sleppt til sjø. Figur 9.17 viser oljeutslepp på sokkelen fordelt på aktivitetar, medan figur 9.18 viser utviklinga i mengda av produsert vatn og utslepp av produsert vatn, historisk og prognosert.



Figur 9.17 Utslepp av olje frå petroleumsverksemda fordelt på aktivitetar, 2004
(Kjelde: EnvironmentWeb)

Det er ikkje påvist direkte miljøskade av driftsutslepp av olje. Nye forskingsresultat viser mellom anna at alkylfenol i produsert vatn ikkje fører til risiko for skade på fiskebestandane i Nordsjøen. Men ein er usikker på moglege langtidsvirknader, og det blir difor forska mykje på dette området, mellom anna gjennom forskingsprogrammet «Havet og kysten», med delprogrammet PROOF.



Figur 9.18 Prognose for produsert vatn og for utslepp av produsert vatn
(Kjelde: Oljedirektoratet/Olje- og energidepartementet)

Utfordringar knytte til etablering av ei CO₂-kjede

Regjeringa legg stor vekt på fangst og lagring av CO₂ som eit tiltak for å auka oljeutvinninga på norsk kontinentalsokkel og redusera CO₂-utsleppa. Regjeringa har sett seg ambisiøse mål for å realisera CO₂-handtering på gasskraftverk og etablara ei kjede for transport og injeksjon av CO₂. Ei CO₂-kjede omfattar fangst av CO₂ frå utsleppskjelder, transport og lagring av CO₂ og bruk av CO₂ til auka oljeutvinning.

Kraftproduksjon og annan bruk av fossil energi er den største kjelda til utlepp av klimagassar. Fangst av CO₂ og lagring av CO₂ i olje-/gassreservoar og geologiske formasjonar peikar seg ut som eit mogleg tiltak for å redusera globale utslepp. Teknologi for fangst og lagring av CO₂ er på eit tidleg utviklingsstadium. Den tilgjengelege teknologien er svært dyr, og mykje er usikkert omkring kostnader og drift av ei CO₂-kjede. Det har vore stor internasjonal interesse i mange år for utvikling av teknologi for fangst og lagring av CO₂, særleg frå kolkraftverk. I Noreg har ein konsentrert seg om fangst og lagring av CO₂ frå gasskraftverk, og norske aktørar er langt framme på dette området.

Når ein nyttar CO₂ til å auka oljeutvinninga, kan det redusera kostnadene ved fangst og lagring av CO₂ ved at CO₂ som blir fanga, får ein meirverdi. Det kan gje ei lønnsam verdikjede for CO₂, men for at dette skal bli ein realitet, må store teknologiske utfordringar løysast.

FNs klimapanel har i spesialrapporten Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage (IPCC 2005) vurdert at lagring av CO₂, kan utgjera opptil halvparten av utsleppskutta i dette hundreåret, men at det er store utfordringar som må løysast før potensialet kan realiserast. IPCC-rapporten peikar på at teknologien for fangst og lagring av CO₂ i stor grad er umoden, og at ein ikkje har

røynsle med fangst av CO₂ frå store kol- og gasskraftverk.

Målet til regjeringa er å realisera CO₂-handtering på gasskraftverk og etablara ei verdikjede for transport og injeksjon av CO₂, knytt til gasskraftverket som blir bygt på Kårstø.

Fangst av CO₂

Kostnadene ved fangst og lagring av CO₂ i samband med kraftproduksjon frå fossilt brensel er ei grunnleggjande utfordring, sidan dette fordyrar kraftproduksjonen mykje. Kostnadene ved å fanga CO₂ frå eit kraftverk utgjer om lag to tredelar av kostnadene i heile CO₂-kjeda, medan transport og deponering utgjer om lag ein tredel. Denne fordelinga gjeld i grove trekk for alle teknologikonsept.

Teknologien for fangst av CO₂ frå gasskraftverk kan delast i tre hovudkategoriar: post-combustion, pre-combustion og oxy-fuel. Post-combustion går ut på å skilja CO₂ frå eksosgassen frå kraftverket ved hjelp av kjemisk reinsing. Fordi CO₂ blir skild ut frå eksosgassen, kan denne teknologien i prinsippet nyttast på eksisterande kraftverk utan store modifikasjonar av sjølve kraftverket. Post-combustion er rekna for å vera den mest modne teknologien, men det er likevel stor uvisse omkring bruken.

Ved hjelp av pre-combustion-teknologi fangar ein CO₂ før forbrenninga. Det skjer ved at naturgassen blir konvertert til ei hydrogenrik gassblanding. Gassblandinga blir behandla slik at CO₂ blir fanga, og det nye brenselet er såleis «dekarbonisert», som gjer at eksosgassen inneheld svært lite CO₂. Pre-combustion krev ombygging av gassturbinen og blir vurdert som ein meir kompleks teknologi enn post-combustion.

Med oxy-fuel skjer forbrenninga i gassturbinen med reint oksygen i staden for luft. Det gjer at eksosen inneheld berre vassdamp og CO₂, og CO₂ kan skiljast ut ved nedkjøling av eksosen. Dagens gassturbinar får svært dårleg yting ved oksygenforbrenning, og det er førebels ikkje satsa særleg mykje på å utvikla nye typar som eignar seg betre til oksygenforbrenning. I tillegg er det svært energikrevjande å produsera oksygen, og teknologien for energiproduksjon er svært kostbar. Oxy-fuel blir difor rekna for å vera ein lite moden teknologi.

Fangst av CO₂ er energikrevjande. IPCC-rapporten går ut frå at dersom ein fangar 90 prosent av CO₂ frå eit kraftverk, vil brenselforbruket auka med 11–40 prosent, avhengig av teknologien og brenselet. Fangst av CO₂ reduserer ytinga til kraftverka og aukar andre miljøskadelege utslepp. Rapporten reknar med at fangst av CO₂ aukar produksjonskostnadene ved kraftproduksjon med 20–85 prosent. Dersom nivået på forskning og utvikling blir som i dag, vil ein kunna redusera kostnadene ved fangst av CO₂ med 20–30 prosent dei neste ti åra.

Førebels er ingen av dei tre teknologiane utprøvde i stor skala i samband med gasskraftverk. Difor er det mykje som er usikkert med bruken av den tilgjengelege teknologien for fangst av CO₂, særleg når det gjeld kostnader og yting.

Transport av CO₂

CO₂ må fraktast frå CO₂-kjelda til den geologiske strukturen der CO₂ skal lagrast. Transporten kan skje i rør eller med skip. Generelt er transporten det elementet i CO₂-kjeda som er minst komplisert, både når det gjeld teknologi og moglegheitene til å vurderer realistiske kostnader. Like fullt er transportleddet både energikrevjande og kostbart. Ettersom CO₂ oppfører seg svært ulikt under ulike trykk og temperaturar, må transporten gå føre seg

i kontrollerte former for å unngå fast form og blokkering av rør eller utstyr.

Transport av CO₂ i skip er meir komplekst enn transport i rør. For å få plass til mest mogleg i ei skipslast, blir gassen gjort flytande ved trykksettjning eller ein kombinasjon av trykksettjning og nedkjøling. Ein har god røynsle med skiping av CO₂ i samband med matvareproduksjon og industriell bruk av gassen, men i mindre volum. Lagring av CO₂ i geologiske formasjonar på norsk kontinentalsokkel vil innebera transport av store volum, og det trengst skip med større transportkapasitet. Ein meiner at dei største utfordringane legg i leveringsregularitet og kostnadseffektiv lossing av CO₂ frå eit skip til ein installasjon til havs. Eit alternativ kan vera skipstransport til eit mellomlager på land, knytt til ein rørleidning ut til feltet.

Transport av CO₂ i rør skil seg ikkje vesentleg frå transport av hydrokarbongass. Teknologiane er kjende, og det er lang røynsle med bygging og drift av store rørleidningar for transport av gass frå norsk kontinentalsokkel til kontinentet. Men ein har inga røynsle med transport av store mengder CO₂ gjennom lengre rørleidningar på havbotnen.

Kva transportmetode som er best, er avhengig av behov og situasjonen i kvart enkelt tilfelle, medrekna talet på utsleppskjelder, storleiken på utsleppa frå kvar kjelde, avstanden frå kjelda til lagringsplassen og CO₂-volumet som skal fraktast. Med dagens teknologi vurderer ein rørtransport som det enklaste og mest kostnadseffektive alternativet, og frå 2007 vil ein få røynsle med transport av CO₂ i rør frå LNG-anlegget på Snøhvit.

Lagring av CO₂

Noreg har lang røynsle med lagring av CO₂ i geologiske strukturar. Sidan 1996 er ein million tonn CO₂ per år skilt ut frå gassproduksjonen på Sleipner Vest i Nordsjøen og lagra i Utsira, ein

geologisk formasjon 1000 meter under havbotnen. I 2007 byrjar utvinning av naturgass, NGL og kondensat frå Snøhvitfeltet i Barentshavet. I samband med behandlinga av brønnstraumen på Melkøya vil 700 000 tonn CO₂ bli skilt ut og lagra i eit reservoar 2600 meter under havbotnen.

Det er eit stort teknisk potensial for lagring av CO₂ i geologiske formasjonar rundt om i verda. Både produserande olje- og gassfelt, gamle olje- og gassfelt og andre formasjonar er aktuelle for slik lagring. Lagring i reservoar som ikkje lenger er i drift, er geologisk gode løysingar fordi strukturane svært sannsynleg er tette ettersom dei har halde på gass og olje i millionar av år. Også andre formasjonar blir rekna som sikre lager for CO₂. Mellom anna er det gjennom det internasjonale SACS-prosjektet dokumentert at CO₂ som blir pumpa ned i den enorme Utsiraformasjonen frå Sleipnerfeltet, ikkje lek ut.

Det er svært liten risiko for lekkasje frå geologisk lagring. IPCC-rapporten konkluderer med at dersom lagringa blir utført på forsvarleg måte, er det 90–99 prosent sannsynleg at meir enn 99 prosent av all lagra CO₂ framleis er på plass etter hundre år. Etter 1000 år er det 66–90 prosent sannsynleg at meir enn 90 prosent framleis er på plass.

Bruk av CO₂ til å auka oljeutvinninga

Etter kvart som oljefelt når ein moden fase, minskar trykket i reservoara, og det trengst ekstra trykkstøtte for å halda produksjonen ved lag. På ein del oljefelt på norsk kontinentalsokkel blir vatn eller naturgass nytta som trykkstøtte for å halda produksjonen oppe. Injisering av CO₂ kan vera eit alternativ eller supplement til bruk av vatn eller naturgass som trykkstøtte. CO₂ er i visse tilfelle blandbar med reservoaroljen, og kan dermed medverka til å auke utvinninga ut over det ein kan oppnå med vass- eller gassinjeksjon.

Det er store utfordringar ved bruk av CO₂ for å auka oljeutvinninga frå felt på norsk kontinentalsokkel. Spesielt kostar det å modifisera eksisterande installasjonar og utstyr for injeksjon og etterbehandling av tilbakeprodusert CO₂. Fleire av dei aktuelle kandidatane for CO₂-injeksjon inneheld store mengder gass, og tilbakeprodusert CO₂ må separerast frå gassen i samsvar med salgasspesifikasjonane. Slike prosessar er plasskrevjande, og i mange tilfelle vil det vera nødvendig å byggja ein ny installasjon for å få plass til utstyr.

Eit oljefelt har behov for leveransar av CO₂ i ein mykje kortare periode enn det som er venta levetid for eit gasskraftverk. I tillegg vil behovet for tilført CO₂ minka etter kvart som stadig meir CO₂ blir produsert med prosesstraumen. Det er ikkje nødvendigvis samsvar mellom tilgangen på CO₂ frå eit gasskraftverk og behovet for CO₂ til eit oljefelt. Difor trengst det ein infrastruktur for CO₂-transport som gjer det mogleg å lagra CO₂ etter kvart som behovet for CO₂ til auka oljeutvinning på eit felt blir redusert og oljeproduksjonen blir stengd ned.

Det er behov for store volum av CO₂ når ein vil nytta CO₂ til å auka oljeutvinninga. CO₂ frå berre ei punktkjelde (til dømes Kårstø) vil truleg ikkje gje tilstrekkeleg volum for optimal injisering i oljefelt. Det vil difor kunna vera nødvendig å skaffa CO₂ frå andre kjelder i Noreg eller frå utlandet.

Prosjekt for å sikra framdrift i arbeidet med å etablere ei CO₂-kjede

Regjeringa har sett i verk tre prosjekt for å sikra framdrift i arbeidet med å etablere ei CO₂-kjede og involvera aktuelle aktørar i arbeidet.

Delprosjekt 1 omfattar heile CO₂-kjeda med fangst, transport og injeksjon av gassen for auka oljeutvinning eller deponering. Innleiande forhandlingar mellom gasskraftverk og oljeselskapa skal

kvalitetssikra inntekter og kostnader i alle ledda i CO₂-kjeda. Kartlegging av den reelle betalingsviljen til desse aktørane vil gje oversikt over moglege inntekter i kjeda, og dermed òg rammene for det statlege engasjementet.

Delprosjekt 2 vil avklara tidsperspektiv og kostnader for etablering av eit reinseanlegg på Kårstø. Målet er å etablere eit slikt anlegg der innan 2009. Arbeidet krev nært samarbeid med aktuelle leverandørar av teknologi for CO₂-reinsing. Det skal òg etablerast ei juridisk ansvarleg eining, som kan stå ansvarleg for anlegget når det gjeld tilbod og innkjøp, bygging, drift og eigarskap.

I delprosjekt 3 skal Olje- og energidepartementet i samarbeid med relevante departement avklara organisering og juridiske rammer for det statlege engasjementet i CO₂-kjeda.

Samarbeid mellom styresmaktene og industrien

Utfordringane med fangst og lagring av CO₂ må møtast gjennom internasjonalt samarbeid og innsats på alle nivå: mellom industriaktørar, mellom forskingsinstitusjonar og på styresmaktnivå. For at fangst og lagring av CO₂ skal bli eit viktig tiltak for å redusera dei globale klimagassutsleppa, må ein finna teknologiske løysingar som gjer fangst og lagring av CO₂ til eit konkurransedyktig alternativ til andre energiløysingar i ein global samanheng.

Norske styresmakter er aktivt med i internasjonalt forskings- og teknologisamarbeid. Viktige arenaer for samarbeid og koordinering på styresmaktnivå er mellom anna Carbon Sequestration Leadership Forum, samarbeid i regi av International Energy Agency og ulike forskingsprogram i EU, i tillegg til bilateralt samarbeid.

Norske styresmakter ser det som viktig å leggja til rette for at norske aktørar er med. Fleire sentrale norske forskingsinstitusjonar og selskap er

deltakarar i internasjonale samarbeidsprosjekt der både energi- og leverandørselskap og styresmaktene i fleire land samarbeider. Slike prosjekt sikrar at både nødvendige teknologiutviklarar og teknologikjøparar er med i teknologiutviklinga.

Regjeringa har òg inkludert fangst og lagring av CO₂ som eit viktig tema i energidialogen med EU-kommisjonen, og vil vurdere moglege samarbeidsområde med tanke på å fremja bruken av CO₂ for å auka oljeutvinninga. Den felles innsatsen skal òg inkludera fangst og lagring av CO₂.

Den norske olje- og energiministeren og den britiske energiministeren skreiv i 2005 under på ei felleseklæring om geologisk lagring av CO₂ i Nordsjøen, og oppretta ei arbeidsgruppe for Nordsjøbassenget. Målet er å utvikla felles prinsipp som eit grunnlag for å regulera CO₂-lagringa i Nordsjøen.

Gassnova

Gassnova, statens senter for miljøvennleg gass-teknologi, vart oppretta i 2005. Føremålet med Gassnova er å fremja utvikling av framtidssretta, miljøvennleg og kostnadseffektiv gasskraftteknologi. Gassnova støttar prosjekt som i utvikling ligg mellom forskning og kommersielle anlegg, som pilot- og demonstrasjonsanlegg. I samarbeid med Noregs forskingsråd forvaltar Gassnova det statlege programmet CLIMIT, som støttar utvikling og demonstrasjon av løysingar for gasskraftverk med CO₂-handtering.

Just Catch

Gassnova har i samarbeid med Aker Kværner Engineering & Technology lansert prosjektet Just Catch for fangstteknologi av CO₂ frå gasskraftverk. Gassnova gjev finansiell støtte til prosjektet. Saman med Aker Kværner Engineering & Technology står leiande norske og internasjonale selskap i energibransjen: Gassco, Fortum, Norsk Hydro, Lyse Energi, Petoro, Shell, Skagerak Energi, Statkraft, Statoil og Østfold Energi. GASSTek er involvert som hovudleverandør. Målet med prosjektet er å:

- Redusera den tekniske og økonomiske risikoen ved å byggja fullskalaanlegg for CO₂-fangst frå gasskraftverk.
- Etablere ein kostnadseffektiv design for eit demonstrasjonsanlegg for CO₂-fangst basert på teknologi som vil vera tilgjengeleg i år 2010.
- Utarbeida beskrivingar og tekniske spesifikasjonar og setja opp kostnadsestimat for tilrådde anlegg. Kvalitetsnivået og detaljeringsgraden skal vera tilstrekkeleg til å gje grunnlag for vedtak om å gå vidare med prosjektering og bygging av eit demonstrasjonsanlegg.

Prosjektet skal gå over to år, det har to fasar og ei totalramme på 32 millionar kroner. I fase 1 skal ein arbeida med teoretiske overslag, kvalifiseringar og verifiseringar, vidareutvikla teknologien og gjera testar i laboratorieskala. Slike testar kan utførast hos forskingsinstitusjonar, til dømes Sintef. Budsjettet for fase 1 er 18,5 millionar kroner. I fase 2 skal ein testa utstyr og kjemikal i pilotanlegg, sannsynlegvis i riggen på Kårstø.

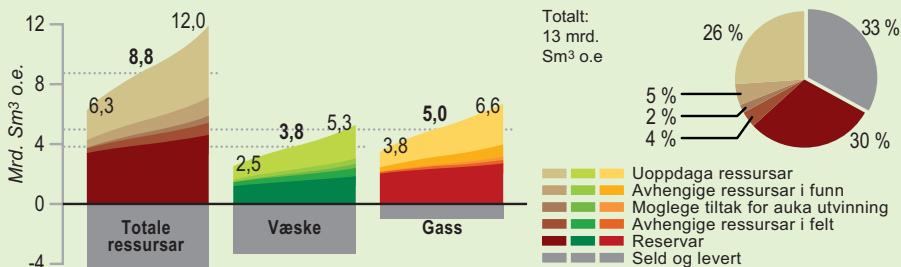
Teknologikonseptet som er valt i Just Catch-prosjektet, er basert på absorpsjon av CO₂ frå eksosen til gasskraftverket i ei kjemikalløysing (amin), det vil seia post-combustion-teknologi. Fangstkonseptet som er valt i prosjektet, har desse eigenskapane:

- Heilt nye teknologielement er ikkje nødvendig for at konseptet skal fungera, men teknologien må utviklast vidare for å bli kostnadseffektiv.
- Teknologien kan nyttast og installerast i nær framtid (2010).
- Konseptet kan brukast for konvensjonelle gasskraftverk og kan òg ettermonterast på eksisterande kraftanlegg og for industriutslipp.
- Kraftproduksjonen er uavhengig av fangstanlegget.
- Den største utfordringa er dei låge CO₂-konsentrasjonane i eksosen (tre–fire prosent), og difor er det nødvendig å behandla store eksosgassvolum.
- Liknande teknologi er i bruk for utskiljing av CO₂ i naturgass. I slike anlegg (til dømes på Sleipnerplattforma) reinsar ein naturgassen som skal eksporterast, for at han skal få salskvalitet. CO₂-reinsprosessar blir òg nytta industrielt som førebehandling til LNG-produksjon (flytande naturgass).
- Metoden kan òg tilpassast kolkraftverk.

10

Petroleumsressursane





Figur 10.1 Petroleumsressursar og usissa i estimata per 31.12.2005
(Kjelde: Oljedirektoratet)

Oljedirektoratet reknar med at dei totale oppdaga og uoppdaga petroleumsressursane på norsk kontinentalsokkel utgjer om lag 13 milliardar standard kubikkmeter olje-ekvivalentar (Sm^3 o.e.). Av dette er det produsert i alt 4,3 milliardar Sm^3 o.e., som svarar til 33 prosent av dei totale ressursane. Dei totale attverande utvinnbare ressursane utgjer 8,8 milliardar Sm^3 o.e. Av dette er 5,4 milliardar Sm^3 o.e. påviste ressursar, medan estimatet for dei uoppdaga ressursane er 3,4 milliardar Sm^3 o.e.

Ressurstilveksten frå leiteverksemda i 2005 er god. Det vart gjort seks nye funn: to oljefunn og fire gassfunn. Samla utvinnbare ressursar frå leiteverksemda er 3–15 millionar Sm^3 olje og 40–120 milliardar Sm^3 gass. Nokre av funna er ikkje ferdig evaluerte, og estimata er difor svært usikre.

Sidan produksjonen av petroleum tok til på norsk kontinentalsokkel i 1971, er det produsert i alt 4,3 milliardar Sm^3 o.e. frå 63 felt. I 2005 starta produksjonen på felta Kristin og Urd. Av dei felta som var i produksjon ved årsskiftet 2005/2006, ligg 42 i Nordsjøen og åtte i Norskehavet. PUD for fem nye felt, Enoch, Blane, Ringhorne Øst, Vilje og Volve, vart godkjende i 2005. I tillegg vart PUD godkjend for Fram Øst, Njord Gass-eksport, Skinfaks/Rimfaks IOR, Statfjord seinfase (inkludert Tampen Link) og Oseberg Delta, og endra PUD vart godkjend for Tordis, Norne og Gullfaks. For Tune Sør vart det gjeve PUD-fritak. Plan for utbygging av Tyrihans vart send til Stortinget for godkjenning.

Figur 10.1 viser det totale utvinnbare potensialet på norsk kontinentalsokkel. Mengdene er delte inn etter Oljedirektoratet sin ressursklassifikasjon og viser totale ressursar, væske og gass.

Ressursar

Ressursar er eit samleomgrep for teknisk utvinnbare petroleumsmengder. Ressursane blir klassifiserte etter mognad, sjå figur 10.2. Klassifikasjonen viser kor store petroleumsmengder som er vedtekte eller godkjende for utbygging (reservar), kor store mengder som er avhengige av avklaring og vedtak (avhengige ressursar), og kor store mengder vi reknar med vil bli funne (uoppdaga ressursar). Hovudklassane er reservar, avhengige ressursar og uoppdaga ressursar.

Den detaljerte ressursrekneskapan per 31.12.2005 er framstilt i tabell 10.1 og i tabellar i Vedlegg 2.

Reservar

Reservar omfattar attverande, utvinnbare og salbare petroleumsressursar i førekomstar som rettshavarane har vedteke å byggja ut, og som styresmaktene har godkjent PUD for, eller gjeve PUD-fritak for. Reservar omfattar òg petroleumsressursar i førekomstar som rettshavarane har vedteke å vinna ut, men der styresmaktene ikkje har behandla planen i form av ei PUD-godkjenning eller eit PUD-fritak. Reservane er rekna til fire milliardar Sm^3 o.e., og har siste året minka med 32 millionar Sm^3 o.e. I 2005 auka bruttoreservane betydeleg. Auken var på 248 millionar Sm^3 o.e. Reservar i godkjende og innleverte utbyggingsplanar står for om lag 159 millionar Sm^3 o.e. Resten, 89 millionar Sm^3 o.e., skriv seg frå auke i reservane på fleire felt, mellom anna fordi tiltak for utvinning av avhengige ressursar i felt er vedtekte, og ressursane dermed er førte som reservar. Då det samtidig vart produsert 280 millionar Sm^3 o.e. (medrekna historisk produksjon av TOGI-gass), viser ressursrekneskapat at det har vore ein nettoreduksjon i attverande reservar på 32 millionar Sm^3 o.e.

Av det nye målet til styresmaktene om å modna fram 800 millionar Sm^3 olje som reservar før 2015, vart 157 millionar Sm^3 olje bokførte som reservar i 2005. Det utgjer 19 prosent av dette målet. Auken i 2005 er den største på fem år.

Avhengige ressursar

Avhengige ressursar vil seia oppdaga petroleumsmengder som ein enno ikkje har vedteke å byggja ut. Avhengige ressursar i felt, ikkje medrekna ressursar frå moglege tiltak frå auka utvinning, vart i 2005 reduserte med 36 millionar Sm^3 o.e. Årsaka til reduksjonen er at det i 2005 har vore ei betydeleg modning av avhengige ressursar i felt. Prosjekt som Statfjord seinfase, Ringhorne Øst, Smørbukk Sør Q fase 2 og Tune Sør er vedtekte og ressursane er førte som reservar. Det har òg vore ei modning av ressursar til reservar frå mellom anna felta Brage, Gungne, Gullfaks, Huldra og Ula.

Estimatet for avhengige ressursar i funn er justert ned med 20 millionar Sm^3 o.e. til 727 millionar Sm^3 o.e. Reduksjonen kjem av at førekomstane Blane, Volve, Oseberg Delta og Tyrihans, som var i planleggingsfasen i fjor, har

fått godkjend PUD i 2005 og med det er førte som reservar.

Potensialet for ressursar frå moglege framtidige tiltak for å auka utvinninga av olje er no estimert til 137 millionar Sm³ o.e. Estimatet er auka med 12 millionar Sm³ o.e. i forhold til i fjor. Estimatet for gass er uendra frå i fjor.

Uoppdaga ressursar

Uoppdaga ressursar er petroleumsmengder som ein reknar med finst i definerte leitemodellar, stadfeste og ikkje stadfeste, men som enno ikkje er påviste ved boring (ressurskategoriane 8 og 9). Estimatet over dei totale uoppdaga ressursane er 3,4 milliardar Sm³ o.e. og uendra frå i fjor.

Nordsjøen

I Nordsjøen er det påvist i alt 7,2 milliardar Sm³ o.e., og av dette er det produsert 3,9 milliardar Sm³ o.e. Attverande reservar er 2,7 milliardar Sm³ o.e., der 36 prosent er olje. Produksjonen frå Nordsjøen siste året var på 230 millionar Sm³ o.e. (medrekna historisk produksjon av TOGI-gass). Attverande reservar i Nordsjøen er reduserte med 96 millionar Sm³ o.e. Det er gjort to oljefunn og eitt gassfunn i Nordsjøen i 2005. Likevel er det ingen store endringar i

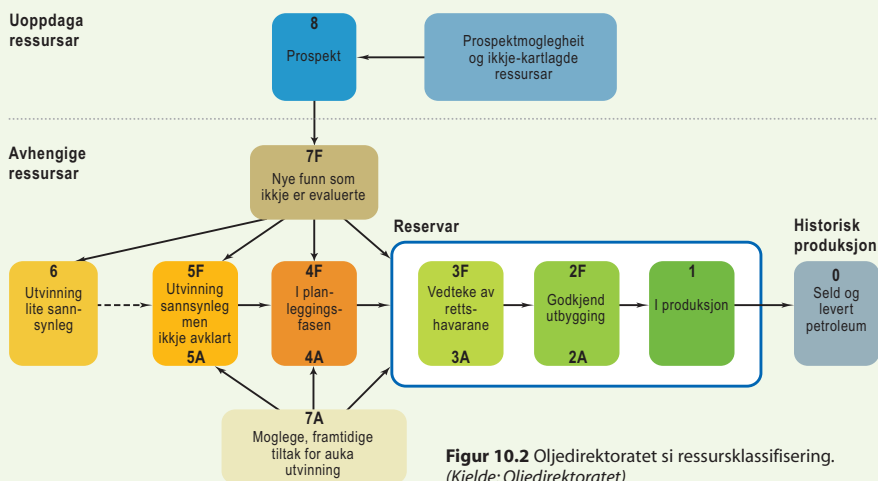
estimata for avhengige ressursar og uoppdaga ressursar. Ein reknar med at uoppdaga ressursar i Nordsjøen utgjer om lag 1,2 milliardar Sm³ o.e.

Norskehavet

I Norskehavet er det påvist i alt 2,0 milliardar Sm³ o.e., og av dette er 0,4 milliardar Sm³ o.e. produsert. Attverande reservar utgjer om lag 1,1 milliardar Sm³ o.e., der 62 prosent er gass. Produksjonen i 2005 var 50 millionar Sm³ o.e. Estimatet for attverande reservar har auka fordi rettshavarane har levert inn PUD for Tyrihans, og fordi reservane på fleire av felta i Norskehavet har auka. Det er gjort tre nye gassfunn i Norskehavet i 2005. Likevel har estimatet for avhengige ressursar i funn endra seg lite. Dette kjem av at det er levert inn PUD for Tyrihans, og at ressursane dermed er førte som reservar. Estimatet for uoppdaga ressursar i Norskehavet er ikkje endra.

Barentshavet

I Barentshavet er det påvist 0,2 milliardar Sm³ o.e. Produksjonen frå Snøhvitfeltet i Barentshavet tek til i 2007. Det er lite endring i estimata for avhengige ressursar i felt og funn i Barentshavet siste året. Estimatet for uoppdaga ressursar i Barentshavet er ikkje endra.



Figur 10.2 Oljedirektoratet si ressursklassifisering. (Kjelde: Oljedirektoratet)

Tabell 10.1 Ressursrekneskap per 31.12.2005

| Totalt utvinnbart potensial | Ressursrekneskap per 31.12.2005 | | | | | Endring frå 2004 | | | | |
|---|---------------------------------|---------------------|------------|----------------------|---------------------------|----------------------|---------------------|-----------|----------------------|---------------------------|
| | Olje | Gass | NGL | Kond | Total | Olje | Gass | NGL | Kond | Total |
| Prosjektstatuskategori | mill Sm ³ | mrd Sm ³ | mill tonn | mill Sm ³ | mill Sm ³ o.e. | mill Sm ³ | mrd Sm ³ | mill tonn | mill Sm ³ | mill Sm ³ o.e. |
| Produsert | 3018 | 1055 | 90 | 81 | 4324 | 148 | 107 | 9 | 8 | 280 |
| Attverande reservar' | 1230 | 2358 | 138 | 47 | 3898 | 5 | -28 | 16 | -40 | -32 |
| Avhengige ressursar i felt | 310 | 156 | 17 | 4 | 503 | 32 | -34 | -14 | -9 | -36 |
| Avhengige ressursar i funn | 138 | 494 | 30 | 37 | 727 | -41 | 11 | 9 | -7 | -20 |
| Moglege framtidige tiltak for auka utvinning* | 137 | 100 | | | 237 | 12 | 0 | 0 | 0 | 12 |
| Uoppdaga | 1160 | 1900 | | 340 | 3400 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Sum totalt | 5994 | 6062 | 275 | 509 | 13089 | 157 | 56 | 20 | -47 | 204 |
| Nordsjøen | | | | | | | | | | |
| Produsert | 2668 | 995 | 79 | 64 | 3877 | 122 | 93 | 6 | 4 | 230 |
| Attverande reservar' | 957 | 1577 | 75 | 4 | 2627 | -57 | -56 | 10 | -2 | -96 |
| Avhengige ressursar i felt | 262 | 118 | 10 | 4 | 404 | 42 | -18 | -14 | -2 | -5 |
| Avhengige ressursar i funn | 87 | 161 | 15 | 18 | 293 | -16 | -7 | 6 | -8 | -19 |
| Uoppdaga | 615 | 500 | | 75 | 1190 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Sum | 4589 | 3297 | 179 | 165 | 8391 | 91 | 11 | 9 | -8 | 110 |
| Norskehavet | | | | | | | | | | |
| Produsert | 350 | 60 | 11 | 17 | 447 | 26 | 14 | 3 | 4 | 50 |
| Attverande reservar' | 273 | 675 | 57 | 24 | 1080 | 63 | 28 | 4 | -38 | 61 |
| Avhengige ressursar i felt | 48 | 38 | 7 | 0 | 99 | -3 | -12 | 0 | -6 | -20 |
| Avhengige ressursar i funn | 45 | 325 | 16 | 19 | 418 | -21 | 16 | 3 | 1 | 1 |
| Uoppdaga | 235 | 810 | | 175 | 1220 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Sum | 951 | 1907 | 90 | 235 | 3264 | 65 | 47 | 10 | -39 | 92 |
| Barentshavet | | | | | | | | | | |
| Produsert | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Attverande reservar' | 0 | 161 | 6 | 18 | 191 | 0 | 0 | 1 | 0 | 3 |
| Avhengige ressursar i felt | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -7 | -4 | 0 | -1 | -12 |
| Avhengige ressursar i funn | 7 | 8 | 0 | 1 | 16 | -3 | 1 | 0 | 0 | -1 |
| Uoppdaga | 310 | 590 | | 90 | 990 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Sum | 317 | 759 | 6 | 109 | 1197 | -10 | -3 | 1 | 0 | -10 |

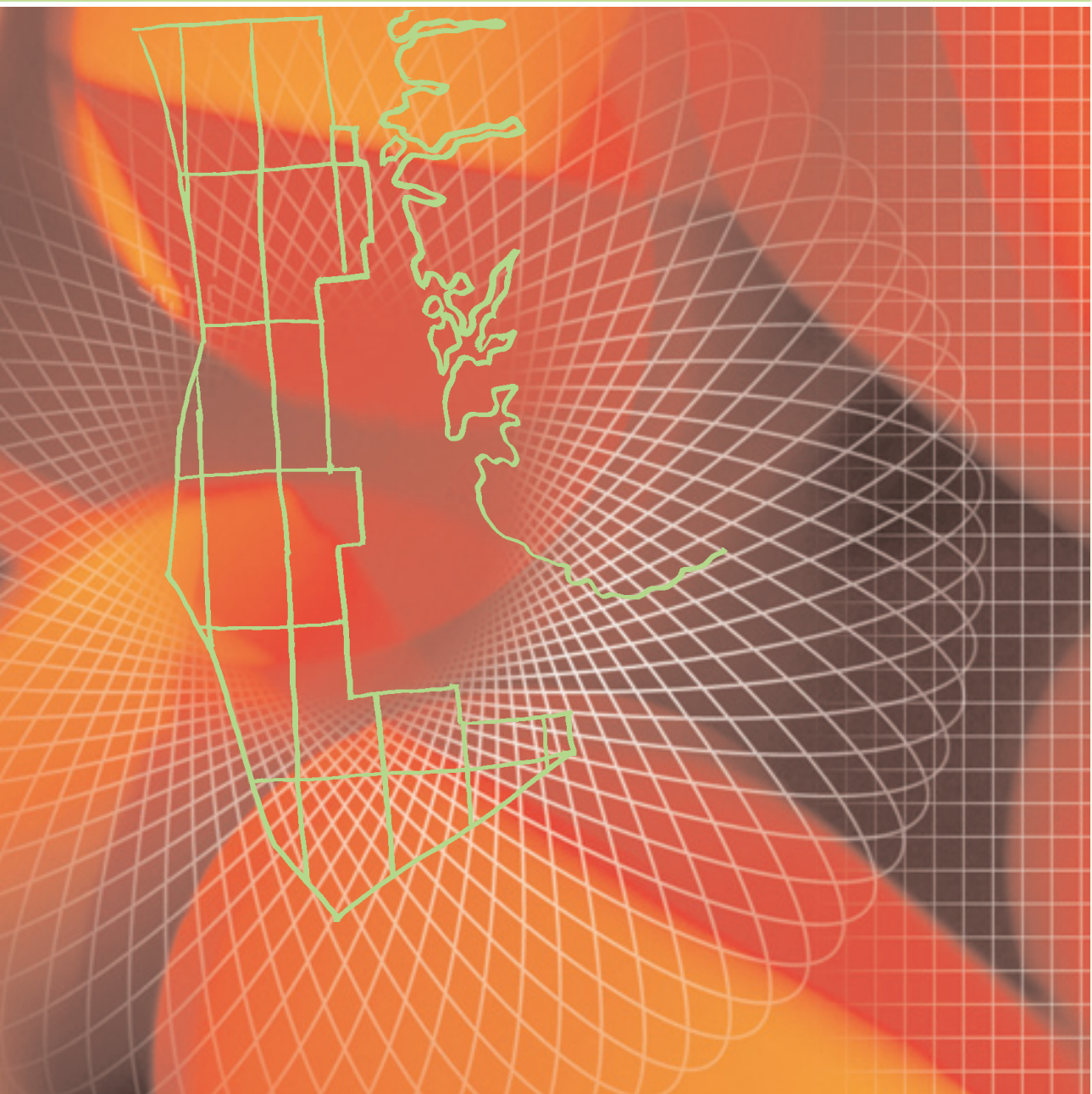
*Inkluderar ressurskategoriane 1, 2 og 3

*Ressursar frå framtidige tiltak for auka utvinning er berre rekna ut for totalt utvinnbart potensial, og ein har ikkje fordelt det moglege potensialet for kvart område

(Kjelde: Oljedirektoratet)

11

Felt i produksjon



Om tabellane i kapitla 11–13:

Deltakardelane som er oppgjevne for felt, er ikkje alltid dei same som deltakardelane i det einskilde utvinningsløyvet (samordna felt eller felt der det er utøvd glideskala har andre deltakardelar enn i utvinningsløyvet).

Fordi det er brukt opptil to desimalar, hender det at deltakardelane for eit felt ikkje blir 100 prosent til saman. Deltakardelane er per 31.12.2005.

Under «Utvinnbare reservar, Opphavg» er det teke med reservar i ressurskategoriane 0, 1, 2 og 3 etter Oljedirektoratet si klassifisering.

Sjå figur 10.2 Oljedirektoratet si ressursklassifisering

Under «Utvinnbare reservar, Att per 31.12.2005» er det teke med reservar i ressurskategoriane 1, 2 og 3 etter Oljedirektoratet si klassifisering.

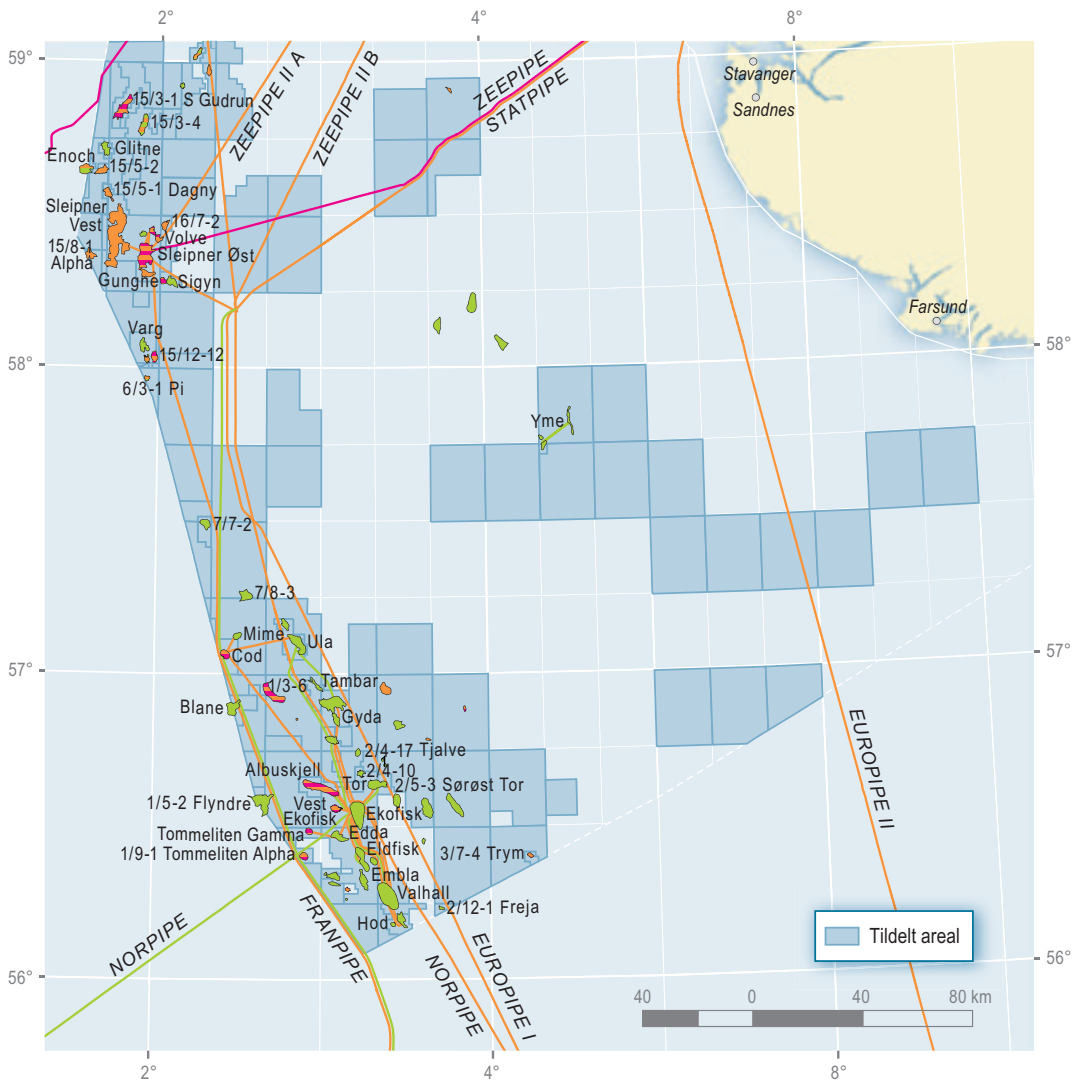
Ressurskategori 0: Seld og levert petroleum

Ressurskategori 1: Reservar i produksjon

Ressurskategori 2: Reservar med godkjend plan for utbygging og drift

Ressurskategori 3: Reservar som rettshavarane har vedteke å vinna ut

Når det gjeld venta produksjon, er olje oppgjeve i fat per dag, medan gass, NGL og kondensat er oppgjeve i årsverdiar.



Figur 11.2 Sørlege Nordsjø
(Kjelde: Oljedirektoratet)



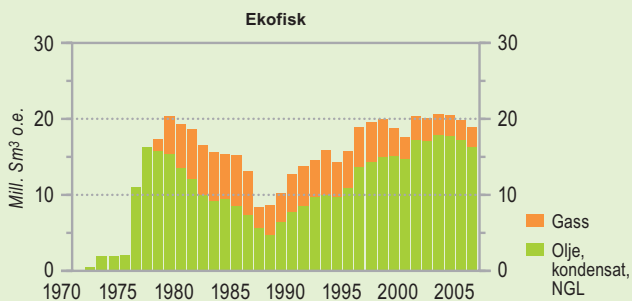
Ekofisk

| | | |
|---------------------------------|---|--------------------------------------|
| Blokk og utvinningsløyve | Blokk 2/4 – utvinningsløyve 018. Tildelt 1965. | |
| Funnår | 1969 | |
| Godkjent utbygt | 01.03.1972 | |
| Produksjonsstart | 15.06.1971 | |
| Operatør | ConocoPhillips Skandinavia AS | |
| Rettskavalar | ConocoPhillips Skandinavia AS | 35,11 % |
| | Eni Norge AS | 12,39 % |
| | Norsk Hydro Produksjon AS | 6,65 % |
| | Petoro AS | 5,00 % |
| | Statoil ASA | 0,95 % |
| | Total E&P Norge AS | 39,90 % |
| Utvinnbare reserver | Opphavleg: | Att per 31.12.2005 |
| | 531,2 millionar Sm ³ olje | 169,6 millionar Sm ³ olje |
| | 155,0 milliardar Sm ³ gass | 26,3 milliardar Sm ³ gass |
| | 14,2 millionar tonn NGL | 2,7 millionar tonn NGL |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: | |
| | Olje: 290 000 fat per dag. Gass: 3,14 milliardar Sm ³ . NGL: 0,28 millionar tonn. | |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 148,3 milliardar 2006-kroner. Per 31.12.2005 er det investert totalt 112,2 milliardar 2006-kroner. | |
| Driftsorganisasjon | Stavanger | |
| Hovudforsyningsbase | Tananger | |

Utbyggingsløysing:

Ekofisk ligg på 70–75 meters havdjup. Produksjonen frå Ekofisk tok til i 1971 på innretninga Gulftide. I dei første åra vart feltet produsert til lasteskip frå fire brønningar, inntil betongtanken var på plass i 1973. Sidan har det kome til mange innretningar på feltet, inkludert stigerørinnetningar for tilknytte felt og eksportørleidningar. Fleire av dei tidlegaste innretningane er tekne ut av drift og ventar på disponering. Dei operative delane av Ekofisksenteret er i dag bustadinnretningane Ekofisk H og Ekofisk Q, produksjonsinnretninga Ekofisk C, bore- og produksjonsinnretninga Ekofisk X og prosessinnretninga Ekofisk J. Ekofisk W er ei brønnhovudinnretning for vassinjeksjon. Hausten 2005 vart ei ny innretning, Ekofisk M, teken i bruk. Innretninga gjev feltet 30 nye brønsslissar, fleire stigerør og større prosesseringskapasitet. Frå brønnhovudinnretningane Ekofisk A og Ekofisk B sør og nord på feltet går produksjonen i rør til stigerørinnetninga Ekofisk FTP på Ekofisksenteret. Ekofisk B er knytt med bru til Ekofisk K, som er hovudinnretning for vassinjeksjon.

Produksjonen frå Ekofiskfeltet tok offisielt til i 1971. Det vart gjeve prinsipielt samtykke til det tekniske opplegget for utbygging av Ekofisk i 1972. Vassinjeksjon vart godkjend 20.12.1983, Ekofisk II vart godkjent 09.11.1994, og Ekofisk Vekst vart godkjent 06.06.2003.



Reservoar:

Ekofiskfeltet produserer frå kritbergartar i Ekofisk- og Torformasjonane av tidleg paleocen og seinkrit alder. Reservoarbergarten er finkorna og tett, men gjennomgåande sprekker gjer at olje og vatn strøymar raskare.

Utvinningstrategi:

Ekofisk vart opphavleg bygt ut med trykkavlastning som drivmekanisme. Seinare har avgrensa gassinjeksjon og omfattande vassinjeksjon gjort sitt til å auka oljeutvinninga mykje. Vassinjeksjon byrja i stor skala i 1987, og i åra etter har området for vassinjeksjon vorte utvida i fleire steg. Røynslene har vist at vatnet fortregner oljen meir effektivt enn venta, og reserve-estimatet er oppjustert tilsvarande. I tillegg til vassinjeksjon gjev kompaksjonen av dei mjuke kritbergartane ekstra driv til dreneringa av feltet. Dette blir forsterka av at det injiserte vatnet gjer sitt til å svekkja krittet.

Transportløysing:

Olje og gass blir ført til eksportørleidningane via prosessanlegget på Ekofisk J. Gassen frå Ekofiskområdet blir transportert i rørleidning til Emden, medan oljen, som òg inneheld NGL-fraksjonane, går i rørleidning til Teesside.

Status:

Ein ventar at produksjonen frå Ekofisk vil halda seg på det høge nivået i dag og til dels auka i nokre år framover. Det kjem først og fremst av fleire brønner og større prosesseringskapasitet med den nye innretninga Ekofisk M. I forhold til planane i dag er det gode utsikter til å auka reservane meir ved å optimalisera vassinjeksjonen. Det er venta stor aktivitet på feltet dei neste åra. Ein vurderer om det er mogleg å leggja om produksjonen frå Ekofisk A og Ekofisk B. For tida blir to nye innretningar på feltet vurderte. Til sommaren kan det bli vedteke å byggja ei ny bustadinnretning, og ei ny produksjonsinnretning er i tidleg konseptfase. Kontinuerleg boring er med dagens strategi nøkkelen til høg utvinning. I tillegg til aktivitetar for å optimalisera produksjonen på kort og lang sikt går det føre seg arbeid med å reingjera og disponera innretningar som er stengde ned.



Eldfisk

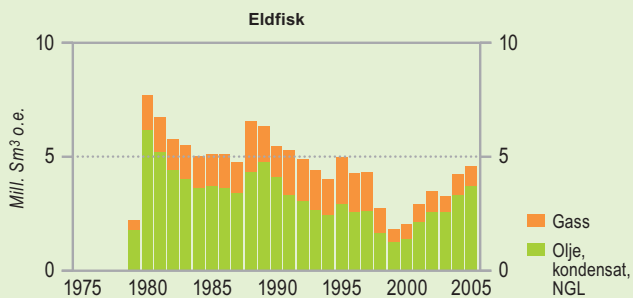
| | | |
|---------------------------------|---|--------------------------------------|
| Blokk og utvinningsløyve | Blokk 2/7 – utvinningsløyve 018. Tildelt 1965. | |
| Funnår | 1970 | |
| Godkjent utbygt | 25.04.1975 | |
| Produksjonsstart | 08.08.1979 | |
| Operatør | ConocoPhillips Skandinavia AS | |
| Rettskavalar | ConocoPhillips Skandinavia AS | 35,11 % |
| | Eni Norge AS | 12,39 % |
| | Norsk Hydro Produksjon AS | 6,65 % |
| | Petoro AS | 5,00 % |
| | Statoil ASA | 0,95 % |
| | Total E&P Norge AS | 39,90 % |
| Utvinnbare reserver | Opphavleg: | Att per 31.12.2005 |
| | 128,4 millionar Sm ³ olje | 47,8 millionar Sm ³ olje |
| | 51,1 milliardar Sm ³ gass | 15,2 milliardar Sm ³ gass |
| | 4,5 millionar tonn NGL | 1,0 millionar tonn NGL |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: | |
| | Olje: 66 000 fat per dag. Gass: 0,71 milliardar Sm ³ . NGL: 0,07 millionar tonn. | |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 63,5 milliardar 2006-kroner. Per 31.12.2005 er det investert totalt 44,8 milliardar 2006-kroner. | |
| Driftsorganisasjon | Stavanger | |
| Hovudforsyningsbase | Tananger | |

Utbyggingsløysing:

Eldfisk ligg på 70–75 meters havdjup. Feltet vart først bygt ut med tre innretningar. Eldfisk B er ei kombinert bore-, brønnhovud- og prosessinnretning, medan Eldfisk A og Eldfisk FTP er brønnhovud- og prosessinnretning knytte saman med bru. Eldfisk A har òg borefasilitetar. Olje og gass blir transportert i to rørleidningar til Ekofisksenteret og derifrå vidare til Teesside og Emden. Det er gjort modifikasjonar på Eldfisk og Ekofisk slik at oljen frå Eldfisk kan gå direkte til eksportpumpene på Ekofisk J. I 1999 kom Eldfisk E, ei innretning for vassinjeksjon, på plass. Innretninga forsyner òg Ekofiskfeltet med ein del injeksjonsvatn gjennom ein rørleidning frå Eldfisk til Ekofisk K. Eldfisk vassinjeksjon vart godkjend 12.12.1997. Oppgraderinga av kapasiteten på Eldfisk vart godkjend 06.06.2003 som ein del av planen for Ekofisk Vekst.

Reservoar:

Eldfiskfeltet produserer frå kritbergartar i Ekofisk-, Tor- og Hodformasjonane av tidleg paleocen og seinkrit alder. Reservoarbergarten er finkorna og tett, men gjennomgåande sprekker gjer at olje og vatn strøymer raskare. Feltet inneheld tre strukturar; Alfa, Bravo og Øst Eldfisk.



Utvinningsstrategi:

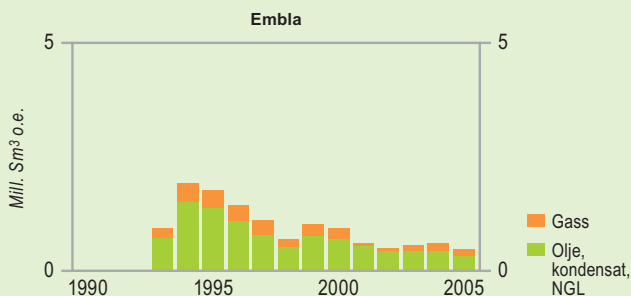
Eldfisk vart opphavleg bygt ut med trykkavlastning som drivmekanisme. I 1999 byrja vassinjeksjonen på feltet, basert på horisontale injeksjonsbrønner. I tillegg blir det i periodar injisert gass.

Transportløysing:

Olje og gass blir ført til eksportrørleidningane via Ekofisksenteret. Gassen frå Ekofiskområdet blir transportert i rørleidning til Emden, medan oljen, som òg inneheld NGL-fraksjonane, går i rørleidning til Teesside.

Status:

Utane spesielle tiltak ventar ein at produksjonen frå Eldfisk held seg på dagens nivå framover. Etter planane som ligg føre i dag, er det gode utsikter til å auka reservane ved å bora fleire brønner og optimalisera vassinjeksjonen. Det er sett i gang ein studie for å konkretisera tiltak som skal auka utvinninga frå Eldfisk. Tiltaka kan innebera nye innretningar på feltet.



Embla

| | | |
|---------------------------------|---|-------------------------------------|
| Blokk og utvinningsløyve | Blokk 2/7 – utvinningsløyve 018. Tildelt 1965. | |
| Funnår | 1988 | |
| Godkjent utbygt | 14.12.1990 | |
| Produksjonsstart | 12.05.1993 | |
| Operatør | ConocoPhillips Skandinavia AS | |
| Rettshavarar | ConocoPhillips Skandinavia AS | 35,11 % |
| | Eni Norge AS | 12,39 % |
| | Norsk Hydro Produksjon AS | 6,65 % |
| | Petoro AS | 5,00 % |
| | Statoil ASA | 0,95 % |
| | Total E&P Norge AS | 39,90 % |
| Utvinnbare reservar | Opphavleg: | Att per 31.12.2005 |
| | 14,5 millionar Sm ³ olje | 5,6 millionar Sm ³ olje |
| | 6,2 milliardar Sm ³ gass | 3,3 milliardar Sm ³ gass |
| | 0,6 millionar tonn NGL | 0,3 millionar tonn NGL |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: | |
| | Olje: 11 000 fat per dag. Gass: 0,26 milliardar Sm ³ . NGL: 0,02 millionar tonn. | |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 4,0 milliardar 2006-kroner. Per 31.12.2005 er det investert totalt 4,0 milliardar 2006-kroner. | |
| Driftsorganisasjon | Stavanger | |
| Hovudforsyningsbase | Tananger | |

Utbyggingsløysing:

Embla er bygt ut med ei brønnhovuddinnretning som er fjernstyrt frå Eldfisk. Havet i området er 70–75 meter djupt. Endra PUD for Embla vart godkjend 25.04.1995.

Reservoar:

Emblafeltet produserer frå eit segmentert sandsteinreservoar av devon og perm alder. Reservoaret ligg på meir enn 4000 meters djup.

Utvinningsstrategi:

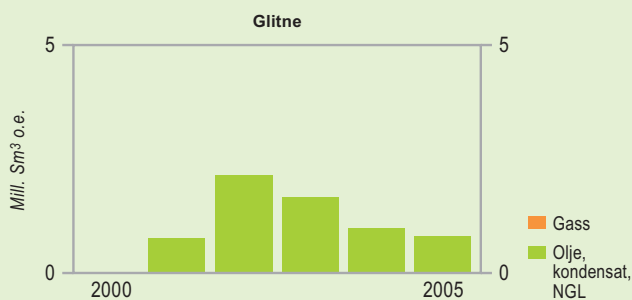
Embla produserer ved trykkavlasting.

Transportløysing:

Olje og gass blir transportert til Eldfisk og vidare til Ekofisksenteret for eksport. Gassen frå Ekofiskområdet blir transportert i rørleidning til Emden, medan oljen, som òg inneheld NGL-fraksjonane, går i rørleidning til Teesside.

Status:

Det vart bora ein tilleggsbrønn i Embla i 2005, og det er planlagt ein i 2006. Fleire brønner skal vurderast ut frå resultatata av desse brønnane. Dersom det ikkje blir bora fleire brønner, vil produksjonen frå Embla minka.



Glitne

| | |
|-----------------------------------|---|
| Blokker og utvinningsløyve | Blokk 15/5 – utvinningsløyve 048 B. Tildelt 2001. Blokk 15/6 – utvinningsløyve 029 B. Tildelt 2001. |
| Funnår | 1995 |
| Godkjent utbygt | 08.09.2000 av Kronprinsregenten i statsråd |
| Produksjonsstart | 29.08.2001 |
| Operatør | Statoil ASA |
| Rettsshavarar | DONG Norge AS 9,30 % Det Norske Oljeselskap AS 10,00 % Statoil ASA 58,90 % Total E&P Norge AS 21,80 % |
| Utvinnbare reservar | Opphavleg: Att per 31.12.2005 7,6 millionar Sm ³ olje 1,2 millionar Sm ³ olje |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: Olje: 10 000 fat per dag. |
| Investeringar | Totalt investeringar vil venteleg bli 1,7 milliardar 2006-kroner. Per 31.12.2005 er det investert totalt 1,7 milliardar 2006-kroner. |
| Driftsorganisasjon | Stavanger |
| Hovudforsyningsbase | Dusavik |

Utbyggingsløyving:

Glitne er eit oljefelt som ligg 40 kilometer nordvest for Sleipnerområdet, på 110 meters havdjup. Med i utbyggingsløyvinga er produksjons- og lagerskipet "Petrojarl 1", som er knytt til fire produksjonsbrønner og ein vassinjeksjonsbrønn.

Reservoar:

Reservoaret er bygt opp av fleire skilde sandkroppar av djupmarine vifteavsetningar i den øvre delen av Heimdalformasjonen.

Utvinningsstrategi:

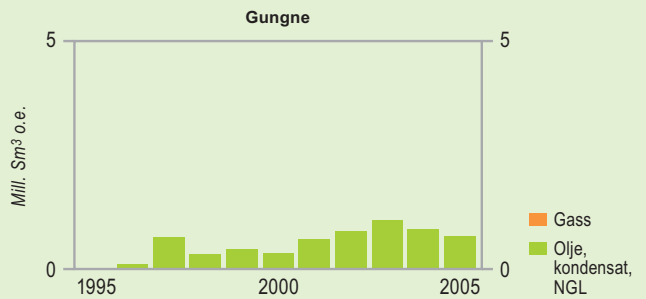
Glitne produserer ved at assosiert gass frå feltet blir nytta til gasslyft i brønnane, medan overskotsgass blir injisert tilbake til reservoaret.

Transportløyving:

Oljen frå Glitne blir prosessert og lagra på produksjonsskipet og eksportert via skytteltankar.

Status:

Ein vurderer å bora to nye brønner på flankane av Glitne. Auka reservar frå boringane kan forlengja produksjonen ut 2009. Talking av repressert seismikk vil gje grunnlag for nye brønsmål og moglege førekomstar i området.



Gungne

| | | |
|---------------------------------|---|---|
| Blokk og utvinningsløyve | Blokk 15/9 – utvinningsløyve 046. Tildelt 1976. | |
| Funnår | 1982 | |
| Godkjent utbygt | 29.08.1995 av Kongen i statsråd | |
| Produksjonsstart | 21.04.1996 | |
| Operatør | Statoil ASA | |
| Rettskavalar | ExxonMobil Exploration & Production Norway AS | 28,00 % |
| | Norsk Hydro Produksjon AS | 9,40 % |
| | Statoil ASA | 52,60 % |
| | Total E&P Norge AS | 10,00 % |
| Utvinnbare reservar | Opphavleg: | Att per 31.12.2005* |
| | 12,2 milliardar Sm ³ gass | 12,2 milliardar Sm ³ gass |
| | 1,6 millionar tonn NGL | 0,4 millionar tonn NGL |
| | 4,3 millionar Sm ³ kondensat | 0,6 millionar Sm ³ kondensat |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: | |
| | Gass: 1,16 milliardar Sm ³ . NGL: 0,20 millionar tonn. Kondensat: 0,48 millionar Sm ³ . | |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 1,3 milliardar 2006-kroner. | |
| | Per 31.12.2005 er det investert totalt 1,3 milliardar 2006-kroner. | |
| Driftsorganisasjon | Stavanger | |
| Hovudforsyningsbase | Dusavik | |

*Gassproduksjonen for Gungne, Sleipner Vest og Sleipner Øst er målt samla, og difor er dei attverande gassreservane lik dei opphavlege.

Utbyggingsløyving:

Gungne er eit gassfelt som ligg på 83 meters havdjup og blir produsert via to brønningar frå Sleipner A.

Reservoar:

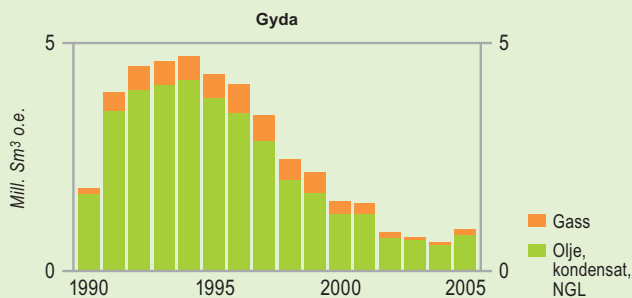
Gungne produserer gass og kondensat hovudsakleg frå sandsteinreservoar i Skagerrakformasjonen av trias alder. Reservoareigenskapane er generelt gode, men reservoaret er segmentert, og laterale, kontinuerlege skiferlag verkar som interne barrierar.

Utvinningsstrategi:

Gungne produserer ved trykkavlastning.

Transportløyving:

Gass og kondensat frå Sleipner Øst og Gungne blir prosessert på Sleipner A. Prosessert gass frå Sleipner A blir blanda med gass frå Troll og eksportert via Draupner til Zeebrugge.



Gyda

| | | |
|---------------------------------|---|-------------------------------------|
| Blokk og utvinningsløyve | Blokk 2/1 – utvinningsløyve 019 B. Tildelt 1977. | |
| Funnår | 1980 | |
| Godkjent utbygt | 02.06.1987 i Stortinget | |
| Produksjonsstart | 21.06.1990 | |
| Operatør | Talisman Energy Norge AS | |
| Rettskavalar | DONG Norge AS | 34,00 % |
| | Norske AEDC A/S | 5,00 % |
| | Talisman Energy Norge AS | 61,00 % |
| Utvinnbare reservar | Opphavleg: | Att per 31.12.2005 |
| | 37,8 millionar Sm ³ olje | 4,9 millionar Sm ³ olje |
| | 6,2 milliardar Sm ³ gass | 0,7 milliardar Sm ³ gass |
| | 1,9 millionar tonn NGL | 0,1 millionar tonn NGL |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: | |
| | Olje: 14 000 fat per dag. Gass: 0,17 milliardar Sm ³ . NGL: 0,03 millionar tonn. | |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 15,2 milliardar 2006-kroner. Per 31.12.2005 er det investert totalt 14,4 milliardar 2006-kroner. | |
| Driftsorganisasjon | Stavanger | |
| Hovudforsyningsbase | Tananger | |

Utbyggingsløysing:

Gydafeltet ligg på 66 meters havdjup. Feltet er bygt ut med ei kombinert bore-, bustad- og prosessinnretning med stålunderstell.

Reservoar:

Reservoaret er bygt opp av sandstein av seinjura alder.

Utvinningsstrategi:

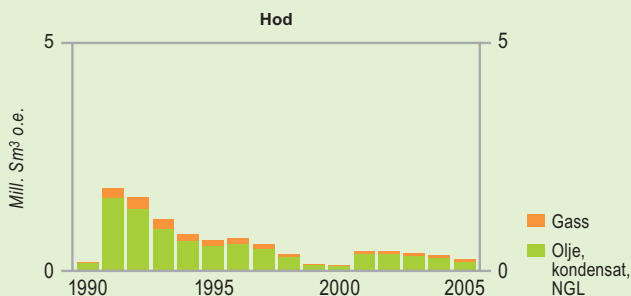
Feltet produserer med vassinjeksjon som drivmekanisme. Frå og med 2006 vil produsert vatn bli injisert tilbake i reservoaret for trykkstøtte.

Transportløysing:

Oljen blir transportert til Ekofisk via oljerørleidningen frå Ula og vidare til Teesside. Gassen går i eigen rørleidning til Ekofisk og derifrå til Emden.

Status:

Vassproduksjonen er aukande, og det blir bora nye brønner for å få ut mest mogleg av dei attverande reservane.



Hod

| | | |
|---------------------------------|---|-------------------------------------|
| Blokk og utvinningsløyve | Blokk 2/11 – utvinningsløyve 033. Tildelt 1969. | |
| Funnår | 1974 | |
| Godkjent utbygt | 26.06.1988 i Stortinget | |
| Produksjonsstart | 30.09.1990 | |
| Operatør | BP Norge AS | |
| Rettsshavarar | Amerada Hess Norge AS | 25,00 % |
| | BP Norge AS | 25,00 % |
| | Enterprise Oil Norge AS | 25,00 % |
| | Total E&P Norge AS | 25,00 % |
| Utvinnbare reservar | Opphavleg: | Att per 31.12.2005 |
| | 10,0 millionar Sm ³ olje | 1,9 millionar Sm ³ olje |
| | 1,7 milliardar Sm ³ gass | 0,3 milliardar Sm ³ gass |
| | 0,4 millionar tonn NGL | 0,2 millionar tonn NGL |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: | |
| | Olje: 7000 fat per dag. Gass: 0,07 milliardar Sm ³ . NGL: 0,01 millionar tonn. | |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 2,4 milliardar 2006-kroner. | |
| | Per 31.12.2005 er det investert totalt 2,3 milliardar 2006-kroner. | |
| Driftsorganisasjon | Stavanger | |
| Hovudforsyningsbase | Tananger | |

Utbyggingsløyving:

Hod er eit oljefelt som ligg på 72 meters havdjup. Feltet er bygt ut med ei produksjonsinnretning som blir fjernstyrt frå Valhallfeltet, 13 kilometer lenger nord. PUD for Hod sadel vart godkjend 20.06.1994.

Reservoar:

Hod produserer frå kritbergartar i Ekofisk-, Tor- og Hodformasjonane. Feltet inneheld dei tre strukturane Hod Vest, Hod Øst og Hod sadel.

Utvinningsstrategi:

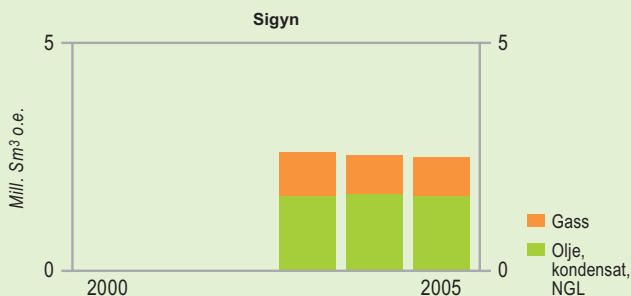
Utvinninga går føre seg ved trykkavlastning. Sidan 2001 er det nytta gasslyft i den viktigaste brønnen på feltet for å auka produksjonen.

Transportløyving:

Olje og gass går i ein felles rørleidning til Valhall for vidare prosessering. Eksporten går derifrå i transportsystema til Teesside og Emden.

Status:

Produksjonen frå Hod Øst og Hod Vest er stabil på eit lågt nivå. Feltet er i ein sein fase med den utvinningsstrategien som blir nytta i dag. For tida vurderer ein om vassinjeksjon kan gje betre ressursutnytting frå Hod Øst-strukturen. I 2005 vart det bora ein brønn inn i sadelområdet frå innretninga sør på Valhall. Fleire brønner er planlagd bora, slik at produksjonen frå Hod aukar. Eit pilotprosjekt for vassinjeksjon i feltet starta tidleg i 2006.



Sigyn

| | | |
|---------------------------------|--|---|
| Blokk og utvinningsløyve | Blokk 16/7 – utvinningsløyve 072. Tildelt 1981. | |
| Funnår | 1982 | |
| Godkjent utbygt | 31.08.2001 av Kongen i statsråd | |
| Produksjonsstart | 22.12.2002 | |
| Operatør | ExxonMobil Exploration & Production Norway AS | |
| Rettsshavarar | ExxonMobil Exploration & Production Norway AS | 40,00 % |
| | Norsk Hydro Produksjon AS | 10,00 % |
| | Statoil ASA | 50,00 % |
| Utvinnbare reservar | Opphavleg: | Att per 31.12.2005 |
| | 6,9 milliardar Sm ³ gass | 4,3 milliardar Sm ³ gass |
| | 2,9 millionar tonn NGL | 1,9 millionar tonn NGL |
| | 5,5 millionar Sm ³ kondensat | 2,5 millionar Sm ³ kondensat |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: | |
| | Gass: 0,77 milliardar Sm ³ . NGL: 0,25 millionar tonn. | |
| | Kondensat: 0,59 millionar Sm ³ . | |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 2,3 milliardar 2006-kroner. | |
| | Per 31.12.2005 er det investert totalt 2,2 milliardar 2006-kroner. | |
| Driftsorganisasjon | Stavanger | |
| Hovudforsyningsbase | Dusavik | |

Utbyggingsløyving:

Sigyn ligg i Sleipnerområdet på om lag 70 meters havdyp. Feltet er bygt ut med ei havbotnramme, som ein satellitt til Sleipner Øst. Brønnstraumen er styrt frå Sleipner Øst og går gjennom to rørleidningar til Sleipner A-innretninga.

Reservoar:

Til feltet høyrer førekomstane Sigyn Vest, som inneheld gass og kondensat, og Sigyn Øst, som inneheld lettolje. Hovudreservoaret ligg i Skagerrakformasjonen av trias alder.

Utvinningsstrategi:

Feltet produserer ved trykkavlasting.

Transportløyving:

Gassen blir eksportert via tørrgasssystemet på Sleipner A. Kondensatet går via kondensatrørleidningen frå Sleipner A til Kårstø.



Sleipner Vest

| | |
|-----------------------------------|---|
| Blokker og utvinningsløype | Blokk 15/6 – utvinningsløype 029. Tildelt 1969. Blokk 15/9 – utvinningsløype 046. Tildelt 1976. |
| Funnår | 1974 |
| Godkjent utbygt | 14.12.1992 i Stortinget |
| Produksjonsstart | 29.08.1996 |
| Operatør | Statoil ASA |
| Rettskavalar | ExxonMobil Exploration & Production Norway AS 32,24 % Norsk Hydro Produksjon AS 8,85 % Statoil ASA 49,50 % Total E&P Norge AS 9,41 % |
| Utvinnbare reserver | Opphavleg: Att per 31.12.2005* 107,8 milliardar Sm ³ gass 51,6 milliardar Sm ³ gass 8,1 millionar tonn NGL 4,4 millionar tonn NGL 28,1 millionar Sm ³ kondensat 3,9 millionar Sm ³ kondensat |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: Gass: 9,82 milliardar Sm ³ . NGL: 0,45 millionar tonn. Kondensat: 1,59 millionar Sm ³ . |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 24,0 milliardar 2006-kroner. Per 31.12.2005 er det investert totalt 23,0 milliardar 2006-kroner. |
| Driftsorganisasjon | Stavanger |
| Hovudforsyningsbase | Dusavik |

*Gassproduksjonen for Gungne, Sleipner Vest og Sleipner Øst blir målt samla. Attverande reserver viser Sleipner Vest og Sleipner Øst samla.

Utbyggingsløyseing:

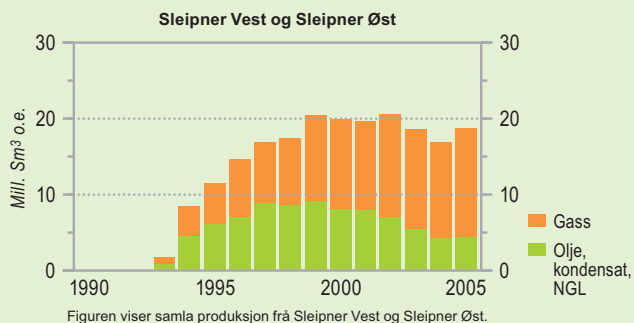
Sleipner Vest er eit gassfelt som ligg på 110 meters havdjup. Feltet er bygt ut med ei brønnhovudinnretning, Sleipner B, og ei prosessinnretning, Sleipner T. Alfa Nord-segmentet er bygt ut med ei havbotnramme og fire produksjonsbrønner. Havbotnramma er knytt til Sleipner T.

Reservoar:

Sleipner Vest produserer frå Sleipner- og Huginformasjonane av mellomjura alder. Storparten av reservane finst i Huginformasjonen, som er bygd opp av ein serie strandsoneavsetningar. Sleipnerformasjonen, som ligg under Huginformasjonen, har fluviale avsetningar. Forkastingane på feltet er normalt ikkje forseglende, og kommunikasjonen mellom dei geologiske sandavsetningane er god.

Utvinningsstrategi:

Sleipner Vest produserer ved trykkavlastning.



Transportløsning:

Gass og kondensat frå Sleipner Vest blir prosessert på Sleipner T, og CO₂ blir fjerna frå gassen. Prosessert gass frå Sleipner Vest blir injisert i Tyformaasjonen i Sleipner Øst. Gass som ikkje blir injisert, går til Sleipner A for vidare eksport. CO₂ blir injisert i Utsiraformaasjonen via ein eigen injeksjonsbrønn frå Sleipner A. Ustabil kondensat frå Sleipner Vest og Sleipner Øst blir blanda på Sleipner A og går til Kårstø for prosessering til stabil kondensat og NGL-produkt.

Status:

Ved å redusera innløpstrykket på Sleipner T har prosesskapasiteten lege på 110 prosent av designbasis. For å halda produksjonen oppe når feltet går av platå i 2007, blir det vurdert å redusera innløpstrykket endå meir ved å installera ein ny kompressor. Det er òg aktuelt å bora førekomstar i nærleiken.



Sleipner Øst

| | | |
|---------------------------------|---|---|
| Blokk og utvinningsløyve | Blokk 15/9 – utvinningsløyve 046. Tildelt 1976. | |
| Funnår | 1981 | |
| Godkjent utbygt | 15.12.1986 i Stortinget | |
| Produksjonsstart | 24.08.1993 | |
| Operatør | Statoil ASA | |
| Rettskavarar | ExxonMobil Exploration & Production Norway AS | 30,40 % |
| | Norsk Hydro Produksjon AS | 10,00 % |
| | Statoil ASA | 49,60 % |
| | Total E&P Norge AS | 10,00 % |
| Utvinnbare reservar | Opphavleg: | Att per 31.12.2005* |
| | 66,3 milliardar Sm ³ gass | 51,6 milliardar Sm ³ gass |
| | 12,8 millionar tonn NGL | 4,4 millionar tonn NGL |
| | 27,5 millionar Sm ³ kondensat | 3,9 millionar Sm ³ kondensat |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: | |
| | Gass: 2,38 milliardar Sm ³ . NGL: 0,23 millionar tonn. | |
| | Kondensat: 0,42 millionar Sm ³ . | |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 36,9 milliardar 2006-kroner. Per 31.12.2005 er det investert totalt 35,2 milliardar 2006-kroner. | |
| Driftsorganisasjon | Stavanger | |
| Hovudforsyningsbase | Dusavik | |

*Gassproduksjonen for Gungne, Sleipner Vest og Sleipner Øst blir målt samla. Attverande reservar viser Sleipner Vest og Sleipner Øst samla.

Utbyggingsløyving:

Sleipner Øst er eit gass- og kondensatfelt som ligg på 82 meters havdjup. Feltet er bygt ut med ei integrert prosess-, bore- og bustadinnretning med understell av betong, Sleipner A. I tillegg er det installert ei stigerørrinnretning, Sleipner R, med brusamband til Sleipner A. Sleipner R knyter Sleipner A til rørleidningane for gasstransport, to botnrammer og fakingstårnet Sleipner F. Det er installert ei botnramme for produksjon frå den nordlege delen av Sleipner Øst og ei for produksjon av førekomsten Loke. I tillegg er tre brønner frå Sigyn knytte til Sleipner A. PUD for Loke vart godkjend i 1991, og produksjonen tok til i 1993. Utbygging av Loke Trias vart godkjend 29.08.1995, og produksjonen tok til 19.06.1998.

Reservoar:

Ressursane i Sleipner Øst og Loke finst hovudsakleg i sandstein i Tyformasjonen av tertiær alder og i sandstein i Huginformasjonen av mellomjura alder. Det er ingen trykkommunikasjon mellom dei to reservoarsonene. Huginformasjonen inneheld grunnmarine avsetningar og kystnære, landavsette sediment. Tyreservoaret inneheld grunnmarine vifte-avsetningar. Under Huginformasjonen ligg Skagerrakformasjonen av trias alder. Skagerrakformasjonen, som utgjer hovudreservoaret på Loke, er bygd opp av alluviale avsetningar og har moderate til dårlege reservoareigenskapar.

For produksjon frå Sleipner Øst, sjå Sleipner Vest.

Utvinningsstrategi:

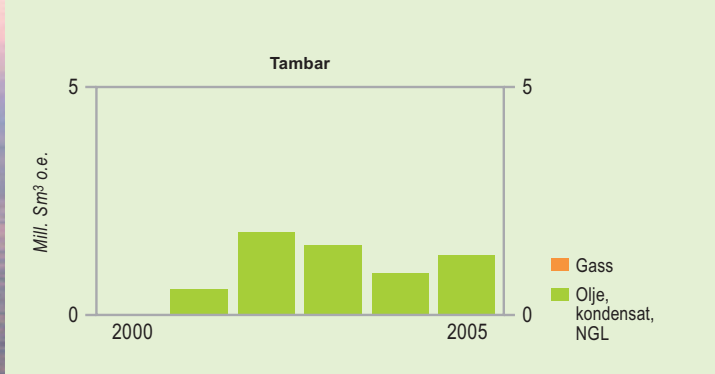
Huginreservoaret produserer ved trykkavlastning. Tyreservoaret har fått trykkstøtte ved gassinjeksjon, men dette vart avslutta i 2005. For å optimalisera produksjonen blir brønnane no produserte mot eit redusert innløpstrykk på separator B. Brønnstraumen frå Sleipner Øst blir prosessert på Sleipner A saman med produksjonen frå Gungne og Sigyn.

Transportløysing:

Ustabil kondensat blir blanda med ustabil kondensat frå Sleipner Vest og sendt til Kårstø for prosessering til stabil kondensat og NGL-produkt. Prosessert gass blir blanda med gass frå Troll og eksportert til Zeebrugge via Draupner. Frå og med 2007 vil gass frå Ormen Lange bli eksportert i rørleidningen Langeled frå Nyhamna via Sleipner A til Storbritannia.

Status:

Sleipner Øst gjekk av platå i desember 2005. For å auka brønnpotensialet vart det bora to nye brønner i 2005, og det er planlagt fleire i 2006. Det er òg sett i gang eit prosjekt der ein vurderer å senka innløpstrykket endå meir.



Tambar

| | |
|-----------------------------------|--|
| Blokker og utvinningsløyve | Blokk 1/3 – utvinningsløyve 065. Tildelt 1981. Blokk 2/1 – utvinningsløyve 019 B. Tildelt 1977. |
| Funnår | 1983 |
| Godkjent utbygt | 03.04.2000 av Kongen i statsråd |
| Produksjonsstart | 15.07.2001 |
| Operatør | BP Norge AS |
| Rettskavalar | BP Norge AS 55,00 % DONG Norge AS 45,00 % |
| Utvinnbare reservar | Opphavleg: Att per 31.12.2005 8,3 millionar Sm ³ olje 2,4 millionar Sm ³ olje 2,6 milliardar Sm ³ gass 2,6 milliardar Sm ³ gass 0,2 millionar tonn NGL 0,1 millionar tonn NGL |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: Olje: 15 000 fat per dag. Gass: 0,39 milliardar Sm ³ . NGL: 0,02 millionar tonn. |
| Investeringar | Totalt investeringar vil venteleg bli 2,2 milliardar 2006-kroner. Per 31.12.2005 er det investert totalt 1,6 milliardar 2006-kroner. |
| Driftsorganisasjon | Stavanger |
| Hovudforsyningsbase | Tananger |

Utbyggingsløysing:

Tambar er eit oljefelt som ligg på 68 meters havdjup søraust for Ulafeltet. Feltet er bygt ut med ei fjernstyrt brønnehovud-innretning utan prosesseringsanlegg.

Reservoar:

Reservoaret inneheld sandstein av seinjura alder, avsett i eit grunnmarint miljø. Reservoareigenskapane er vekslende, og reservoaret er delt inn i soner etter kvaliteten på sanden.

Utvinningsstrategi:

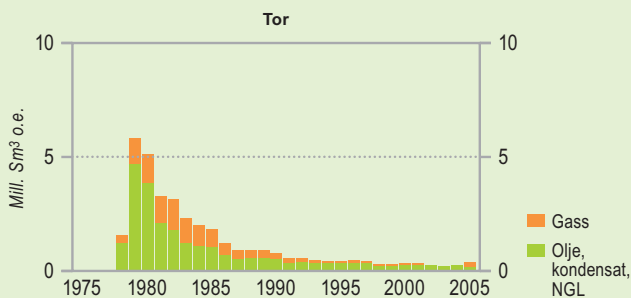
Det er bora tre brønner som produserer ved trykkavlastning.

Transportløysing:

Produksjonen blir ført til Ula gjennom Ula Gyda Interconnector Pipeline (UGIP). UGIP er ei mellombels løysing til eit nytt rør er på plass innan 01.09.2007. Olje blir eksportert i eksisterande rørleidningssystem til Teesside via Ekofisk, medan gassen blir injisert i Ulareservoaret for å auka oljeutvinninga.

Status:

Det er planlagt å installera ei multifasepumpe som vil auka utvinninga. Ein studie for å vurdere vassinjeksjon og brønn-behov skal utførast i 2006.



Tor

| | | |
|-----------------------------------|---|-------------------------------------|
| Blokker og utvinningsløyve | Blokk 2/4 – utvinningsløyve 018. Tildelt 1965. Blokk 2/5 – utvinningsløyve 006. Tildelt 1965. | |
| Funnår | 1970 | |
| Godkjent utbygt | 04.05.1973 | |
| Produksjonsstart | 28.06.1978 | |
| Operatør | ConocoPhillips Skandinavia AS | |
| Rettskavalar | ConocoPhillips Skandinavia AS | 30,66 % |
| | Eni Norge AS | 10,82 % |
| | Norsk Hydro Produksjon AS | 5,81 % |
| | Petoro AS | 3,69 % |
| | Statoil ASA | 0,83 % |
| | Total E&P Norge AS | 48,20 % |
| Utvinnbare reservar | Opphavleg: | Att per 31.12.2005 |
| | 25,3 millionar Sm ³ olje | 3,2 millionar Sm ³ olje |
| | 11,5 milliardar Sm ³ gass | 0,8 milliardar Sm ³ gass |
| | 1,2 millionar tonn NGL | 0,1 millionar tonn NGL |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: | |
| | Olje: 6000 fat per dag. Gass: 0,08 milliardar Sm ³ . NGL: 0,01millionar tonn. | |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 8,6 milliardar 2006-kroner. Per 31.12.2005 er det investert totalt 8,3 milliardar 2006-kroner. | |
| Driftsorganisasjon | Stavanger | |
| Hovudforsyningsbase | Tananger | |

Utbyggingsløysing:

Tor er eit oljefelt som ligg på om lag 70 meters havdjup og er bygt ut med ei kombinert brønnehovud- og prosess-innretning med transport gjennom rørleidningar til Ekofisksenteret og eksport derifrå. Torfeltet vart godkjent utbygt som eit ledd i Ekofiskutbygginga.

Reservoar:

Hovudreservoaret i Tor ligg på rundt 3200 meters djup og er bygt opp av oppsprokne kritbergartar i Torformasjonen. Ekofiskformasjonen inneheld òg olje, men har dårlegare produksjonseigenskapar.

Utvinningsstrategi:

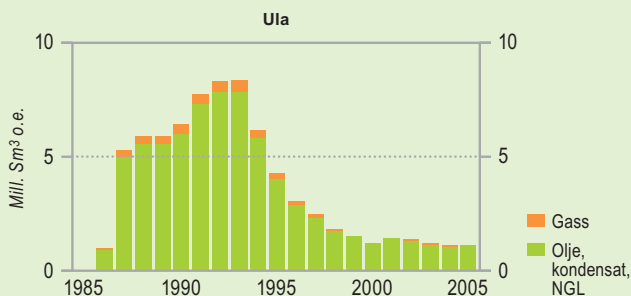
Tor produserte opphavleg ved trykkavlasting. I 1992 byrja ein med avgrensa vassinjeksjon. Anlegget er seinare oppgradert og omfanget av vassinjeksjonen utvida.

Transportløysing:

Olje og gass blir eksportert via prosessanlegget på Ekofisk J. Gassen frå Ekofiskområdet blir transportert i rørleidning til Emden, medan oljen, som òg inneheld NGL-fraksjonane, går i rørleidning til Teesside.

Status:

Det er i gang ein studie som vurderer framtida for Torfeltet. Som ein del av dette arbeidet skal ein ny produksjonsbrønn borast i 2006.



Ula

| | |
|---------------------------------|--|
| Blokk og utvinningsløyve | Blokk 7/12 – utvinningsløyve 019. Tildelt 1965. Blokk 7/12 – utvinningsløyve 019 B. Tildelt 1977. |
| Funnår | 1976 |
| Godkjent utbygt | 30.05.1980 i Stortinget |
| Produksjonsstart | 06.10.1986 |
| Operatør | BP Norge AS |
| Rettskavalar | BP Norge AS 80,00 % DONG Norge AS 5,00 % Svenska Petroleum Exploration AS 15,00 % |
| Utvinnbare reservar | Opphavleg: Att per 31.12.2005 80,0 millionar Sm ³ olje 13,2 millionar Sm ³ olje 3,8 milliardar Sm ³ gass 0,6 millionar tonn NGL 3,1 millionar tonn NGL |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: Olje: 25 000 fat per dag. NGL: 0,04 millionar tonn. |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 21,1 milliardar 2006-kroner. Per 31.12.2005 er det investert totalt 20,2 milliardar 2006-kroner. |
| Driftsorganisasjon | Stavanger |
| Hovudforsyningsbase | Tananger |

Utbyggingsløyving:

Ula er eit oljefelt som ligg på om lag 70 meters havdjup. Feltet har tre konvensjonelle stålinnretningar for produksjon, boring og bustadkvarter. Innretningane er knytte saman med bruer.

Reservoar:

Hovudreservoaret er i sandstein av seinjura alder avsett i eit grunnmarint miljø. Permeabiliteten er frå god til svært god, men minkar ut mot flankane.

Utvinningsstrategi:

Feltet produserte opphavleg ved trykkavlasting, men etter nokre år tok ein i bruk vassinjeksjon for å auka utvinninga. Alternanderande vassinjeksjon og gassinjeksjon (VAG) tok til i 1998. Etersom tilgangen på gass auka ved å prosessera produksjonen frå Tambar på Ula, har VAG-programmet vorte utvida.

Transportløyving:

Oljen blir transportert i rør via Ekofisk til Teesside. All gass blir injisert tilbake i reservoaret for å auka oljeutvinninga.

Status:

Blanefeltet vil bli knytt til Ulafeltet for prosessering. Gass frå Blane skal nyttast til injeksjon i Ula. Gasskapasiteten på Ula vil samtidig bli oppgradert. På basis av god effekt på oljeutvinninga blir det vurdert å utvida VAG-programmet ved å bora fleire brønningar og importera meir gass til injeksjon.



Valhall

| | | |
|-----------------------------------|---|--------------------------------------|
| Blokker og utvinningsløyve | Blokk 2/11 – utvinningsløyve 033 B. Tildelt 2001. Blokk 2/8 – utvinningsløyve 006 B. Tildelt 2000. | |
| Funnår | 1975 | |
| Godkjent utbygt | 02.06.1977 i Stortinget | |
| Produksjonsstart | 02.10.1982 | |
| Operatør | BP Norge AS | |
| Rettskavalar | Amerada Hess Norge AS | 28,09 % |
| | BP Norge AS | 28,09 % |
| | Enterprise Oil Norge AS | 28,09 % |
| | Total E&P Norge AS | 15,72 % |
| Utvinnbare reservar | Opphavleg: | Att per 31.12.2005 |
| | 170,9 millionar Sm ³ olje | 82,3 millionar Sm ³ olje |
| | 31,9 milliardar Sm ³ gass | 14,3 milliardar Sm ³ gass |
| | 5,9 millionar tonn NGL | 3,0 millionar tonn NGL |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: Olje: 87 000 fat per dag. Gass: 1,05 milliardar Sm ³ . NGL: 0,12 millionar tonn. | |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 59,0 milliardar 2006-kroner. Per 31.12.2005 er det investert totalt 44,5 milliardar 2006-kroner. | |
| Driftsorganisasjon | Stavanger | |
| Hovudforsyningsbase | Tananger | |

Utbyggingsløyving:

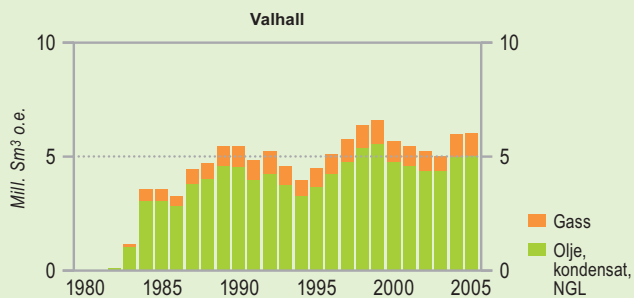
Valhall er eit oljefelt som ligg på 70 meters havdjup. Feltet vart opphavleg bygt ut med bustadinnretning, boreinnretning og produksjonsinnretning. I 1996 vart det installert ei stigerørrinnretning (Valhall WP) med plass til 19 ekstra brønningar. Dei fire innretningane har brusamband med kvarandre. Ei vassinjeksjonsinnretning vart installert sentralt på feltet sommaren 2003 og fekk brusamband med Valhall WP. Boreriggen på denne innretninga skal òg nyttast på Valhall WP. Flankeutbygginga omfattar to brønnehovudinnretningar, ei nord og ei sør på feltet. Innretninga i sør starta produksjonen i 2003, og innretninga i nord starta produksjon i 2004. Valhall behandlar produksjonen frå Hod og leverer gass for gasslyft på Hod. PUD for Valhall WP vart godkjend 02.06.1995. PUD for Valhall vassinjeksjon vart godkjend 03.11.2000. PUD for Valhall flankeutbygging vart godkjend 09.11.2001.

Reservoar:

Valhallfeltet produserer frå kritbergartar i Tor- og Hodformasjonane av seinkrit alder. Krietet i Torformasjonen er finkorna og mjukt, med gjennomgåande sprekker som gjer at olje og vatn strøymer lettare. Som følge av produksjonen har krietet vorte pakka tettare slik at havbotnen på Valhallfeltet blir senka.

Utvinningsstrategi:

Opphavleg gjekk utvinninga føre seg ved trykkavlastning med kompaksjonsdriv. Vassinjeksjon sentralt på feltet tok til i januar 2004.

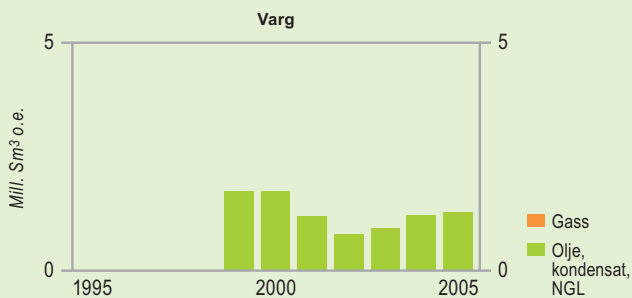


Transportløsning:

Olje og NGL blir transportert i rørledning til Ekofisk og derifrå til Teesside. Gass går i rørledning til Norpipe og derifrå til Emden.

Status:

Ein ventar at produksjonen frå Valhall vil auka som følge av fleire brønner og effekten av vassinjeksjon. I forhold til planane i dag er det gode utsikter til å auka reservane endå meir ved å nytta alle brønsslissar og optimalisera vassinjeksjonen. Fordi havbotnen søkk inn på feltet, og fordi dei opphavlege innretningane aldrast, planlegg rettshavarane ei ny innretning med prosessanlegg og bustadkvarter. Det er vedteke at denne innretninga skal få straumforsyning frå land. PUD er venta i 2006.



Varg

| | | |
|---------------------------------|---|------------------------------------|
| Blokk og utvinningsløyve | Blokk 15/12 – utvinningsløyve 038. Tildelt 1975. | |
| Funnår | 1984 | |
| Godkjent utbygt | 03.05.1996 av Kongen i statsråd | |
| Produksjonsstart | 22.12.1998 | |
| Operatør | Talisman Energy Norge AS | |
| Rettskavarar | Pertra ASA | 5,00 % |
| | Petoro AS | 30,00 % |
| | Talisman Energy Norge AS | 65,00 % |
| Utvinnbare reservar | Opphavleg: | Att per 31.12.2005 |
| | 12,6 millionar Sm ³ olje | 3,7 millionar Sm ³ olje |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: | |
| | Olje: 26 000 fat per dag. | |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 6,8 milliardar 2006-kroner. Per 31.12.2005 er det investert totalt 6,6 milliardar 2006-kroner. | |
| Driftsorganisasjon | Trondheim | |
| Hovudforsyningsbase | Tananger | |

Utbyggingsløyving:

Varg er eit oljefelt som ligg sør for Sleipner Øst, på 84 meters havdjup. Feltet produserer med eit produksjonsskip, "Petrojarl Varg", med integrert oljelager som er knytt til brønnehovudinnretninga Varg A.

Reservoar:

Feltet inneheld olje i sandsteinar av seinjura alder. Strukturen er segmentert.

Utvinningsstrategi:

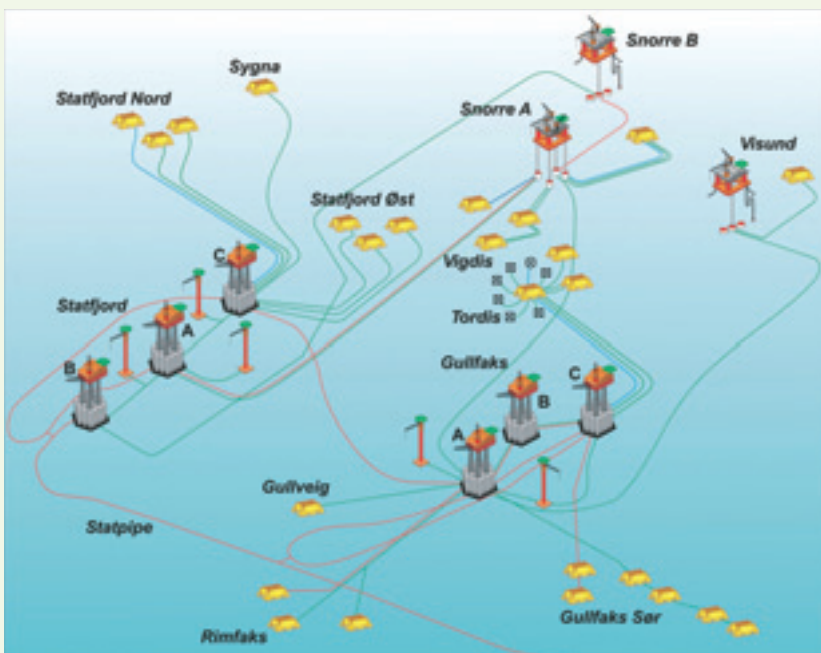
Utvinninga går føre seg ved vass- og gassinjeksjon. Avslutningsplanen for feltet vart godkjend i 2001, og planen var å produsera fram til sommaren 2002. Men operatøren har lykkast i arbeidet med å auka reservane på feltet og har òg påvist og bygt ut tilleggsressursar. Produksjonen frå Varg Vest-segmentet, som tok til i 2004, har hatt mykje å seia for at drifta på Varg er forlenga.

Transportløyving:

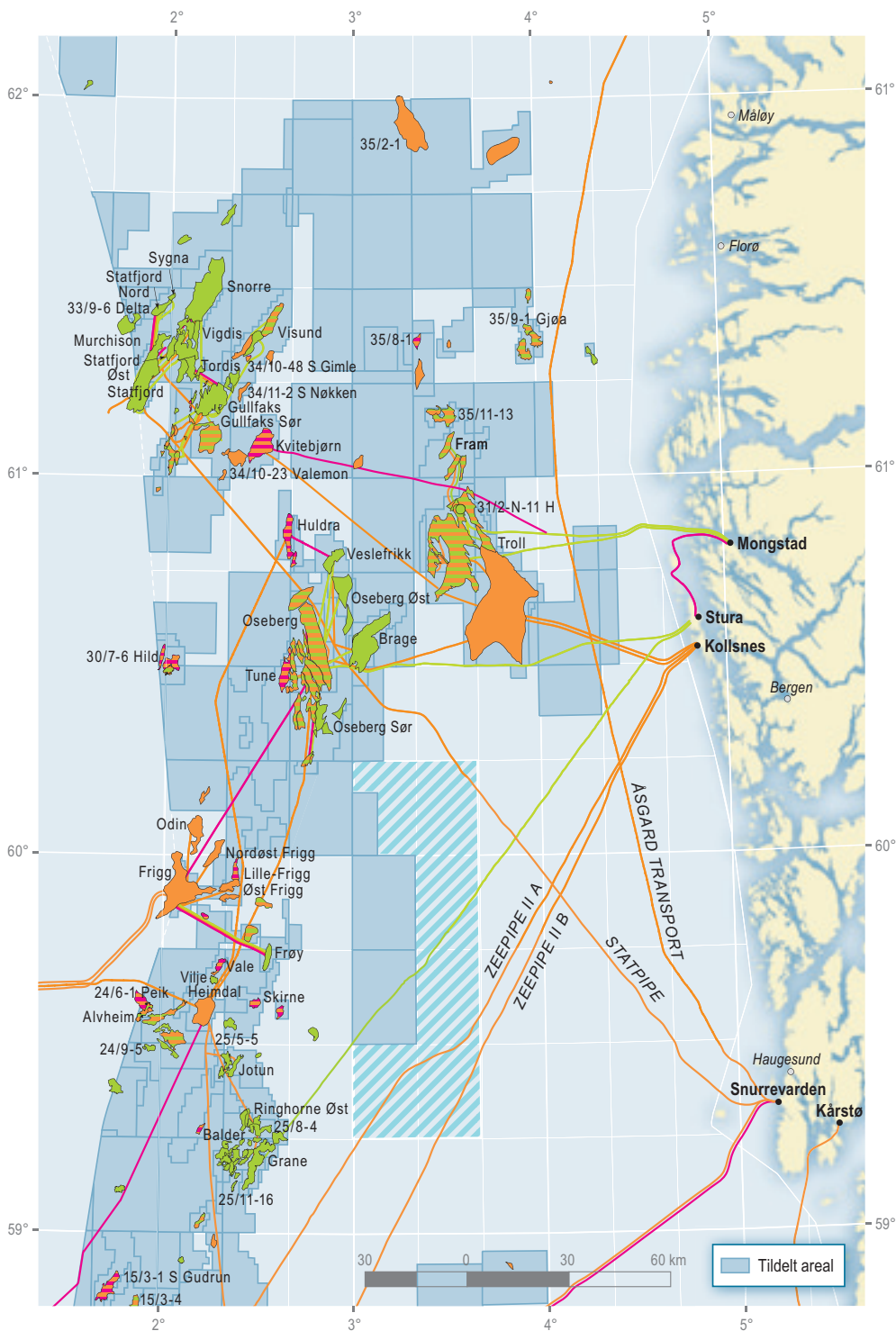
Oljen blir lossa frå produksjonsskipet til skytteltankarar.

Nordlege Nordsjø

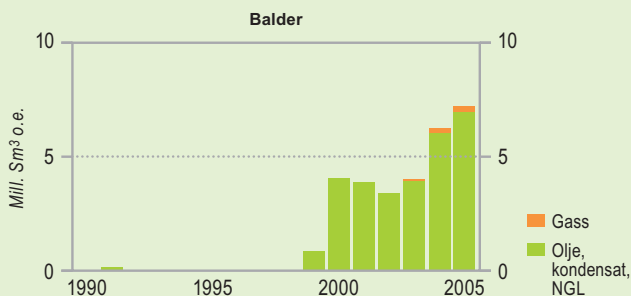
Den nordlege delen av Nordsjøen omfattar hovudområda Tampen, Troll/Oseberg og Heimdal/Balder. Heile 28 felt er i produksjon i Nordlege Nordsjø, og tre felt er under utbygging. I Tampenområdet ligg mange av dei største oljefelta på den norske kontinentalsokkelen, mellom anna Statfjord, Snorre og Gullfaks. Sjølv om Tampen er ein moden petroleumspovins, er ressurspotensialet framleis stort, og ein ventar at det vil vera produksjon i området i meir enn 20 år til. Troll har ein svært viktig funksjon for gassforsyninga frå norsk kontinentalsokkel, og vil vera hovudkjelda for norsk gassseksport i dette hundreåret. Etter kvart er det òg bygt opp ein stor oljeproduksjon på Troll. Osebergområdet omfattar Brage og Veslefrikk i tillegg til Osebergfeltet. Oljeproduksjonen frå Osebergområdet minkar, men vil framleis vera viktig i mange år. Heimdal har utvikla seg til eit gassenter som utfører prosesseringstenester for andre felt. Dei siste åra er det bygt ut, eller gjort vedtak om å byggja ut, mange nye funn i Nordlege Nordsjø. Somme grensar mot den britiske kontinentalsokkelen og blir knytte til felt på britisk side. Olje og gass frå feltet i Nordlege Nordsjø blir transportert dels med skip og dels i rørleidningar til landanlegg i Noreg og Storbritannia.



Figur 11.3 Tampenområdet
(Kjelder: Statoil)



Figur 11.4 Nordlege Nordsjø
(Kjelde: Oljedirektoratet)



Balder

| | | |
|-----------------------------------|---|---|
| Blokker og utvinningsløyve | Blokk 25/10 – utvinningsløyve 028. Tildelt 1969. Blokk 25/11 – utvinningsløyve 001. Tildelt 1965. Blokk 25/8 – utvinningsløyve 027. Tildelt 1969. Blokk 25/8 – utvinningsløyve 027 C. Tildelt 2000. Blokk 25/8 – utvinningsløyve 169. Tildelt 1991. | |
| Funnår | 1967 | |
| Godkjent utbygt | 02.02.1996 av Kongen i statsråd | |
| Produksjonsstart | 02.10.1999 | |
| Operatør | ExxonMobil Exploration & Production Norway AS | |
| Rettsshavarar | ExxonMobil Exploration & Production Norway AS | 100,00 % |
| Utvinnbare reserver | Opphavleg: 61,6 millionar Sm ³ olje 1,6 milliardar Sm ³ gass | Att per 31.12.2005 32,3 millionar Sm ³ olje 1,1 milliardar Sm ³ gass |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: Olje: 108 000 fat per dag. Gass: 0,29 milliardar Sm ³ . | |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 26,4 milliardar 2006-kroner. Per 31.12.2005 er det investert totalt 23,4 milliardar 2006-kroner. | |
| Driftsorganisasjon | Stavanger | |
| Hovudforsyningsbase | Dusavik | |

Utbyggingsløyving:

Balder er eit oljefelt som ligg 190 kilometer vest for Stavanger, på 125 meters havdjup. Feltet er bygt ut med havbotn-kompletterte brønningar som er knytte opp til bustad-, produksjons- og lagerskipet "Balder FPU", der oljen og gassen blir prosessert. Ringhornefunnet, som inngår i Balderfeltet, er bygt ut med ei kombinert bustad-, bore- og brønnehovud-innretning som er knytt opp til "Balder FPU", og ei havbotnramme med ein oljeproduksjonsbrønn og ein vassinjeksjonsbrønn. PUD for Ringhorne vart godkjend 11.05.2000, og produksjonen tok til 21.05.2001. Endra PUD for Ringhorne vart godkjend 14.02.2003.

Reservoar:

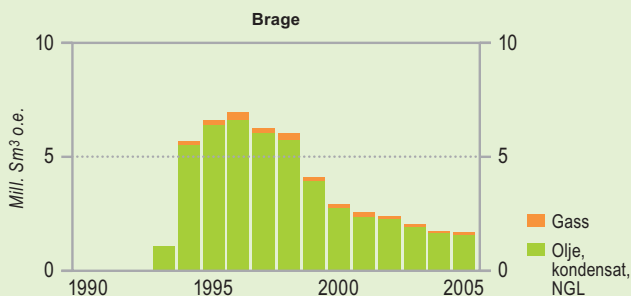
Balderutbygginga omfattar fleire skilde strukturar med sandstein av tertiær alder. Ringhorneutbygginga omfattar fleire reservoar av same typen som i Balder og eit hovudreservoar av jura alder.

Utvinningsstrategi:

Balder produserer ved naturleg vassdriv, vassinjeksjon og gassinjeksjon.

Transportløyving:

Olje og gass frå jurareservoaret på Ringhorne blir overført til Jotun for prosessering, medan olje frå tertiære lag går til Balder. Overskotsgass frå Balder blir delvis injisert tilbake i reservoaret, medan resten går til Jotun for eksport via Statpipe.



Brage

| | | |
|-----------------------------------|--|--|
| Blokker og utvinningsløyve | Blokk 30/6 – utvinningsløyve 053 B. Tildelt 1998. Blokk 31/4 – utvinningsløyve 055. Tildelt 1979. Blokk 31/7 – utvinningsløyve 185. Tildelt 1991. | |
| Funnår | 1980 | |
| Godkjent utbygt | 29.03.1990 i Stortinget | |
| Produksjonsstart | 23.09.1993 | |
| Operatør | Norsk Hydro Produksjon AS | |
| Rettskavarar | Endeavour Energy Norge AS Eni Norge AS Norsk Hydro Produksjon AS Paladin Resources Norge AS Petoro AS Revus Energy ASA Statoil ASA Talisman Energy Norge AS | 4,44 % 12,26 % 20,00 % 20,00 % 14,26 % 2,50 % 12,70 % 13,84 % |
| Utvinnbare reservar | Opphavleg: 49,8 millionar Sm ³ olje 2,4 milliardar Sm ³ gass 0,8 millionar tonn NGL | Att per 31.12.2005 3,6 millionar Sm ³ olje 0,3 milliardar Sm ³ gass |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: Olje: 19 000 fat per dag. Gass: 0,08 milliardar Sm ³ . | |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 17,9 milliardar 2006-kroner. Per 31.12.2005 er det investert totalt 17,3 milliardar 2006-kroner. | |
| Driftsorganisasjon | Bergen | |
| Hovudforsyningsbase | Mongstad | |

Utbyggingsløyving:

Brage er eit oljefelt som ligg på 140 meters havdjup og er bygt ut med ei botnfast integrert produksjons-, bore- og bustadinnretning med stålunderstell. Det var prøveutvinning frå Sognefjordformasjonen i 1997, og denne førekomsten vart godkjent bygd ut 20.10.1998.

Reservoar:

Brage har sandsteinreservoar av jura alder, i Statfjordformasjonen av tidlegjura alder og i Fensfjordformasjonen av mellomjura alder. I tillegg er det olje og gass i Sognefjordformasjonen av seinjura alder.

Utvinningsstrategi:

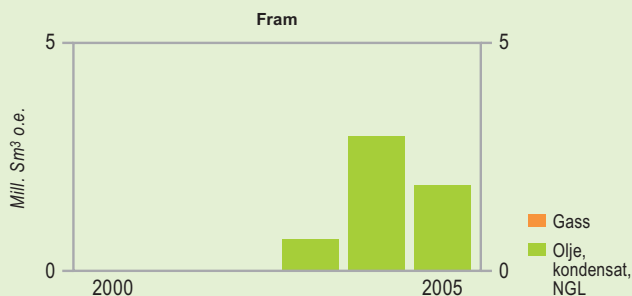
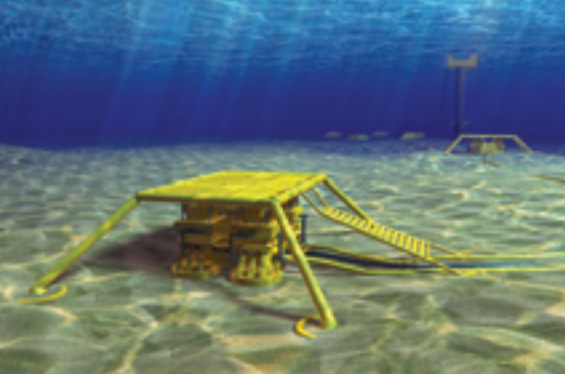
Utvinninga går føre seg med vassinjeksjon i Statfjordformasjonen og vass- og gassinjeksjon i Fensfjordformasjonen. Sognefjordformasjonen blir produsert ved naturleg trykkavlastning.

Transportløyving:

Oljen går i rørleidning til Oseberg og vidare gjennom rørleidningen i Oseberg Transport System (OTS) til Sture-terminalen. Ein rørleidning for gass er knytt til Statpipe.

Status:

Brage er i haleproduksjon, og ein arbeider med å finna nye løyvingar for å auka utvinninga frå feltet. Tilsetjing av kjemiske stoff i injeksjonsvatnet for å betra vassløyvinga er ein metode som blir vurdert.



Fram

| | | |
|---------------------------------|---|--------------------------------------|
| Blokk og utvinningsløyve | Blokk 35/11 – utvinningsløyve 090. Tildelt 1984. | |
| Funnår | 1992 | |
| Godkjent utbygt | 23.03.2001 av Kongen i statsråd | |
| Produksjonsstart | 02.10.2003 | |
| Operatør | Norsk Hydro Produksjon AS | |
| Rettskavalar | Gaz de France Norge AS | 15,00 % |
| | Idemitsu Petroleum Norge AS | 15,00 % |
| | Mobil Development Norway AS | 25,00 % |
| | Norsk Hydro Produksjon AS | 25,00 % |
| | Statoil ASA | 20,00 % |
| Utvinnbare reservar | Opphavleg: | Att per 31.12.2005 |
| | 21,0 millionar Sm ³ olje | 15,5 millionar Sm ³ olje |
| | 10,2 milliardar Sm ³ gass | 10,2 milliardar Sm ³ gass |
| | 0,2 millionar tonn NGL | 0,2 millionar tonn NGL |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: | |
| | Olje: 23 000 fat per dag. Gass: 0,12 milliardar Sm ³ . | |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 8,7 milliardar 2006-kroner. Per 31.12.2005 er det investert totalt 4,9 milliardar 2006-kroner. | |
| Driftsorganisasjon | Bergen | |
| Hovudforsyningsbase | Mongstad | |

Utbyggingsløyving:

Fram er eit oljefelt som ligg 20 kilometer nord for Troll, på om lag 350 meters havdjup. Utbygginga av Fram Vest omfattar to havbotnrammer som er knytte til Troll C. På Troll C blir gassen skild frå væska og injisert tilbake i Fram Vest-reservoaret. Utbygging av Fram Øst vart godkjend 22.04.2005. Utbygginga omfattar to nye havbotnrammer som skal knytast til Troll C. Planlagd produksjonsstart er oktober 2006.

Reservoar:

Reservoara i Fram Vest og Fram Øst er bygde opp av sandstein av seinjura alder og ligg i forkasta blokker som er roterte og nedsenka.

Utvinningsstrategi:

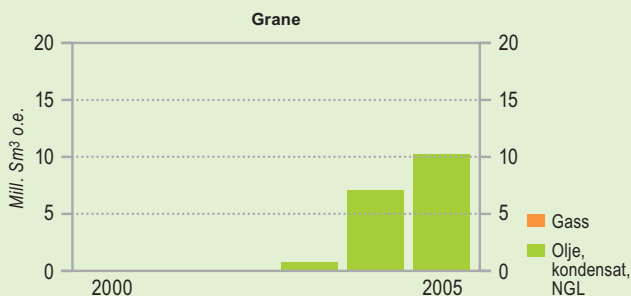
Produksjonen går føre seg med injeksjon av gass som trykkstøtte.

Transportløyving:

Brønnstraumen frå Fram blir transportert i rør til Troll C og prosessert der. Oljen går vidare til Mongstad gjennom Troll Oljerør II. Den dagen ein sluttar å injisera gass, vil gassen bli eksportert via Troll A til Kollsnes.

Status:

Levetida for Fram er avhengig av levetida for Troll C. Det blir vurdert å bora fleire brønningar på Fram for å auka produksjonen.



Grane

| | | |
|-----------------------------------|--|--------------------------------------|
| Blokker og utvinningsløyve | Blokk 25/11 – utvinningsløyve 001. Tildelt 1965. Blokk 25/11 – utvinningsløyve 169 B1. Tildelt 2000. Blokk 25/11 – utvinningsløyve 169 B2. Tildelt 2000. | |
| Funnår | 1991 | |
| Godkjent utbygt | 14.06.2000 i Stortinget | |
| Produksjonsstart | 23.09.2003 | |
| Operatør | Norsk Hydro Produksjon AS | |
| Rettskavarar | ExxonMobil Exploration & Production Norway AS | 25,60 % |
| | Norsk Hydro Produksjon AS | 38,00 % |
| | Norske ConocoPhillips AS | 6,40 % |
| | Petoro AS | 30,00 % |
| Utvinnbare reservar | Opphavleg: | Att per 31.12.2005 |
| | 120,0 millionar Sm ³ olje | 101,9 millionar Sm ³ olje |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: | |
| | Olje: 204 000 fat per dag. | |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 19,6 milliardar 2006-kroner. | |
| | Per 31.12.2005 er det investert totalt 14,6 milliardar 2006-kroner. | |
| Driftsorganisasjon | Bergen | |
| Hovudforsyningsbase | Mongstad | |

Utbyggingsløyving:

Oljefeltet Grane ligg aust for Balder, på 127 meters havdjup. Det er bygt ut med ei integrert bustad-, bore- og prosess-innretning med botnfast stålunderstell. Innretninga har 40 brønnsliissar.

Reservoar:

Feltet har ein hovudstruktur og nokre tilleggsstrukturar. Reservoaret inneheld sandstein i Heimdalformasjonen av tertiar alder med gode reservoareigenskapar. Oljen har høg viskositet. Det er òg mindre mengder olje i Listaformasjonen over hovudstrukturen.

Utvinningsstrategi:

Utvinninga går føre seg med gassinjeksjon i toppen av strukturen og langtrekkande horisontale produksjonsbrønningar i botnen av oljesona. Det blir òg injisert vatn i reservoaret. Oljen i Listareservoaret vil venteleg bli produsert med støtte frå gassinjeksjonen i Heimdalformasjonen.

Transportløyving:

Oljen frå Grane blir transportert i rørleidning til Stureterminalen, der han blir lagra og utskipa. Gass for injeksjon blir importert gjennom ein rørleidning frå Heimdalinnretninga.

Status:

Det er planlagt å bora fleire brønningar på Grane, og dei skal borast som greinbrønningar. Det blir òg gjennomført ein studie på bruk av polymerar for å gjera vassinjeksjonen meir effektiv.



Gullfaks

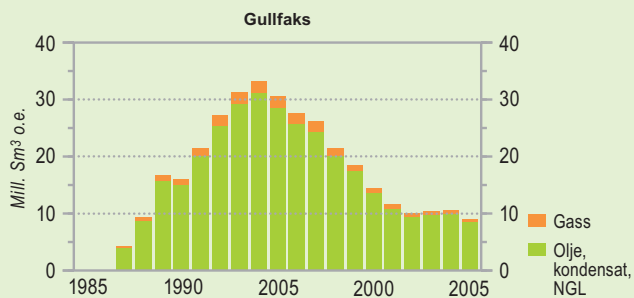
| | | |
|---------------------------------|---|-------------------------------------|
| Blokk og utvinningsløyve | Blokk 34/10 – utvinningsløyve 050. Tildelt 1978. Blokk 34/10 – utvinningsløyve 050 B. Tildelt 1995. | |
| Funnår | 1978 | |
| Godkjent utbygt | 09.10.1981 i Stortinget | |
| Produksjonsstart | 22.12.1986 | |
| Operatør | Statoil ASA | |
| Rettskavarar | Norsk Hydro Produksjon AS | 9,00 % |
| | Petoro AS | 30,00 % |
| | Statoil ASA | 61,00 % |
| Utvinnbare reservar | Opphavleg: | Att per 31.12.2005 |
| | 354,6 millionar Sm ³ olje | 31,9 millionar Sm ³ olje |
| | 24,6 milliardar Sm ³ gass | 2,9 milliardar Sm ³ gass |
| | 2,7 millionar tonn NGL | 0,4 millionar tonn NGL |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: | |
| | Olje: 127 000 fat per dag. Gass: 0,48 milliardar Sm ³ . | |
| | NGL: 0,06 millionar tonn. | |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 113,0 milliardar 2006-kroner. Per 31.12.2005 er det investert totalt 106,7 milliardar 2006-kroner. | |
| Driftsorganisasjon | Bergen | |
| Hovudforsyningsbasar | Sotra og Florø | |

Utbyggingsløysing:

Gullfaks ligg på eit havdjup frå 130 til 220 meter. Feltet er bygt ut med tre integrerte prosess-, bore- og bustadinnretningar med understell av betong og dekkstramme av stål, Gullfaks A, B og C. Gullfaks B har eit forenkla prosessanlegg med berre førstestegsseparesjon. Gullfaks A og C tek imot og behandlar olje og gass frå Gullfaks Sør. I tillegg blir innretningane nytta i produksjon og transport frå Tordis, Vigdis og Visund. Produksjonen frå Tordis blir behandla i eit eige anlegg på Gullfaks C. Opphavleg PUD for Gullfaksfeltet omfatta innretningane Gullfaks A og Gullfaks B. PUD for den austlege delen (Gullfaks C) vart godkjend 01.06.1985. Utbyggingsplanen for førekomsten Gullfaks Vest vart godkjend 15.01.1993 og utvinninga frå Lundeformasjonen 03.11.1995. I desember 2005 vart endra PUD for Gullfaksfeltet godkjend. Planen omfattar prospekt og små funn i nærområdet rundt Gullfaks, som kan bli bora og produserte frå eksisterande innretningar. Med denne planen kan utvinninga av ressursane i området gjerast meir effektiv i åra som kjem.

Reservoar:

Reservoara i Gullfaks inneheld sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder og sandstein i Cook-, Statfjord- og Lundeformasjonane av tidlegjura og seintrias alder. Reservoara ligg på 2800–3400 meters djup. Gullfaksreservoara er bygde opp av roterte forkastingsblokker i vest og ein strukturell horst i aust, med eit sterkt forkasta område imellom.



Utvinningsstrategi:

Gullfaks er eit oljefelt, og utvinninga går føre seg med trykkstøtte ved hjelp av vassinjeksjon, gassinjeksjon og alternerande vass- og gassinjeksjon (VAG). Drivmekanismen varierer mellom ulike dreneringsområde på feltet, men vassinjeksjon utgjer hovudstrategien.

Transportløysing:

Oljen blir eksportert frå Gullfaks A og Gullfaks C via lastebøyer til tankskip. Den delen av rikgassen som ikkje blir injisert tilbake i reservoaret, går i eksportrørleidning til Statpipe for vidare prosessering på Kårstø og eksport som tørrgass til kontinentet.

Status:

Produksjonen frå Gullfaksfeltet er i avtrappingsfasen. Det blir arbeidd med å auka utvinninga, dels ved å kartleggja og bora opp lommer med olje som er att i vassfløynde område, og dels gjennom massiv vassirkulering. Det er òg gjennomført eit omfattande analysearbeid for å rekna ut potensialet ved å injisera CO₂ i reservoaret. I randområda rundt Gullfaks er det ei mengd små førekomstar som kan borast med langtrekkande brønner. I 2005 har det vore prøvutvinning frå ein slik langtrekkande brønn frå Gullfaks C til ein førekomst. Brønnen strekkjer seg inn i naboblokka 34/8.



Gullfaks Sør

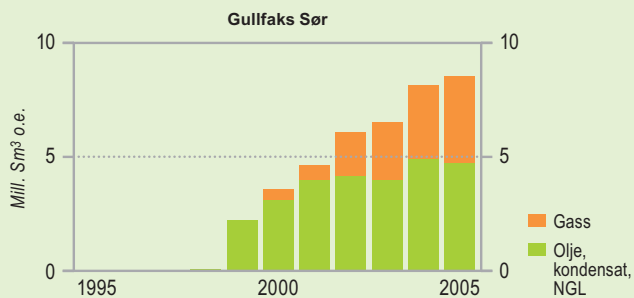
| | |
|----------------------------|--|
| Blokker og utvinningsløyve | Blokk 33/12 – utvinningsløyve 037 B. Tildelt 1998. Blokk 33/12 – utvinningsløyve 037 E. Tildelt 2004. Blokk 33/12 – utvinningsløyve 152. Tildelt 1988. Blokk 34/10 – utvinningsløyve 050. Tildelt 1978. Blokk 34/10 – utvinningsløyve 050 B. Tildelt 1995. |
| Funnår | 1978 |
| Godkjent utbygt | 29.03.1996 av Kongen i statsråd |
| Produksjonsstart | 10.10.1998 |
| Operatør | Statoil ASA |
| Rettshavarar | Norsk Hydro Produksjon AS 9,00 % Petro AS 30,00 % Statoil ASA 61,00 % |
| Utvinnbare reserver | Opphavleg: Att per 31.12.2005 48,3 millionar Sm ³ olje 24,0 millionar Sm ³ olje 43,4 milliardar Sm ³ gass 30,9 milliardar Sm ³ gass 5,3 millionar tonn NGL 3,9 millionar tonn NGL |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: Olje: 70 000 fat per dag. Gass: 3,2 milliardar Sm ³ . NGL: 0,41 millionar tonn. |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 30,4 milliardar 2006-kroner. Per 31.12.2005 er det investert totalt 25,4 milliardar 2006-kroner. |
| Driftsorganisasjon | Bergen |
| Hovudforsyningsbase | Sotra og Florø |

Utbyggingsløyving:

Gullfaks Sør er bygt ut med til saman ti havbotnrammer som er knytte til innretningane Gullfaks A og Gullfaks C. Gullfaks Sør er bygt ut i to fasar. PUD for fase 1 omfattar utvinning av olje og kondensat frå førekomstane 34/10-2 Gullfaks Sør, 34/10-17 Rimfaks og 34/10-37 Gullveig. PUD for fase 2 vart godkjend 08.06.1998 og omfattar utvinning av gass frå Brentgruppa i Gullfaks Sør-førekomsten. I 2004 vart funnet 34/10-47 Gulltopp inkludert i Gullfaks Sør. Gulltopp skal utvinnast med ein langtrekkande produksjonsbrønn frå Gullfaks A. PUD for Rimfaks IOR og funnet 33/12-8 A Skinfaks vart godkjend 11.02.2005. Prosjektet omfattar ei ny havbotnramme og ein brønnsatellitt. Skinfaksfunnet er no innlemma i Gullfaks Sør, og produksjonen tek til i 2007.

Reservoar:

Reservoara i Gullfaks Sør er bygde opp av sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder, og Statfjordformasjonen av tidlegjura og seintrias alder. Reservoara ligg på 2400–3400 meters djup i vestleg roterte forkastingsblokker. Reservoara i Gullfaks Sør-førekomsten er kraftig segmenterte av mange forkastingar, og Statfjordformasjonen har dårlege strøymings-eigenskapar. Førekomstane Skinfaks, Rimfaks, Gullveig og Gulltopp har til dels gode reservoareigenskapar.



Utvinningsstrategi:

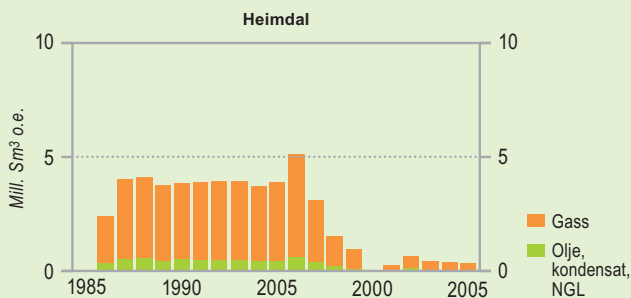
Utvinninga av olje og kondensat frå Gullfaks Sør går føre seg med trykkstøtte frå injeksjon av gass i Brentgruppa, og ved trykkavlastning i Statfjordformasjonen. Rimfaks produserer med fullt trykkvedlikehald ved hjelp av gassinjeksjon. Gullveig blir produsert med trykkavlastning, og produksjonen herifrå blir òg påverka av produksjonen frå Tordis og Gullfaks. Gulltopp og Skinfaks skal produsera ved hjelp av gasslyft.

Transportløysing:

Oljen blir transportert til Gullfaks A for prosessering, lagring og vidare transport i tankskip. Riggassen blir prosessert på Gullfaks C og derifrå eksportert via Statpipe til Kårstø for vidare prosessering og eksport som tørrgass til kontinentet.

Status:

Nye utvinningsbrønner dei siste åra har vist at meir reservar kan utvinnast frå Gullfaks Sør-førekostane. Fleire brønner er under planlegging.



Heimdal

| | | |
|---------------------------------|---|------------------------------------|
| Blokk og utvinningsløyve | Blokk 25/4 – utvinningsløyve 036 BS. Tildelt 2003. | |
| Funnår | 1972 | |
| Godkjent utbygt | 10.06.1981 i Stortinget | |
| Produksjonsstart | 13.12.1985 | |
| Operatør | Norsk Hydro Produksjon AS | |
| Rettskavalar | Marathon Petroleum Norge AS | 23,80 % |
| | Norsk Hydro Produksjon AS | 19,44 % |
| | Petoro AS | 20,00 % |
| | Statoil ASA | 20,00 % |
| | Total E&P Norge AS | 16,76 % |
| Utvinnbare reservar | Opphavleg: | Att per 31.12.2005 |
| | 7,2 millionar Sm ³ olje | 0,8 millionar Sm ³ olje |
| | 42,3 milliardar Sm ³ gass | |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: | |
| | Gass: 0,16 milliardar Sm ³ . | |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 19,0 milliardar 2006-kroner. Per 31.12.2005 er det investert totalt 19,0 milliardar 2006-kroner. | |
| Driftsorganisasjon | Bergen | |
| Hovudforsyningsbase | Mongstad | |

Utbyggingsløyving:

Heimdal er eit gassfelt som ligg på 120 meters havdjup. Feltet er bygt ut med ei integrert bore-, produksjons- og bustadinnretning med stålunderstell (HMP1). Heimdal Jura-utbygginga vart godkjend 02.10.1992, og PUD for Heimdal Gassenter (HGS) vart godkjend 15.01.1999. Denne utbygginga omfattar ei ny stigerørinnretning (HRP), som er knytt til HMP1 med bru.

Reservoar:

Reservoaret er bygt opp av tertiær sandstein i Heimdalformasjonen, avsett som djupmarine turbidittar.

Utvinningsstrategi:

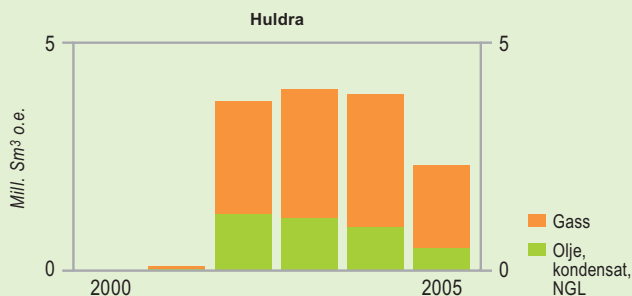
Produksjonen går føre seg ved naturleg trykkavlastning.

Transportløyving:

Opphavleg gjekk gasstransporten frå Heimdal i ein rørleidning til Statpipe, men gassen kan no òg transporterast i andre rørsystem. Kondensatet blir transportert i ein rørleidning til Brae i britisk sektor. Etter at HGS vart realisert, er det bygt ein ny gassrørleidning (Vesterled) som er knytt til gassrørleidningen frå Frigg til St. Fergus. Det er lagt ein gassrørleidning for gassinjeksjon frå HRP til Grane. Huldra, Vale og Skirne er knytte til Heimdal med ein felles rørleidning.

Status:

Produksjonsanlegget på Heimdal blir først og fremst nytta til prosessering av gassen frå Huldra, Vale og Skirne. Når det er ledig kapasitet i anlegget, blir det i tillegg produsert gass frå Heimdalreservoaret.



Huldra

| | |
|-----------------------------------|--|
| Blokker og utvinningsløyve | Blokk 30/2 – utvinningsløyve 051. Tildelt 1979. Blokk 30/3 – utvinningsløyve 052 B. Tildelt 2001. |
| Funnår | 1982 |
| Godkjent utbygt | 02.02.1999 i Stortinget |
| Produksjonsstart | 21.11.2001 |
| Operatør | Statoil ASA |
| Rettsshavarar | Norske ConocoPhillips AS 23,34 % Paladin Resources Norge AS 0,50 % Petoro AS 31,96 % Statoil ASA 19,88 % Total E&P Norge AS 24,33 % |
| Utvinnbare reservar | Opphavleg: 5,0 millionar Sm ³ olje 1,1 millionar Sm ³ olje 15,8 milliardar Sm ³ gass 5,1 milliardar Sm ³ gass 0,1 millionar tonn NGL 0,1 millionar tonn NGL Att per 31.12.2005 |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: Olje: 4000 fat per dag. Gass: 0,93 milliardar Sm ³ . NGL: 0,01 millionar tonn. |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 8,0 milliardar 2006-kroner. Per 31.12.2005 er det investert totalt 7,5 milliardar 2006-kroner. |
| Driftsorganisasjon | Bergen |
| Hovudforsyningsbasar | Sotra og Florø |

Utbyggingsløyving:

Huldra er eit gassfelt som ligg på 125 meters havdjup. Feltet er bygt ut med ei brønnhovudinnretning i stål med eit enkelt prosessanlegg. Gass og kondensat blir transportert i separate rørleidningar. Innretninga er fjernstyrt frå Veslefrikk B, 16 kilometer unna.

Reservoar:

Reservoaret ligg i ei rotert forkastingsblokk og er bygt opp av sandstein i Brentgruppa av jura alder. Huldrereservoaret har høgt trykk og høg temperatur. Kommunikasjonen i reservoaret er usikker, men produksjonshistoria indikerer to hovudsegment utan trykkommunikasjon. Det er mange små forkastingar i feltet.

Utvinningsstrategi:

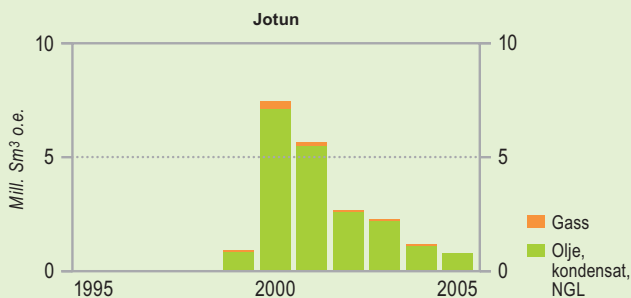
Ein kompressor blir installert på Huldra i 2006 og vil vera i drift frå januar 2007 for å auka utvinninga ved redusert brønnhovudtrykk.

Transportløyving:

Etter førstestegseparasjon blir våtgassen transportert til Heimdal for vidare prosessering. Kondensatet går til Veslefrikk for prosessering.

Status:

Feltet produserer gass og kondensat frå seks produksjonsbrønner. Ein reknar at feltet vil halda seg på platå i underkant av tre år.



Jotun

| | |
|-----------------------------------|--|
| Blokker og utvinningsløyve | Blokk 25/7 – utvinningsløyve 103 B. Tildelt 1998. Blokk 25/8 – utvinningsløyve 027 B. Tildelt 1999. |
| Funnår | 1994 |
| Godkjent utbygt | 10.06.1997 i Stortinget |
| Produksjonsstart | 25.10.1999 |
| Operatør | ExxonMobil Exploration & Production Norway AS |
| Rettskavarar | Enterprise Oil Norge AS 45,00 % ExxonMobil Exploration & Production Norway AS 45,00 % Lundin Norway AS 7,00 % Petro AS 3,00 % |
| Utvinnbare reservar | Opphavleg: Att per 31.12.2005 25,1 millionar Sm ³ olje 4,9 millionar Sm ³ olje 1,0 milliardar Sm ³ gass 0,2 milliardar Sm ³ gass |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: Olje: 12 000 fat per dag. Gass: 0,03 milliardar Sm ³ . |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 11,3 milliardar 2006-kroner. Per 31.12.2005 er det investert totalt 10,7 milliardar 2006-kroner. |
| Driftsorganisasjon | Stavanger |
| Hovudforsyningsbase | Dusavik |

Utbyggingsløyving:

Jotun er eit oljefelt som ligg om lag 25 kilometer nord for Balder, på 126 meters havdjup. Det er bygt ut med eit bustad-, produksjons- og lagerskip, "Jotun A", og ei brønnehovudinnretning, Jotun B. Jotun prosesserer òg gass frå Balder og olje frå jurareservoaret på Ringhorneførekomsten.

Reservoar:

Jotun har tre strukturar, og den austlegaste har ei gasskappe. Reservoara ligg i eit submarint viftesystem. Dei tre strukturane er relativt flate, og berre mindre nedsenka område skil dei. I vest har sanden god reservoarkvalitet, medan skiferinnhaldet aukar mot aust.

Utvinningsstrategi:

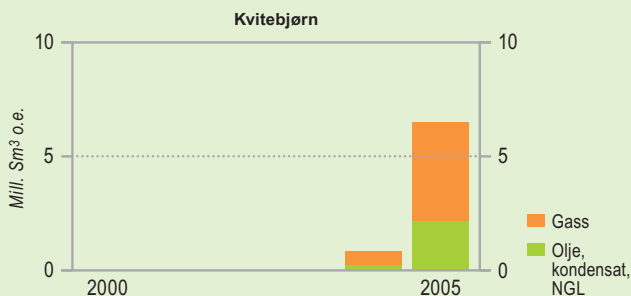
Utvinninga går føre seg med trykkstøtte frå reinjeksjon av produsert vatn.

Transportløyving:

Oljen blir send via lastebøyer til tankskip. Prosessert riggass går via Statpipe til Kårstøanlegget.

Status:

Produksjonen frå Jotun gjekk av platå tidlegare enn venta, og produksjonsfallet har vore større enn ein rekna med.



Kvitebjørn

| | | |
|---------------------------------|--|--------------------------------------|
| Blokk og utvinningsløyve | Blokk 34/11 – utvinningsløyve 193. Tildelt 1993. | |
| Funnår | 1994 | |
| Godkjent utbygt | 14.06.2000 i Stortinget | |
| Produksjonsstart | 26.09.2004 | |
| Operatør | Statoil ASA | |
| Rettskavalar | Enterprise Oil Norge AS | 6,45 % |
| | Norsk Hydro Produksjon AS | 15,00 % |
| | Petoro AS | 30,00 % |
| | Statoil ASA | 43,55 % |
| | Total E&P Norge AS | 5,00 % |
| Utvinnbare reservar | Opphavleg: | Att per 31.12.2005 |
| | 18,0 millionar Sm ³ olje | 15,5 millionar Sm ³ olje |
| | 51,9 milliardar Sm ³ gass | 47,0 milliardar Sm ³ gass |
| | 2,3 millionar tonn NGL | 1,9 millionar tonn NGL |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: | |
| | Olje: 54 000 fat per dag. Gass: 6,7 milliardar Sm ³ . NGL: 0,31 millionar tonn. | |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 11,2 milliardar 2006-kroner. Per 31.12.2005 er det investert totalt 9,8 milliardar 2006-kroner. | |
| Driftsorganisasjon | Bergen | |
| Hovedforsyningsbase | Florø | |

Utbyggingsløyving:

Kvitebjørn er eit gass- og kondensatfelt som er bygt ut med ei integrert bustad-, bore- og prosessinnretning med botnfast stålunderstell. Havet er 190 meter djupt. Det skal borast 11 produksjonsbrønner. Borekaks og produsert vatn blir injisert i ein eigen deponibrønn.

Reservoar:

Reservoaret er bygt opp av sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder. Reservoaret ligg på om lag 4000 meters djup og har høgt trykk og høg temperatur.

Utvinningsstrategi:

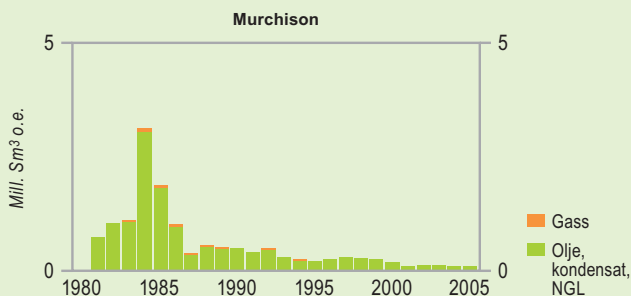
Utvinninga går føre seg ved trykkavlasting.

Transportløyving:

Rikgassen blir transportert i ein eigen rørleidning til Kollsnes, medan kondensatet blir transportert i ein rørleidning som er kopla til Troll Oljerør II og derifrå til Mongstad.

Status:

Produksjonen frå Kvitebjørn var i 2005 større enn venta. Ny kartlegging viser at reservane vil bli oppjusterte med om lag 50 prosent i forhold til estimatet i PUD. Ein av produksjonsbrønnane blir bora til funnet 34/10-23 Valemon for å avgrensa det mot Kvitebjørn.



Murchison

| | | |
|---|---|-------------------------------------|
| Blokk og utvinningsløyve | Blokk 33/9 – utvinningsløyve 037 C. Tildelt 2000. Den norske delen av feltet er 22,2 %, den britiske 77,8 %. | |
| Funnår | 1975 | |
| Godkjent utbygt | 15.12.1976 | |
| Produksjonsstart | 28.09.1980 | |
| Operatør | CNR International (UK) Limited | |
| Rettskavalar | Revus Energy ASA | 10,68 % |
| | Statoil ASA | 11,52 % |
| | CNR International (UK) Limited | 68,72 % |
| | Ranger Oil (UK) Ltd | 9,08 % |
| Utvinnbare reservar (den norske delen) | Opphavleg: | Att per 31.12.2005 |
| | 13,8 millionar Sm ³ olje | 0,4 millionar Sm ³ olje |
| | 0,4 milliardar Sm ³ gass | 0,1 milliardar Sm ³ gass |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: | |
| | Olje: 2000 fat per dag. | |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 7,4 milliardar 2006-kroner. Per 31.12.2005 er det investert totalt 7,3 milliardar 2006-kroner. | |
| Driftsorganisasjon | Aberdeen, Skottland | |
| Hovudforsyningsbase | Peterhead, Skottland | |

Utbyggingsløyving:

Murchison er bygt ut med ei kombinert bore-, bustad- og produksjonsinnretning med stålunderstell som står i britisk sektor. Dei britiske og norske rettskavarane gjorde i 1979 ein avtale om felles utnytting av ressursane i Murchisonfeltet. Avtalen involverer britiske og norske styresmakter.

Transportløyving:

Både dei norske og dei britiske rettskavarane sin del av produsert olje og NGL blir ført i land gjennom Brentsystemet til Sullom Voe på Shetland.

Status:

I 2006 er det planar om å bora frå Murchison og inn i ein førekomst på norsk side. Den nye avtalen om samarbeid over grenselina har lagt til rette for denne typen kostnadseffektive løyvingar.



Oseberg

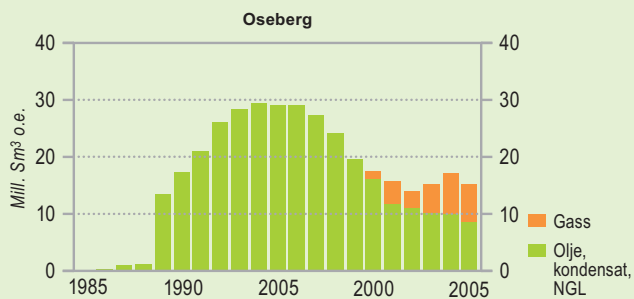
| | |
|-----------------------------------|--|
| Blokker og utvinningsløyve | Blokk 30/6 – utvinningsløyve 053. Tildelt 1979. Blokk 30/9 – utvinningsløyve 079. Tildelt 1982. |
| Funnår | 1979 |
| Godkjent utbygt | 05.06.1984 i Stortinget |
| Produksjonsstart | 01.12.1988 |
| Operatør | Norsk Hydro Produksjon AS |
| Rettskavalar | Mobil Development Norway AS 4,70 % Norsk Hydro Produksjon AS 34,00 % Norske ConocoPhillips AS 2,40 % Petoro AS 33,60 % Statoil ASA 15,3 % Total E&P Norge AS 10,00 % |
| Utvinnbare reservar | Opphavleg: Att per 31.12.2005 354,7 millionar Sm ³ olje 26,2 millionar Sm ³ olje 111,1 milliardar Sm ³ gass 84,4 milliardar Sm ³ gass 7,2 millionar tonn NGL 3,6 millionar tonn NGL |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: Olje: 112 000 fat per dag. Gass: 3,86 milliardar Sm ³ . NGL: 0,57 millionar tonn. |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 89,6 milliardar 2006-kroner. Per 31.12.2005 er det investert totalt 79,9 milliardar 2006-kroner. |
| Driftsorganisasjon | Bergen |
| Hovudforsyningsbase | Mongstad |

Utbyggingsløyving:

Oseberg er eit oljefelt med ei overliggjande gasskappe. Havdjupet ved innretninga er 100 meter. Oseberg er bygt ut i fleire fasar. Feltsenteret i sør har to innretningar; prosess- og bustadinnretninga Oseberg A og bore- og vassinjeksjons-innretninga Oseberg B. I den nordlege delen av feltet ligg Oseberg C-innretninga, som er ei integrert produksjons-, bore- og bustadinnretning (PDQ). Oseberg D er ei innretning for gassprosessering knytt til Oseberg feltsenter. Oseberg Vest-flanke er bygt ut med ei havbotnramme som er knytt til Oseberg B. Oseberg Delta blir bygt ut med ei havbotnramme knytt til Oseberg D. Innretningane på feltsenteret behandlar òg olje og gass frå felta Oseberg Øst, Oseberg Sør og Tune. PUD for den nordlege delen av feltet vart godkjend 19.01.1988. PUD for Oseberg D vart godkjend 13.12.1996, PUD for Oseberg Vestflanke 19.12.2003 og PUD for Oseberg Delta 23.09.2005.

Reservoar:

Feltet inneheld fleire reservoar i Brentgruppa av mellomjura alder og er delt inn i fleire strukturar. Hovudreservoaret ligg i Oseberg- og Tarbertformasjonane, men det blir òg produsert frå Etive- og Nessformasjonane. Feltet har generelt gode reservoareigenskapar.



Utvinningsstrategi:

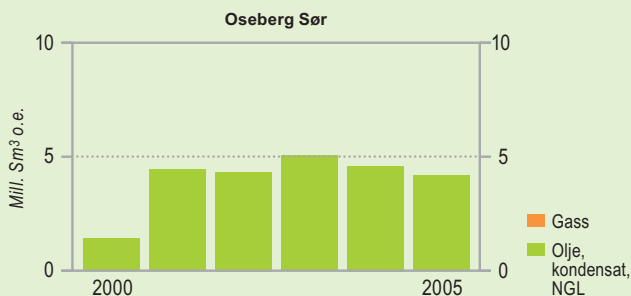
Osebergfeltet produserer ved trykkvedlikehald med injeksjon av både gass og vatn og med alternerande vass- og gass-injeksjon (VAG). Massiv gassinjeksjon høgt oppe på strukturen har ført til svært god fortrenging av oljen, og det er no danna ei stor gasskappe som skal bli produsert i åra framover. Injeksjonsgass vart tidlegare importert mellom anna frå Troll Øst og Oseberg Vest.

Transportløysing:

Oljen blir transportert gjennom rørleidningen i Oseberg Transport System (OTS) til Stureterminalen. Gasseksporten tok til i 2000 gjennom ein ny rørleidning, Oseberg Gasstransport (OGT), til Statpipesystemet via Heimdalinnretninga.

Status:

Dei fleste utvinningsbrønnane blir no bora horisontalt. Utfordringa framover blir å produsera oljen som ligg att under gasskappa, og å balansera gassuttaket ved å ta omsyn til oljeproduksjonen frå feltet. Oseberg Delta skal setjast i produksjon hausten 2007. Det er planar om prøveutvinning frå eit overliggjande kalkreservoar på Osebergfeltet.



Oseberg Sør

| | | |
|-----------------------------------|--|--------------------------------------|
| Blokker og utvinningsløyve | Blokk 30/12 – utvinningsløyve 171 B. Tildelt 2000. Blokk 30/9 – utvinningsløyve 079. Tildelt 1982. Blokk 30/9 – utvinningsløyve 104. Tildelt 1985. | |
| Funnår | 1984 | |
| Godkjent utbygt | 10.06.1997 i Stortinget | |
| Produksjonsstart | 05.02.2000 | |
| Operatør | Norsk Hydro Produksjon AS | |
| Rettskavalar | Mobil Development Norway AS | 4,70 % |
| | Norsk Hydro Produksjon AS | 34,00 % |
| | Norske ConocoPhillips AS | 2,40 % |
| | Petoro AS | 33,60 % |
| | Statoil ASA | 15,3 % |
| | Total E&P Norge AS | 10,00 % |
| Utvinnbare reserver | Opphavleg: | Att per 31.12.2005* |
| | 49,2 millionar Sm ³ olje | 25,1 millionar Sm ³ olje |
| | 10,5 milliardar Sm ³ gass | 10,5 milliardar Sm ³ gass |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: | |
| | Olje: 61 000 fat per dag. Gass: 0,83 milliardar Sm ³ . | |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 17,0 milliardar 2006-kroner. | |
| | Per 31.12.2005 er det investert totalt 15,4 milliardar 2006-kroner. | |
| Driftsorganisasjon | Bergen | |
| Hovudforsyningsbase | Mongstad | |

*Gass frå Oseberg Sør blir ikkje allokert tilbake frå Oseberg, difor er dei attverande gassreservane lik dei opphavlege.

Utbyggingsløyving:

Oseberg Sør er eit oljefelt som ligg på om lag 100 meters havdjup. Feltet er bygt ut med ei integrert stålrenneting med bustadkvarter, boremodul og førstestegsseparatoring av olje og gass. I tillegg blir fleire strukturar på feltet produserte frå havbotnrammer som er kopla til Oseberg Sør-innretninga. Ferdigprosesseringa av olje og gass går føre seg på Oseberg feltsenter. Endra PUD for ein del av utbygginga, Oseberg Sør J-strukturen, vart godkjend 15.05.2003.

Reservoar:

Reservoaret er bygt opp av sandstein av jura alder og er delt opp i fleire skilde strukturar.

Utvinningsstrategi:

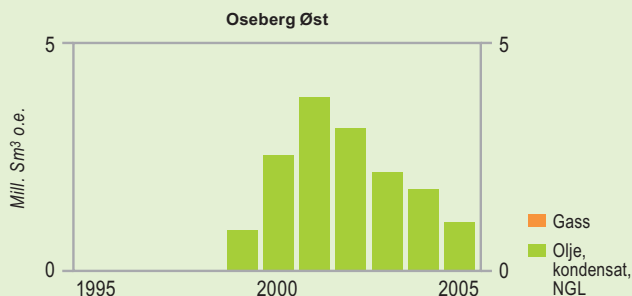
Utvinninga går hovudsakleg føre seg ved hjelp av injeksjon av vatn, men det er òg alternierende vass- og gassinjeksjon (VAG) i delar av feltet.

Transportløyving:

Oljen blir ført i rørleidning frå Oseberg Sør-innretninga til Oseberg feltsenter. Etter at oljen er ferdig prosessert, går han i rørleidning til Sturterminalen. Gass blir transportert via Oseberg Gastransport inn i Statpipe via Heimdalinnretninga.

Status:

Ein vurderer å fasa fleire små førekomstar rundt feltet inn til Oseberg Sør-innretninga.



Oseberg Øst

| | | |
|---------------------------------|--|-------------------------------------|
| Blokk og utvinningsløyve | Blokk 30/6 – utvinningsløyve 053. Tildelt 1979. | |
| Funnår | 1981 | |
| Godkjent utbyggt | 11.10.1996 av Kongen i statsråd | |
| Produksjonsstart | 03.05.1999 | |
| Operatør | Norsk Hydro Produksjon AS | |
| Rettskavalar | Mobil Development Norway AS | 4,70 % |
| | Norsk Hydro Produksjon AS | 34,00 % |
| | Norske ConocoPhillips AS | 2,40 % |
| | Petoro AS | 33,60 % |
| | Statoil ASA | 15,30 % |
| | Total E&P Norge AS | 10,00 % |
| Utvinnbare reservar | Opphavleg: | Att per 31.12.2005* |
| | 29,2 millionar Sm ³ olje | 13,8 millionar Sm ³ olje |
| | 0,5 milliardar Sm ³ gass | 0,5 milliardar Sm ³ gass |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: | |
| | Olje: 16 000 fat per dag. Gass: 0,03 milliardar Sm ³ . | |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 10,2 milliardar 2006-kroner. Per 31.12.2005 er det investert totalt 7,6 milliardar 2006-kroner. | |
| Driftsorganisasjon | Bergen | |
| Hovudforsyningsbase | Mongstad | |

*Gass frå Oseberg Øst blir ikkje allokert tilbake frå Oseberg, difor er dei attverande gassreservane lik dei opphavlege.

Utbyggingsløyving:

Oseberg Øst er eit oljefelt bygt ut med ei integrert botnfast innretning med bustadkvarter, boreutstyr og førstestegs-separasjon av olje, vatn og gass. Havgjupet ved innretninga er om lag 160 meter.

Reservoar:

Hovudreservoaret har to strukturar som er skilde med ei forseglende forkasting. Strukturane inneheld fleire oljeførande lag med varierende reservoareigenskapar innanfor Brentgruppa av mellomjura alder.

Utvinningsstrategi:

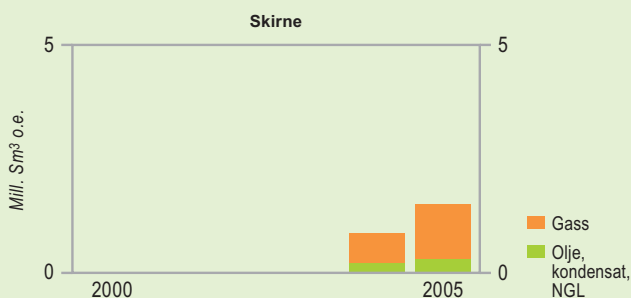
Feltet produserer ved hjelp av trykkvedlikehald med både vassinjeksjon og alternerande vassinjeksjon og gassinjeksjon (VAG).

Transportløyving:

Oljen går i rørleidningar til Oseberg feltcenter, der han blir prosessert og transportert gjennom Oseberg Transport System (OTS) til Stureterminalen. Gassen blir i hovudsak nytta til injeksjon, gasslyft og brensel.

Status:

Feltet har relativt låg utvinningsgrad, men ein vurderer stadig tiltak for å auka oljeutvinninga. Ein ny borekampanje vil venteleg gje auka produksjon frå 2007.



Skirne

| | | |
|---------------------------------|--|-------------------------------------|
| Blokk og utvinningsløyve | Blokk 25/5 – utvinningsløyve 102. Tildelt 1985. | |
| Funnår | 1990 | |
| Godkjent utbygt | 05.07.2002 av Kronprinsregenten i statsråd | |
| Produksjonsstart | 03.03.2004 | |
| Operatør | Total E&P Norge AS | |
| Rettskavalar | Marathon Petroleum Norge AS | 20,00 % |
| | Norsk Hydro Produksjon AS | 10,00 % |
| | Petoro AS | 30,00 % |
| | Total E&P Norge AS | 40,00 % |
| Utvinnbare reservar | Opphavleg: | Att per 31.12.2005 |
| | 1,6 millionar Sm ³ olje | 1,1 millionar Sm ³ olje |
| | 6,7 milliardar Sm ³ gass | 4,8 milliardar Sm ³ gass |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: | |
| | Olje: 6000 fat per dag. Gass: 1,26 milliardar Sm ³ . | |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 2,5 milliardar 2006-kroner. | |
| | Per 31.12.2005 er det investert totalt 2,4 milliardar 2006-kroner. | |
| Driftsorganisasjon | Stavanger | |

Utbyggingsløyving:

Skirne ligg på om lag 120 meters havdjup, aust for Heimdalfeltet. Produksjonsbrønnane er knytte til Heimdal med ein rørleidning, og prosesseringa går føre seg der. Byggveførekosten er ein del av Skirnefeltet.

Reservoar:

Reservoaret er bygt opp av sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder.

Utvinningsstrategi:

Utvinninga går føre seg ved naturleg trykkavlastning.



Snorre

| | | |
|-----------------------------------|---|-------------------------------------|
| Blokker og utvinningsløyve | Blokk 34/4 – utvinningsløyve 057. Tildelt 1979. Blokk 34/7 – utvinningsløyve 089. Tildelt 1984. | |
| Funnår | 1979 | |
| Godkjent utbygt | 27.05.1988 i Stortinget | |
| Produksjonsstart | 03.08.1992 | |
| Operatør | Statoil ASA | |
| Rettskavalar | Amerada Hess Norge AS | 1,18 % |
| | ExxonMobil Exploration & Production Norway AS | 11,16 % |
| | Idemitsu Petroleum Norge AS | 9,60 % |
| | Norsk Hydro Produksjon AS | 17,65 % |
| | Petoro AS | 30,00 % |
| | RWE Dea Norge AS | 8,88 % |
| | Statoil ASA | 15,58 % |
| | Total E&P Norge AS | 5,95 % |
| Utvinnbare reserver | Opphavleg: | Att per 31.12.2005 |
| | 234,0 millionar Sm ³ olje | 95,7 millionar Sm ³ olje |
| | 6,6 milliardar Sm ³ gass | 1,2 milliardar Sm ³ gass |
| | 4,8 millionar tonn NGL | 0,6 millionar tonn NGL |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: | |
| | Olje: 126 000 fat per dag. Gass: 0,02 milliardar Sm ³ . NGL: 0,01 millionar tonn. | |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 85,4 milliardar 2006-kroner. Per 31.12.2005 er det investert totalt 62,2 milliardar 2006-kroner. | |
| Driftsorganisasjon | Stavanger | |
| Hovudforsyningsbase | Florø | |

Utbyggingsløyving:

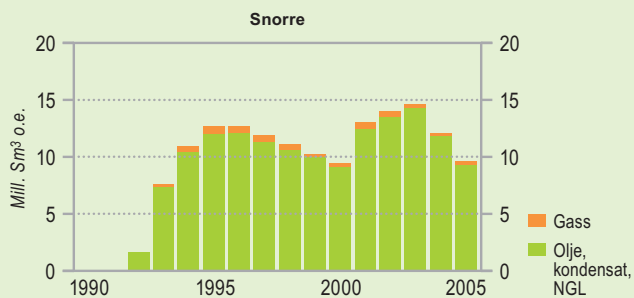
Snorre er eit oljefelt som ligg på 300–350 meters havdjup. Snorre A i sør er ei flytande stålrennretning med bustad- og prosessanlegg. Ei havbotnramme, Snorre UPA, med ti brønnsliissar sentralt på feltet, er knytt til Snorre A. Snorre A er òg bygt ut med eige prosessanlegg som tek imot produksjonen frå Vigdisfeltet. På den nordlege delen av feltet ligg Snorre B, som er ei halvt nedsenkbar integrert bore-, prosess- og bustadinnretning. Endra PUD for Snorre med ny modul på Snorre A for prosessering av oljen frå Vigdis vart godkjend 16.12.1994. PUD for Snorre B vart godkjend 08.06.1998. Produksjonen frå Snorre B tok til i juni 2001.

Reservoar:

Snorrefeltet er bygt opp av mange store forkastingsblokker. Sandsteinreservoaret høyrer til Statfjord- og Lundeformasjonane av tidlegjura og trias alder, og er avsett på ei elveslette. Reservoaret har ei kompleks oppbygging med mange kanalar og interne strøymingsbarrierar.

Utvinningsstrategi:

Snorre produserer med trykkvedlikehald ved hjelp av vassinjeksjon, gassinjeksjon og alternerande vassinjeksjon og gassinjeksjon (VAG). Skumassistert injeksjon (FAWAG) har òg vore nytta i delar av reservoaret.



Transportløsning:

Olje og gass blir separert i to steg på Snorre A og transportert derifrå i separate rørleidningar til Statfjord A for slutt-prosessering og eksport. Oljen blir lasta til skip på Statfjord, og gassen går gjennom Statpipe til Kårstø. Ferdig prosessert olje frå Snorre B går i rørleidning til Statfjord B, der han blir lagra og vidare lasta på skip. All gass frå Snorre B blir injisert tilbake i reservoaret, men kan, når det trengst, òg transporterast via rørleidning til Snorre A.

Status:

Snorre har hatt lågare produksjon enn venta i 2005. Det er store ressursar att i feltet, og ein vurderer fleire tiltak for å auka utvinninga. Det er planar om å modifisera prosessanlegget på Snorre A for å auka kapasiteten for produksjon og injeksjon av vatn og gass. Auka kapasitet blir òg vurdert for Snorre B. I tillegg trengst det fleire brønner, og det blir mellom anna vurdert å installera ei ekstra havbotnramme i nord.



Statfjord

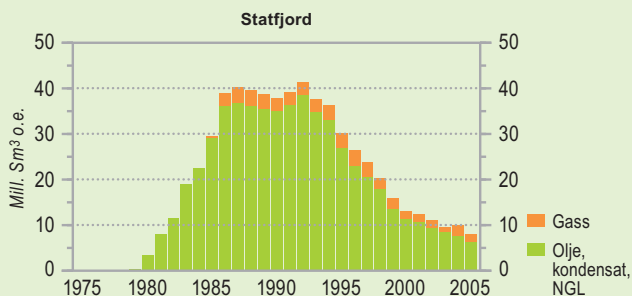
| | | |
|--|--|--------------------------------------|
| Blokker og utvinningsløyve | Blokk 33/12 – utvinningsløyve 037. Tildelt 1973. Blokk 33/9 – utvinningsløyve 037. Tildelt 1973. Den norske delen av feltet er 85,47 %, den britiske er 14,53 %. | |
| Funnår | 1974 | |
| Godkjent utbygt | 16.06.1976 i Stortinget | |
| Produksjonsstart | 24.11.1979 | |
| Operatør | Statoil ASA | |
| Rettskavarar | A/S Norske Shell | 8,55 % |
| | Enterprise Oil Norge AS | 0,89 % |
| | ExxonMobil Exploration & Production Norway AS | 21,37 % |
| | Norske ConocoPhillips AS | 10,33 % |
| | Statoil ASA | 44,34 % |
| | BP Petroleum Development Ltd | 4,84 % |
| | Centrica Resources Limited | 4,84 % |
| | ConocoPhillips UK Ltd. | 4,84 % |
| Utvinnbare reservar (den norske delen) | Opphavleg: | Att per 31.12.2005 |
| | 565,6 millionar Sm ³ olje | 18,4 millionar Sm ³ olje |
| | 78,6 milliardar Sm ³ gass | 26,9 milliardar Sm ³ gass |
| | 25,5 millionar tonn NGL | 11,8 millionar tonn NGL |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: | |
| | Olje: 86 000 fat per dag. Gass: 1,43 milliardar Sm ³ . NGL: 0,68 millionar tonn. | |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 123,6 milliardar 2006-kroner. | |
| | Per 31.12.2005 er det investert totalt 112,7 milliardar 2006-kroner. | |
| Driftsorganisasjon | Stavanger | |
| Hovudforsyningsbasar | Sotra og Florø | |

Utbyggingsløysing:

Statfjord er eit oljefelt som ligg på om lag 150 meters havdjup på grenselina mellom norsk og britisk kontinentalsokkel. Feltet er bygt ut med tre fullt integrerte innretningar; Statfjord A, Statfjord B og Statfjord C. Statfjord A er plassert sentralt på Statfjordfeltet, og kom i produksjon i 1979. Statfjord B er plassert på den sørlege delen av Statfjordfeltet, og kom i produksjon i 1982. Statfjord C er plassert på den nordlege delen av Statfjordfeltet, og kom i produksjon i 1985. Statfjord B og Statfjord C har lik konstruksjon. Satellittfelta til Statfjord (Statfjord Øst, Statfjord Nord og Sygna) har ein eigen innløpsseparator på Statfjord C. Nordflanken av Statfjordfeltet er bygd ut med to innretningar på havbotnen, ei for produksjon og ei for injeksjon. Innretningane er knytte til Statfjord C. PUD for Statfjord seinfase vart godkjend 08.06.2005.

Reservoar:

Statfjordfeltet er bygt opp av ei stor forkastingsblokk med fall mot vest og mange mindre forkastingsblokker langs austflanken. Feltet strekkjer seg over på britisk sektor. Reservoara på Statfjordfeltet er oppbygde av sandstein i Brentgruppa, Cookformasjonen og Statfjordformasjonen.



Utvinnsstrategi:

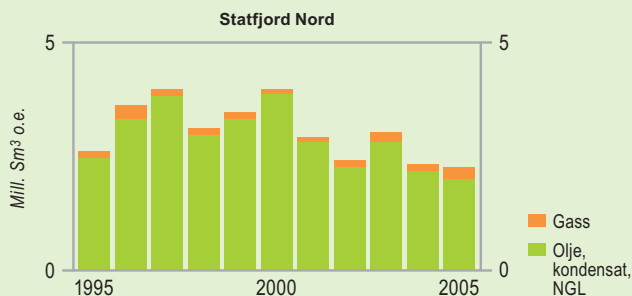
Brentreservoaret produserer med trykkstøtte frå alternerande vass- og gassinjeksjon (VAG). Statfjordformasjonen produserer med trykkstøtte frå vassinjeksjon og supplerande gassinjeksjon i den øvre delen og VAG-injeksjon i den nedre delen. Utvinnsstrategien for Cookformasjonen er basert på å fasa inn brønner som alt går gjennom reservoaret, eller bora eksisterande brønner djupare. Statfjord seinfase inneber at all injeksjon vil stansa i 2007, og injeksjonsbrønnane vil bli endra til vassprodusentar.

Transportløysing:

Stabilisert olje blir lagra i lagerceller på kvar innretning. Oljen blir lasta via eitt av dei tre oljelastingssystema på feltet. Gass går gjennom Statfjordrørleidningen til Kårstø, der ein tek ut NGL før tørr gass blir transportert vidare til Emden. Storbritannia tek ut sin del av gassen gjennom rørleidningen Far North Liquids and Gas System (FLAGS) frå Statfjord B til St. Fergus i Skottland. Tampen Link er eit nytt rør for eksport av gassen frå Statfjord seinfase til Storbritannia via FLAGS.

Status:

Plan for nedblåsing av reservoara i Statfjordfeltet (Statfjord seinfase) inneber ti år lengre levetid for feltet og auka utvinning av gass og olje. Arbeidet med å modifisera innretningane tek til for fullt i 2006. Levetida for Statfjord A og tilknyttinga av Snorre blir no vurdert i samarbeid med rettshavarane for Snorrefeltet. Det blir arbeidd med å optimalisera oljeutvinninga før nedblåsinga startar. Mellom anna er det planar om å prøva nitratinjeksjon (AMIOR).



Statfjord Nord

| | | |
|---------------------------------|---|-------------------------------------|
| Blokk og utvinningsløyve | Blokk 33/9 – utvinningsløyve 037. Tildelt 1973. | |
| Funnår | 1977 | |
| Godkjent utbygt | 11.12.1990 i Stortinget | |
| Produksjonsstart | 23.01.1995 | |
| Operatør | Statoil ASA | |
| Rettskavarar | A/S Norske Shell | 10,00 % |
| | Enterprise Oil Norge AS | 1,04 % |
| | ExxonMobil Exploration & Production Norway AS | 25,00 % |
| | Norske ConocoPhillips AS | 12,08 % |
| | Petoro AS | 30,00 % |
| | Statoil ASA | 21,88 % |
| Utvinnbare reservar | Opphavleg: | Att per 31.12.2005 |
| | 41,8 millionar Sm ³ olje | 9,6 millionar Sm ³ olje |
| | 2,7 milliardar Sm ³ gass | 0,8 milliardar Sm ³ gass |
| | 0,9 millionar tonn NGL | 0,3 millionar tonn NGL |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: | |
| | Olje: 26 000 fat per dag. Gass: 0,19 milliardar Sm ³ . NGL: 0,07 millionar tonn. | |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 8,2 milliardar 2006-kroner. Per 31.12.2005 er det investert totalt 7,4 milliardar 2006-kroner. | |
| Driftsorganisasjon | Stavanger | |
| Hovudforsyningsbase | Sotra | |

Utbyggingsløyving:

Statfjord Nord er eit oljefelt som ligg om lag 17 kilometer nord for Statfjord, på 250–290 meters havdjup. Feltet er bygt ut med tre brønnrammer kopa til Statfjord C. To av brønnrammene er for produksjon, og ei er for vassinjeksjon. Ein brønnsliste er nytta til ein vassinjeksjonsbrønn på Sygnafeltet.

Reservoar:

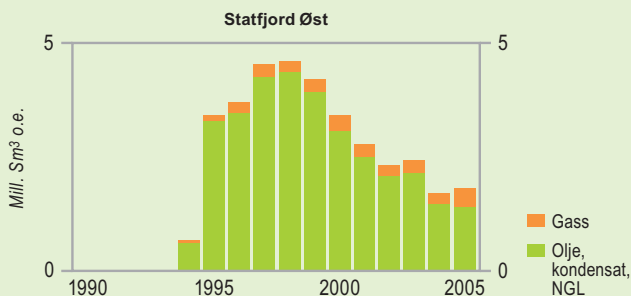
Reservoaret på Statfjord Nord er bygt opp av sandstein som høyrer til Brentgruppa av mellomjura alder og sandstein av seinjura alder (Muninformasjonen).

Utvinningsstrategi:

Feltet produserer med trykkstøtte frå vassinjeksjon.

Transportløyving:

Brønnstraumen går i to rørleidningar til Statfjord C, der han blir prosessert, lagra og transportert vidare. Statfjord Nord, Sygna og Statfjord Øst nyttar felles prosessutstyr på Statfjord C.



Statfjord Øst

| | | |
|-----------------------------------|---|-------------------------------------|
| Blokker og utvinningsløyve | Blokk 33/9 – utvinningsløyve 037. Tildelt 1973. Blokk 34/7 – utvinningsløyve 089. Tildelt 1984. | |
| Funnår | 1976 | |
| Godkjent utbygt | 11.12.1990 i Stortinget | |
| Produksjonsstart | 24.09.1994 | |
| Operatør | Statoil ASA | |
| Rettskavalar | A/S Norske Shell | 5,00 % |
| | Enterprise Oil Norge AS | 0,52 % |
| | ExxonMobil Exploration & Production Norway AS | 17,75 % |
| | Idemitsu Petroleum Norge AS | 4,80 % |
| | Norsk Hydro Produksjon AS | 6,64 % |
| | Norske ConocoPhillips AS | 6,04 % |
| | Petoro AS | 30,00 % |
| | RWE Dea Norge AS | 1,40 % |
| | Statoil ASA | 25,05 % |
| | Total E&P Norge AS | 2,80 % |
| Utvinnbare reserver | Opphavleg: | Att per 31.12.2005 |
| | 36,4 millionar Sm ³ olje | 5,6 millionar Sm ³ olje |
| | 3,9 milliardar Sm ³ gass | 1,0 milliardar Sm ³ gass |
| | 1,4 millionar tonn NGL | 0,4 millionar tonn NGL |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: | |
| | Olje: 14 000 fat per dag. Gass: 0,37 milliardar Sm ³ . NGL: 0,15 millionar tonn. | |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 7,4 milliardar 2006-kroner. Per 31.12.2005 er det investert totalt 6,6 milliardar 2006-kroner. | |
| Driftsorganisasjon | Stavanger | |
| Hovudforsyningsbase | Sotra | |

Utbyggingsløyving:

Statfjord Øst er eit oljefelt som ligg om lag sju kilometer nordaust for Statfjordfeltet, på 150–190 meters havdjup. Feltet er bygt ut med tre brønnrammer som er kopl til Statfjord C. To av brønnrammene er for produksjon, og ei er for vass-injeksjon.

Reservoar:

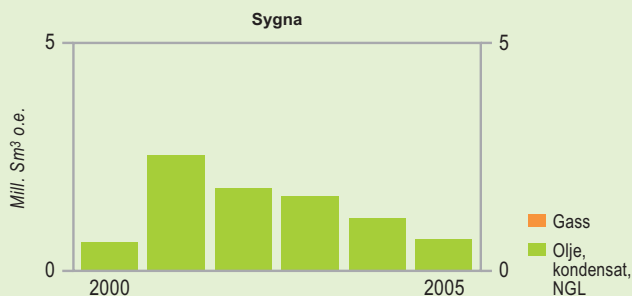
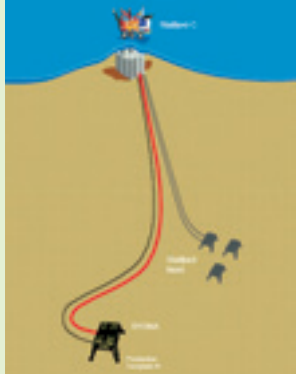
Reservoaret på Statfjord Øst er bygt opp av sandstein av mellomjura alder i øvre og nedre delen av Brentgruppa.

Utvinningsstrategi:

Feltet produserer med trykkstøtte frå vassinjeksjon. Når nedblåsinga av Statfjordfeltet tek til, vil trykket òg minka i Statfjord Øst. For å bøta på dette blir det mellom anna bora ein produksjonsbrønn frå Statfjord C for å akselerera utvinninga. I 2005 vart det sett i gang eit prosjekt for å auka oljeutvinninga, MIOR (Microbiological Improved Oil Recovery).

Transportløyving:

Brønnstraumen går i to rørleidningar til Statfjord C, der han blir behandla, lagra og transportert vidare. Statfjord Øst, Sygna og Statfjord Nord nyttar felles prosessutstyr på Statfjord C.



Sygna

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|--|------------------|--------|-------------------------|--------|---|---------|-----------------------------|--------|---------------------------|--------|--------------------------|--------|-----------|---------|------------------|--------|-------------|---------|--------------------|--------|
| Blokker og utvinningsløyve | Blokk 33/9 – utvinningsløyve 037. Tildelt 1973. Blokk 34/7 – utvinningsløyve 089. Tildelt 1984. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Funnår | 1996 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Godkjent utbygt | 30.04.1999 av Kongen i statsråd | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Produksjonsstart | 01.08.2000 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Operatør | Statoil ASA | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Rettskavarar | <table border="0"> <tr> <td>A/S Norske Shell</td> <td style="text-align: right;">5,50 %</td> </tr> <tr> <td>Enterprise Oil Norge AS</td> <td style="text-align: right;">0,57 %</td> </tr> <tr> <td>ExxonMobil Exploration & Production Norway AS</td> <td style="text-align: right;">18,48 %</td> </tr> <tr> <td>Idemitsu Petroleum Norge AS</td> <td style="text-align: right;">4,32 %</td> </tr> <tr> <td>Norsk Hydro Produksjon AS</td> <td style="text-align: right;">5,98 %</td> </tr> <tr> <td>Norske ConocoPhillips AS</td> <td style="text-align: right;">6,65 %</td> </tr> <tr> <td>Petoro AS</td> <td style="text-align: right;">30,00 %</td> </tr> <tr> <td>RWE Dea Norge AS</td> <td style="text-align: right;">1,26 %</td> </tr> <tr> <td>Statoil ASA</td> <td style="text-align: right;">24,73 %</td> </tr> <tr> <td>Total E&P Norge AS</td> <td style="text-align: right;">2,52 %</td> </tr> </table> | A/S Norske Shell | 5,50 % | Enterprise Oil Norge AS | 0,57 % | ExxonMobil Exploration & Production Norway AS | 18,48 % | Idemitsu Petroleum Norge AS | 4,32 % | Norsk Hydro Produksjon AS | 5,98 % | Norske ConocoPhillips AS | 6,65 % | Petoro AS | 30,00 % | RWE Dea Norge AS | 1,26 % | Statoil ASA | 24,73 % | Total E&P Norge AS | 2,52 % |
| A/S Norske Shell | 5,50 % | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Enterprise Oil Norge AS | 0,57 % | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ExxonMobil Exploration & Production Norway AS | 18,48 % | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Idemitsu Petroleum Norge AS | 4,32 % | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Norsk Hydro Produksjon AS | 5,98 % | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Norske ConocoPhillips AS | 6,65 % | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Petoro AS | 30,00 % | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| RWE Dea Norge AS | 1,26 % | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Statoil ASA | 24,73 % | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Total E&P Norge AS | 2,52 % | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Utvinnbare reservar | Opphavleg: 12,2 millionar Sm ³ olje Att per 31.12.2005 3,8 millionar Sm ³ olje | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: Olje: 9000 fat per dag. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 2,6 milliardar 2006-kroner. Per 31.12.2005 er det investert totalt 2,2 milliardar 2006-kroner. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Driftsorganisasjon | Stavanger | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Hovudforsyningsbase | Florø | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Utbyggingsløyving:

Oljefeltet Sygna ligg på 300 meters havdjup rett nord for Statfjord Nord. Feltet er bygt ut med ei havbotnramme med fire brønnsliissar som er kopla til Statfjord C.

Reservoar:

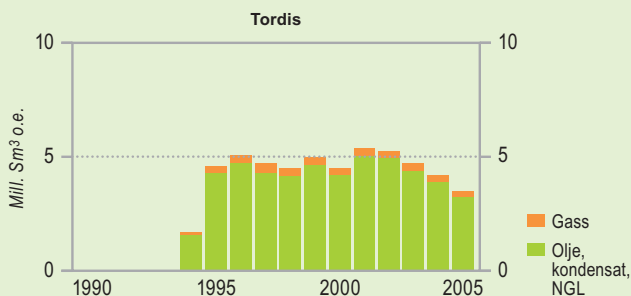
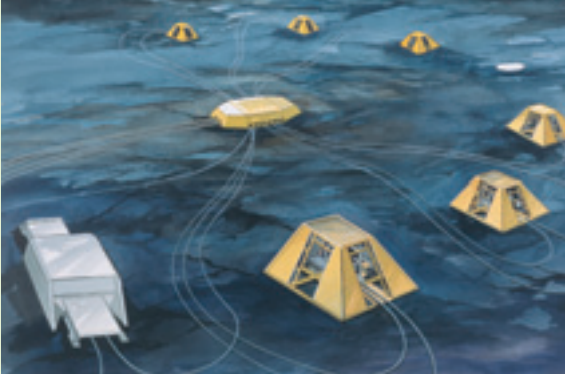
Reservoaret på Sygna er bygt opp av sandstein som høyrer til Brentgruppa av mellomjura alder.

Utvinningsstrategi:

Feltet produserer med vassinjeksjon frå Statfjord Nord.

Transportløyving:

Brønnstraumen går i ein rørleidning til Statfjord C, der han blir prosessert, lagra og transportert vidare. Statfjord Nord, Statfjord Øst og Sygna nyttar felles prosessutstyr på Statfjord C.



Tordis

| | | |
|---------------------------------|---|-------------------------------------|
| Blokk og utvinningsløyve | Blokk 34/7 – utvinningsløyve 089. Tildelt 1984. | |
| Funnår | 1987 | |
| Godkjent utbygt | 14.05.1991 i Stortinget | |
| Produksjonsstart | 03.06.1994 | |
| Operatør | Statoil ASA | |
| Rettskavarar | ExxonMobil Exploration & Production Norway AS | 10,50 % |
| | Idemitsu Petroleum Norge AS | 9,60 % |
| | Norsk Hydro Produksjon AS | 13,28 % |
| | Petoro AS | 30,00 % |
| | RWE Dea Norge AS | 2,80 % |
| | Statoil ASA | 28,22 % |
| | Total E&P Norge AS | 5,60 % |
| Utvinnbare reservar | Opphavleg: | Att per 31.12.2005 |
| | 64,0 millionar Sm ³ olje | 17,1 millionar Sm ³ olje |
| | 5,6 milliardar Sm ³ gass | 2,0 milliardar Sm ³ gass |
| | 1,8 millionar tonn NGL | 0,5 millionar tonn NGL |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: | |
| | Olje: 41 000 fat per dag. Gass: 0,20 milliardar Sm ³ . NGL: 0,08 millionar tonn. | |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 10,9 milliardar 2006-kroner. | |
| | Per 31.12.2005 er det investert totalt 9,1 milliardar 2006-kroner. | |
| Driftsorganisasjon | Stavanger | |
| Hovudforsyningsbase | Florø | |

Utbyggingsløyving:

Tordis er eit oljefelt som ligg mellom felta Snorre og Gullfaks, på om lag 200 meters havdjup. Feltet er bygt ut med ein sentral havbotnmanifold som er knytt til Gullfaks C. Til denne manifolden er det knytt sju separate satellittbrønningar og to havbotnrammer. Brønnstraumen blir overført til Gullfaks C i to rørleidningar. Vatn til injeksjon kjem gjennom ein rørleidning frå Gullfaks C. Tordis omfattar fire førekomst; Tordis, Tordis Øst, Borg og 34/7-25 S. PUD for Tordis Øst vart godkjend 13.10.1995. PUD for Borg vart godkjend 29.06.1999. Endra PUD for Tordis (Tordis IOR) vart godkjend 16.12.2005.

Reservoar:

Reservoara i Tordis og Tordis Øst er bygde opp av sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder. Reservoaret i Borg er bygt opp av sandstein av seinjura alder, og reservoaret i 34/7-25 S er bygt opp av sandstein frå Brentgruppa og sandstein frå seinjura alder. Reservoara på Tordis ligg på 2000–2500 meters djup.

Utvinningsstrategi:

Utvinninga av Tordis og 34/7-25 S går føre seg med delvis trykkvedlikehald med vassinjeksjon og med naturleg vassdriv. Borg har fullt trykkvedlikehald med vassinjeksjon. Utvinninga på Tordis Øst går føre seg med trykkstøtte frå naturleg vassdriv. Tordis IOR inneber auka oljeutvinning med lågtrykksproduksjon.

Transportløyving:

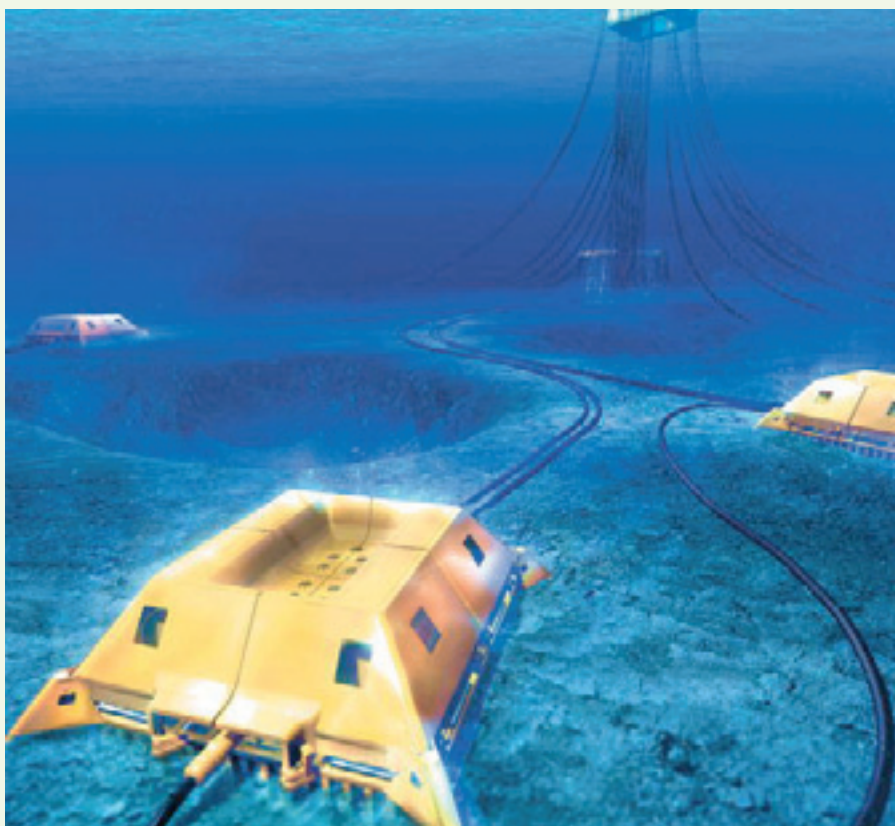
Olje frå Tordis blir eksportert frå Gullfaks C. Eksportgass går i Statpipe til Kårstø.

Status:

Tordis IOR omfattar nye brønningar, installasjon av havbotnseparator med injeksjon av produsert vatn, og modifikasjonar på Gullfaks C for lågtrykksseparasjon. Havbotnseparatoren representerer banebrytande teknologi og opnar for betre ressursutnytting også på andre felt.

Troll

Trollfeltet ligg om lag 65 kilometer vest for Kollsnes. Feltet har to hovudstrukturar, Troll Øst og Troll Vest. Troll Øst ligg hovudsakleg i blokkene 31/3 og 31/6, medan mesteparten av Troll Vest ligg i blokk 31/2. Ein reknar at om lag to tredelar av dei utvinnbare gassreservane i feltet ligg i Troll Øst. Trollfeltet blir bygt ut i fleire fasar. Fase I omfattar gassreservane på Troll Øst. Fase II omfattar oljereservane i Troll Vest. Rettshavarane på Troll utfører no studiar for å evaluera vidare utvikling av feltet. Det ligg eit tynt oljeførande lag under gassen i heile Trollfeltet, men berre i Troll Vest er dette laget så tjukke at det er drivverdige. Oljen i Troll Vest ligg i to provinsar. I oljeprovinsen er dei oljeførande laga 22 til 27 meter tjukke. I gassprovinsen er det eit tynt oljeførande lag på 11 til 14 meter. Operatøren testa produksjonen frå dei to provinsane i 1990 og 1991 med positivt resultat. Feltet har svært store gassressursar og eit av dei største oljevoluma som er att på norsk kontinentalsokkel.



Figur 11.5 Troll pilot
(Kjelde: Norsk Hydro)

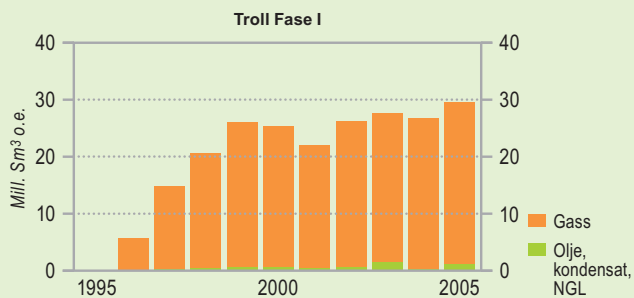


Troll I

| | | |
|-----------------------------------|---|--|
| Blokker og utvinningsløyve | Blokk 31/2 – utvinningsløyve 054. Tildelt 1979. Blokk 31/3 – utvinningsløyve 085. Tildelt 1983. Blokk 31/3 – utvinningsløyve 085C. Tildelt 2002. Blokk 31/3 – utvinningsløyve 085 D. Tildelt 2006. Blokk 31/5 – utvinningsløyve 085. Tildelt 1983. Blokk 31/6 – utvinningsløyve 085. Tildelt 1983. Blokk 31/6 – utvinningsløyve 085C. Tildelt 2002. | |
| Funnår | 1983 | |
| Godkjent utbygt | 15.12.1986 i Stortinget | |
| Produksjonsstart | 09.02.1996 | |
| Operatør | Statoil ASA | |
| Rettskavalar | A/S Norske Shell | 8,10 % |
| | Norsk Hydro Produksjon AS | 9,78 % |
| | Norske ConocoPhillips AS | 1,62 % |
| | Petoro AS | 56,00 % |
| | Statoil ASA | 20,80 % |
| | Total E&P Norge AS | 3,69 % |
| Utvinnbare reserver | Opphavleg: | Att per 31.12.2005 |
| | 1324,9 milliardar Sm ³ gass | 1085,4 milliardar Sm ³ gass |
| | 30,5 millionar tonn NGL | 29,4 millionar tonn NGL |
| | 1,6 millionar Sm ³ kondensat | |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: | |
| | Gass: 30,00 milliardar Sm ³ . NGL: 0,57 millionar tonn. | |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 73,0 milliardar 2006-kroner. Per 31.12.2005 er det investert totalt 53,9 milliardar 2006-kroner. | |
| Driftsorganisasjon | Bergen | |
| Hovudforsyningsbase | Ågotnes | |

Utbyggingsløyving:

Troll fase I er bygt ut med Troll A, der gassen i Troll Øst blir produsert med Statoil som operatør. Troll A er ei fast brønnehovudinnretning med understell av betong. På Troll Øst står i tillegg Troll Oseberg Gassinjeksjon (TOGI) havbotnramme, der gass har vore eksportert til Oseberg for gassinjeksjon. Havet i Trollområdet er over 300 meter djupt. Ein oppdatert plan, der prosesseringa var flytt til land (Kollsnes), vart godkjend i 1990. Avslutningsplanen for TOGI, som inneber at havbotninnretninga skal fjernast, vart godkjend i 2005.



Reservoar:

Gassen og oljen i Troll Øst og Troll Vest finst hovudsakleg i Sognefjordformasjonen, som er bygd opp av grunnmarin sandstein av jura alder. Ein del av reservoaret er òg i Fensfjordformasjonen, som ligg under Sognefjordformasjonen. Feltet er bygt opp av tre relativt store, roterte forkastingsblokker.

Utvinningsstrategi:

Gassen i Troll Øst blir produsert ved trykkavlastning.

Transportløysing:

Gassen frå Troll Øst og Troll Vest blir transportert via to fleirfaserørleidningar til gassbehandlingsanlegget på Kollsnes. Her blir kondensatet skilt frå gassen og transportert vidare i rørleidningar, dels til Stureterminalen, dels til Mongstad. Tørrgassen går i Zeepipe II A og II B.

Status:

I perioden 2002 til 2003 var Troll det feltet som produserte mest av både olje og gass frå norsk kontinentalsokkel. Kompresjonskapasiteten for gass har vore bygt ut på Troll A i 2004/2005. Kollsnes vart skildt ut frå det samordna Trollfeltet i 2004, slik at det no er Gassco som opererer Kollsnesterminalen, som ein del av Gassled.



Troll II

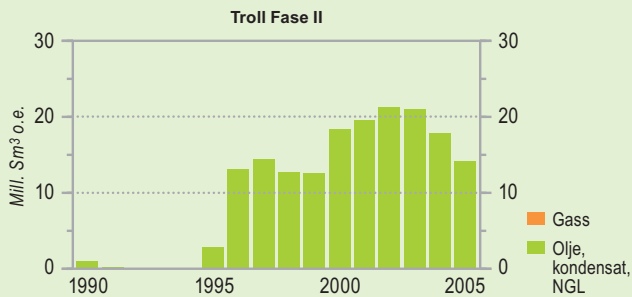
| | | |
|-----------------------------------|---|-------------------------------------|
| Blokker og utvinningsløyve | Blokk 31/2 – utvinningsløyve 054. Tildelt 1979. Blokk 31/3 – utvinningsløyve 085. Tildelt 1983. Blokk 31/3 – utvinningsløyve 085C. Tildelt 2002. Blokk 31/3 – utvinningsløyve 085 D. Tildelt 2006. Blokk 31/5 – utvinningsløyve 085. Tildelt 1983. Blokk 31/6 – utvinningsløyve 085. Tildelt 1983. Blokk 31/6 – utvinningsløyve 085C. Tildelt 2002. | |
| Funnår | 1979 | |
| Godkjent utbygt | 18.05.1992 i Stortinget | |
| Produksjonsstart | 19.09.1995 | |
| Operatør | Norsk Hydro Produksjon AS | |
| Rettskavalarar | A/S Norske Shell | 8,10 % |
| | Norsk Hydro Produksjon AS | 9,78 % |
| | Norske ConocoPhillips AS | 1,62 % |
| | Petoro AS | 56,00 % |
| | Statoil ASA | 20,80 % |
| | Total E&P Norge AS | 3,69 % |
| Utvinnbare reservar | Opphavleg: | Att per 31.12.2005 |
| | 238,0 millionar Sm ³ olje | 67,7 millionar Sm ³ olje |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: | |
| | Olje: 197 000 fat per dag. | |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 72,4 milliardar 2006-kroner. | |
| | Per 31.12.2005 er det investert totalt 67,0 milliardar 2006-kroner. | |
| Driftsorganisasjon | Bergen | |
| Hovudforsyningsbase | Mongstad | |

Utbyggingsløyving:

Troll fase II er bygt ut med Troll B og Troll C, som produserer olje frå Troll Vest med Norsk Hydro som operatør. Troll B er ei flytande betonginnretning, medan Troll C er ei halvt nedsenkbar stålennretning. Oljen i Troll Vest blir produsert via mange havbotnrammer som er kopla til Troll B og Troll C med rørleidningar. Troll Pilot, som er knytt til ei av havbotnrammene, er eit anlegg på havbotnen for separasjon og reinjeksjon av produsert vatn. Troll C-innretninga blir òg nytta i produksjonen frå Framfeltet. Utbygging av Troll C vart godkjend i 1997. Det har vore fleire PUD-godkjenningar av ulike havbotnrammer på Troll Vest.

Reservoar:

Gassen og oljen i Troll Øst og Troll Vest finst hovudsakleg i Sognefjordformasjonen, som er bygd opp av grunnmarin sandstein av jura alder. Ein del av reservoaret finst òg i Fensfjordformasjonen, som ligg under Sognefjordformasjonen. Feltet er bygt opp av tre relativt store, roterte forkastingsblokker. Oljen i Troll Vest oljeprovins har ein 22–26 meter tjukk oljekolonni under ei lita gasskappe. I Troll Vest gassprovins er det ein oljekolonni på 12–14 meter og ein gasskolonne på opptil 200 meter. I 2005 vart det gjort eit mindre oljefunn i Brentformasjonen, som ligg djupare enn oljen i hovudreservoaret.



Utvinningsstrategi:

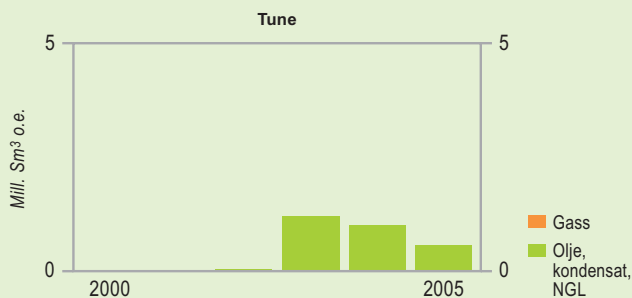
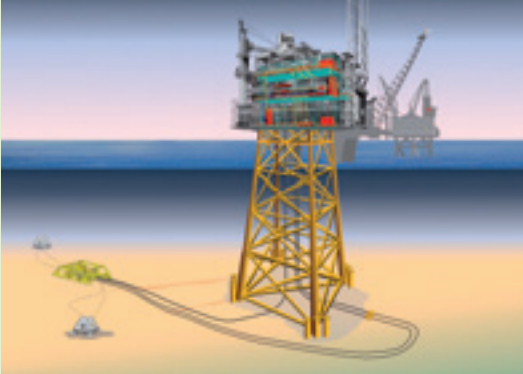
Oljen i Troll Vest blir produsert gjennom horisontale brønner som er bora i den tynne oljesona, like over kontakten mellom olje og vatn. Også her er utvinningsstrategien hovudsakleg trykkavlasting, men samtidig ekspanderer gasskappa over og vassona under oljen. I Troll Vest oljeprovins har ein del av den produserte gassen vorte injisert tilbake i reservoaret for å optimalisera oljeproduksjonen. Ein viktig del av strategien har vore å ta ut oljen raskt fordi ein vil kunna få ut mindre olje når trykket minkar i Troll Øst. Difor har ein avgrensa gassuttaket frå Troll Øst.

Transportløysing:

Gassen frå Troll Øst og Troll Vest blir transportert via to fleirfaserørleidningar til gassbehandlingsanlegget på Kollsnes. Kondensatet blir skilt frå gassen og transportert vidare i rørleidningar, dels til Stureterminalen, dels til Mongstad. Tørrgassen går i Zeepipe II A og Zeepipe II B. Oljen frå Troll B og Troll C blir transportert i Troll Oljerør I og Troll Oljerør II til oljeterminalen på Mongstad.

Status:

Oppboring av Troll Vest med horisontale produksjonsbrønner frå havbotnramma held fram med tre flyttbare bore-innretningar samtidig. I alt er det bora godt over 100 oljeproduksjonsbrønner i Troll Vest. Dei siste åra er det kvart år vedteke å bora nye produksjonsbrønner som aukar oljereservane i Troll, og framleis står det att ei rekkje brønner i boreplanen. Det er bora mange fleirgreinsbrønner med opptil seks greiner i same brønnen.



Tune

| | | |
|-----------------------------------|---|--|
| Blokker og utvinningsløyve | Blokk 30/5 – utvinningsløyve 034. Tildelt 1969. Blokk 30/6 – utvinningsløyve 053. Tildelt 1979. Blokk 30/8 – utvinningsløyve 190. Tildelt 1993. | |
| Funnår | 1996 | |
| Godkjent utbygt | 17.12.1999 av Kongen i statsråd | |
| Produksjonsstart | 28.11.2002 | |
| Operatør | Norsk Hydro Produksjon AS | |
| Rettskavarar | Norsk Hydro Produksjon AS | 40,00 % |
| | Petoro AS | 40,00 % |
| | Statoil ASA | 10,00 % |
| | Total E&P Norge AS | 10,00 % |
| Utvinnbare reservar | Opphavg: 3,0 millionar Sm ³ olje 14,1 milliardar Sm ³ gass 0,1 millionar tonn NGL | Att per 31.12.2005* 0,4 millionar Sm ³ olje 14,1 milliardar Sm ³ gass |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: Olje: 3000 fat per dag. Gass: 1,69 milliardar Sm ³ . | |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 5,0 milliardar 2006-kroner. Per 31.12.2005 er det investert totalt 4,2 milliardar 2006-kroner. | |
| Driftsorganisasjon | Bergen | |
| Hovudforsyningsbase | Mongstad | |

*Gass frå Tune blir ikkje allokert tilbake frå Oseberg. Difor er dei attverande gassreservane lik dei opphavgene.

Utbyggingsløyving:

Tunefeltet er eit gass- og gasskondensatfelt som ligg om lag ti kilometer vest for Oseberg feltcenter, på om lag 95 meters havdjup. Feltet er bygt ut med ei innretning på havbotnen sentralt på feltet, med fire produksjonsbrønner. Ei ny brønnramme skulle knytast til for å produsera frå den nordlege delen av Tune, men brønnen til Tune Nord-segmentet var tørr, og det vart vedteke å flytta brønnramma til den sørlege delen av Tune (Tune fase 3). I mars 2004 vart det gjeve PUD-fritak for utbygging av den nordlege delen av feltet, i mai 2005 for den sørlege delen av feltet.

Reservoar:

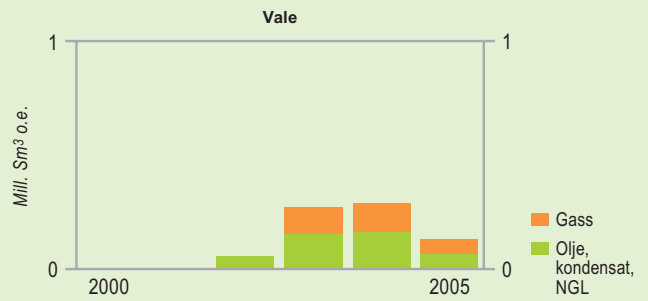
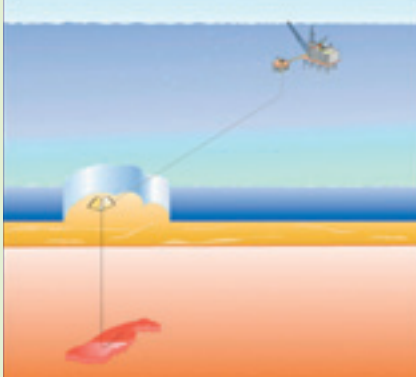
Reservoaret er bygt opp av sandstein av mellomjura alder, og er delt opp i fleire skråstilte forkastingsblokker.

Utvinningsstrategi:

Utvinninga går føre seg ved trykkavløsting.

Transportløyving:

Installasjonen på havbotnen på Tune er knytt opp til Oseberg D-innretninga med rørleidningar. På Oseberg D er det bygt ein mottaksmodul for produksjonen frå Tune. Kondensatet frå Tune blir stabilisert på Oseberg feltcenter og transportert til Stureterminalen gjennom Oseberg Transport System (OTS). Gassen frå Tune blir injisert i Osebergfeltet, medan rettskavarane til feltet får levert tilbake salsgass frå Osebergfeltet.



Vale

| | | |
|---------------------------------|--|-------------------------------------|
| Blokk og utvinningsløyve | Blokk 25/4 – utvinningsløyve 036. Tildelt 1971. | |
| Funnår | 1991 | |
| Godkjent utbygt | 23.03.2001 av Kronprinsregenten i statsråd | |
| Produksjonsstart | 31.05.2002 | |
| Operatør | Norsk Hydro Produksjon AS | |
| Rettsshavarar | Marathon Petroleum Norge AS | 46,90 % |
| | Norsk Hydro Produksjon AS | 28,85 % |
| | Total E&P Norge AS | 24,24 % |
| Utvinnbare reservar | Opphavleg: | Att per 31.12.2005 |
| | 1,7 millionar Sm ³ olje | 1,2 millionar Sm ³ olje |
| | 2,1 milliardar Sm ³ gass | 1,8 milliardar Sm ³ gass |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: | |
| | Olje: 7000 fat per dag. Gass: 0,53 milliardar Sm ³ . | |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 2,3 milliardar 2006-kroner. | |
| | Per 31.12.2005 er det investert totalt 2,1 milliardar 2006-kroner. | |
| Driftsorganisasjon | Bergen | |

Utbyggingsløyving:

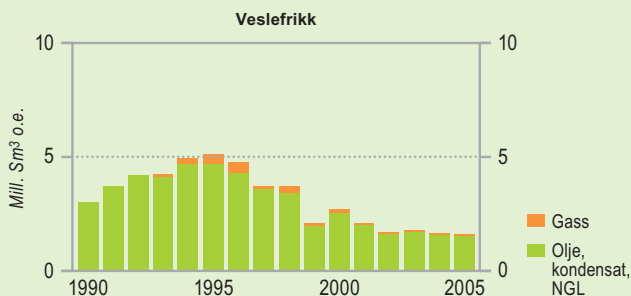
Vale ligg 16 kilometer nord for Heimdal og er bygt ut med ei innretning på havbotnen, knytt til Heimdal. Havdjupet ved innretninga er om lag 115 meter.

Reservoar:

Reservoaret er bygt opp av sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder.

Utvinningsstrategi:

Utvinninga går føre seg ved trykkavlasting.



Veslefrikk

| | |
|-----------------------------------|---|
| Blokker og utvinningsløyve | Blokk 30/3 – utvinningsløyve 052. Tildelt 1979. Blokk 30/6 – utvinningsløyve 053. Tildelt 1979. |
| Funnår | 1981 |
| Godkjent utbygt | 02.06.1987 i Stortinget |
| Produksjonsstart | 26.12.1989 |
| Operatør | Statoil ASA |
| Rettsnavarar | Paladin Resources Norge AS 27,00 % Petoro AS 37,00 % RWE Dea Norge AS 13,50 % Revus Energy ASA 4,50 % Statoil ASA 18,00 % |
| Utvinnbare reservar | Opphavleg: Att per 31.12.2005 56,7 millionar Sm ³ olje 10,0 millionar Sm ³ olje 2,8 milliardar Sm ³ gass 0,6 milliardar Sm ³ gass 1,1 millionar tonn NGL |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: Olje: 28 000 fat per dag. |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 18,1 milliardar 2006-kroner. Per 31.12.2005 er det investert totalt 17,1 milliardar 2006-kroner. |
| Driftsorganisasjon | Bergen |
| Hovudforsyningsbasar | Sotra og Florø |

Utbyggingsløyving:

Oljefeltet Veslefrikk er bygt ut med to innretningar. Havdjupe ved innretningane er om lag 185 meter. Veslefrikk A er ei stålennretning med boreanlegg og brusamband til Veslefrikk B, der brønnstraumen blir prosessert. Veslefrikk B er ei konvertert boreinnretning med prosessanlegg og bustadkvarter. Innretninga vart oppgradert i 1999 for å kunna ta imot kondensat frå Huldrafeltet. PUD for Statfjordformasjonen vart godkjend 11.06.1994. PUD for reservoar i Øvre Brent og I-områda vart godkjend 16.12.1994.

Reservoar:

Hovudreservoaret er bygt opp av sandstein i Brentgruppa av jura alder og er ei forkastingsblokk som er heva (horst). Det er òg reservoar i Intra Dunlin Sand og i Statfjordformasjonen.

Utvinningsstrategi:

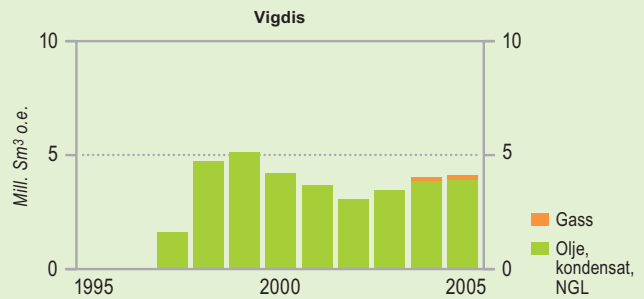
Utvinninga går føre seg med trykkstøtte frå injeksjon av vatn og gass.

Transportløyving:

Ein oljerørledning er kopla til Oseberg Transport System (OTS) for transport til Stureterminalen.

Status:

Produksjonen frå Veslefrikk er i avtrappingsfasen. Ein arbeider kontinuerleg med å auka utvinningsgraden for feltet. Gassen som blir produsert frå Veslefrikk, blir injisert tilbake i reservoaret. Ein ny utvinningsmetode er at gassen skal nyttast til alternerande vassinjeksjon og gassinjeksjon (VAG) i Statfjordformasjonen og Brentformasjonen. Andre utvinningsmetodar inkluderer vassavstenging, sonestyrt injeksjon og auka gasslyft i brønnane.



Vigdis

| | | |
|---------------------------------|---|-------------------------------------|
| Blokk og utvinningsløyve | Blokk 34/7 – utvinningsløyve 089. Tildelt 1984. | |
| Funnår | 1986 | |
| Godkjent utbygt | 16.12.1994 av Kongen i statsråd | |
| Produksjonsstart | 28.01.1997 | |
| Operatør | Statoil ASA | |
| Rettskavalar | ExxonMobil Exploration & Production Norway AS | 10,50 % |
| | Idemitsu Petroleum Norge AS | 9,60 % |
| | Norsk Hydro Produksjon AS | 13,28 % |
| | Petoro AS | 30,00 % |
| | RWE Dea Norge AS | 2,80 % |
| | Statoil ASA | 28,22 % |
| | Total E&P Norge AS | 5,60 % |
| Utvinnbare reservar | Opphavleg: | Att per 31.12.2005 |
| | 55,4 millionar Sm ³ olje | 22,4 millionar Sm ³ olje |
| | 1,7 milliardar Sm ³ gass | 1,3 milliardar Sm ³ gass |
| | 1,2 millionar tonn NGL | 0,9 millionar tonn NGL |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: | |
| | Olje: 65 000 fat per dag. Gass: 0,23 milliardar Sm ³ . NGL: 0,16 millionar tonn. | |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 12,5 milliardar 2006-kroner. Per 31.12.2005 er det investert totalt 10,9 milliardar-2006-kroner. | |
| Driftsorganisasjon | Stavanger | |
| Hovudforsyningsbase | Florø | |

Utbyggingsløyving:

Vigdis er eit oljefelt som ligg mellom felta Snorre og Gullfaks, på 280 meters havdjup. Feltet er bygt ut med havbotnrammer som er knytte til Snorre A. Brønnstraumen blir overført til Snorre A i to rørleidningar. Vatn til injeksjon kjem i ein rørleidning frå Snorre A. Oljen frå Vigdis blir prosessert i ein eigen modul på Snorre A. PUD for utvida Vigdis (Vigdis Extension), inkludert funna 34/7-23 S, 34/7-29 S og 34/7-31 og førekomstar nær dei, vart godkjend 20.12.2002.

Reservoar:

Reservoara er bygde opp av sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder. I tillegg inneheld feltet reservoar som er bygde opp av sandstein i Statfjordformasjonen av tidlegjura og seintrias alder, og reservoar av sandstein frå same tidsperioden som Draupneformasjonen av seinjura alder. Reservoara ligg på 2200–2600 meters djup.

Utvinningsstrategi:

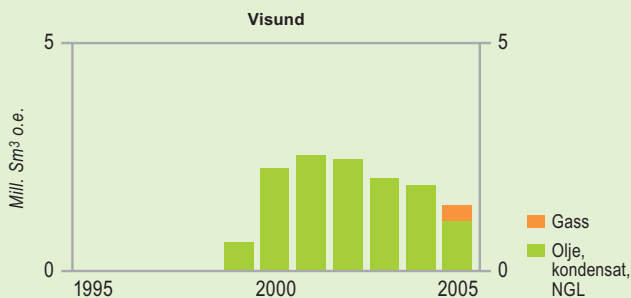
Utvinninga er basert på delvis trykkvedlikehald ved hjelp av vassinjeksjon.

Transportløyving:

Stabilisert olje frå Vigdis blir send frå Snorre A til Gullfaks A for lagring og utskipping. Gassen frå Vigdis blir nytta til injeksjon i Snorrefeltet.

Status:

Nye brønner til nye førekomstar i Vigdisområdet (Vigdis Extension fase 2) er vedtekte. Det er òg vedtekte å installera ei havbotnramme på Vigdis Øst-førekomsten, for produksjon og vassinjeksjon.



Visund

| | | |
|---------------------------------|---|--------------------------------------|
| Blokk og utvinningsløyve | Blokk 34/8 – utvinningsløyve 120. Tildelt 1985. | |
| Funnår | 1986 | |
| Godkjent utbyggt | 29.03.1996 i Stortinget | |
| Produksjonsstart | 21.04.1999 | |
| Operatør | Statoil ASA | |
| Rettsshavarar | Norsk Hydro Produksjon AS | 20,30 % |
| | Norske ConocoPhillips AS | 9,10 % |
| | Petoro AS | 30,00 % |
| | Statoil ASA | 32,90 % |
| | Total E&P Norge AS | 7,70 % |
| Utvinnbare reservar | Opphavleg: | Att per 31.12.2005 |
| | 27,3 millionar Sm ³ olje | 14,4 millionar Sm ³ olje |
| | 52,9 milliardar Sm ³ gass | 52,6 milliardar Sm ³ gass |
| | 6,8 millionar tonn NGL | 6,8 millionar tonn NGL |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: | |
| | Olje: 32 000 fat per dag. Gass: 1,64 milliardar Sm ³ . NGL: 0,25 millionar tonn. | |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 24,9 milliardar 2006-kroner. Per 31.12.2005 er det investert totalt 18,8 milliardar 2006-kroner. | |
| Driftsorganisasjon | Bergen | |
| Hovudforsyningsbase | Florø | |

Utbyggingsløyving:

Visund er eit oljefelt som ligg aust for Snorrefeltet. Utbyggingsløyvinga omfattar ei halvt nedsenkbar integrert bustad, bore- og prosessinnretning i stål (Visund A). Havet er 335 meter djupt ved Visund A. I tillegg er den nordlege delen av Visund bygd ut med ei innretning på havbotnen, om lag ti kilometer nord for Visund A. PUD for gasseksport vart godkjend 04.10.2002.

Reservoar:

Visund inneheld olje og gass i fleire skråstilte forkastingsblokker med ulike trykk- og væskesystem. Reservoara finst i sandstein i Brentgruppa og Statfjordformaasjonen av jura og trias alder.

Utvinningsstrategi:

Oljeutvinninga går føre seg ved hjelp av gassinjeksjon. I eitt av reservoara blir det òg injisert tilbake produsert vatn. Hausten 2005 byrja ein å eksportera delar av den produserte gassen.

Transportløyving:

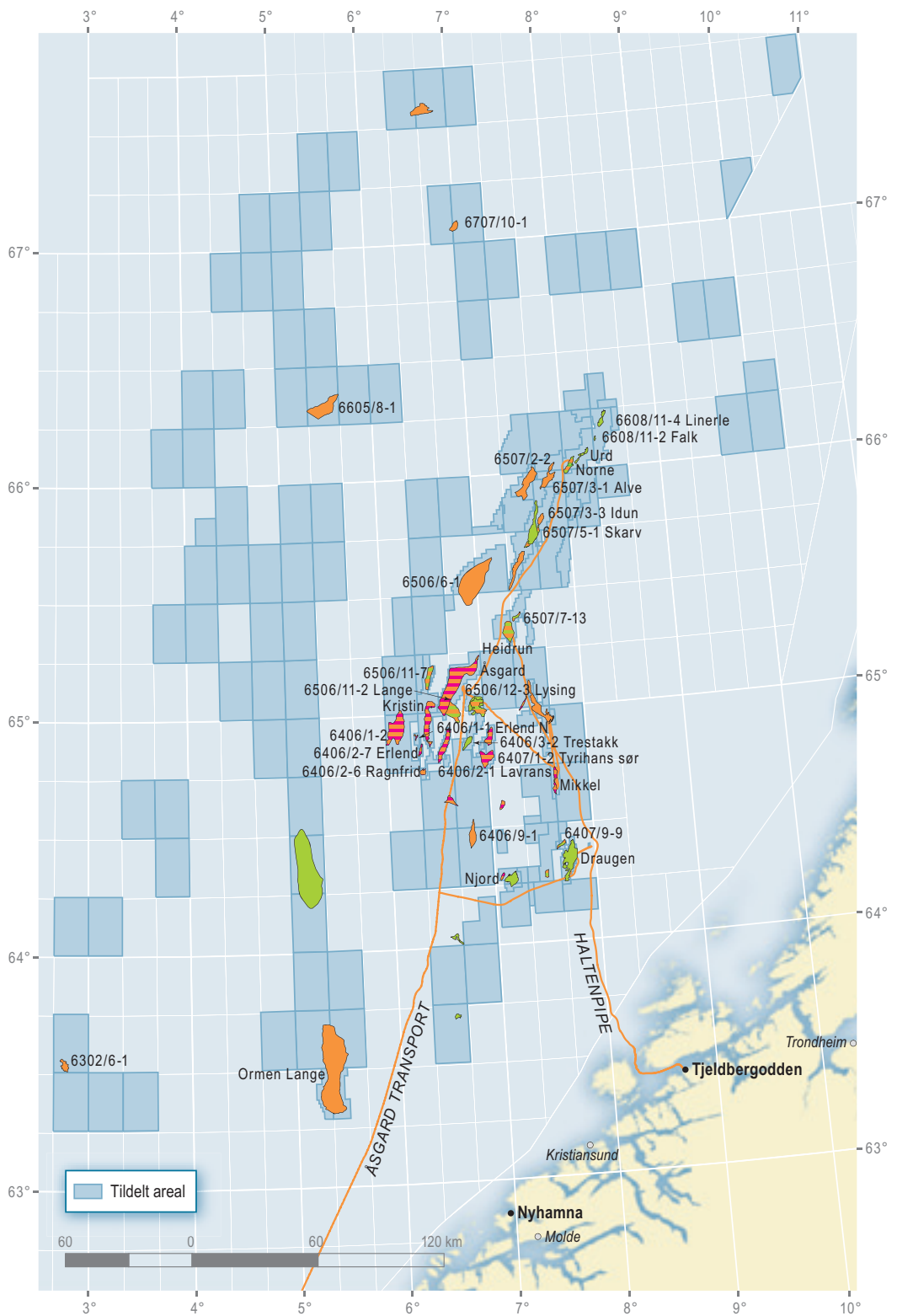
Oljen går i rør til Gullfaks A. Der blir han lagra og skipa ut saman med olje frå Gullfaks. Gassen blir eksportert til Kvitebjørn gassrørledning og derifrå til Kollsnes, der NGL blir skild ut før gassen blir eksportert vidare til marknaden.

Status:

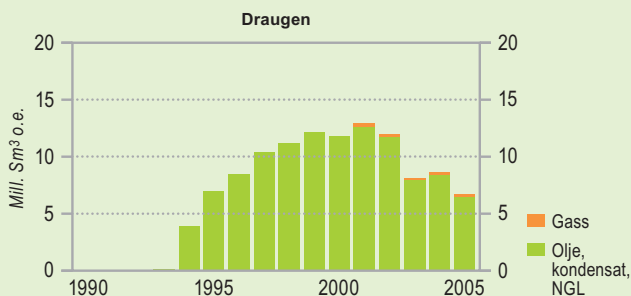
Gasseksporten byrja 01.10.2005. Det blir arbeidd med å optimalisera oljeutvinninga for gasseksportnivået aukar. Mellom anna vurderer ein å skaffa meir vatn for å auka vassinjeksjonen.

Norskehavet

Norskehavet er eit mindre modet petroleumsområde. Draugen var det første feltet som kom i produksjon, i 1993. I dag er åtte felt i produksjon i området etter at Kristin og Urd kom i produksjon i 2005. Eitt felt, Ormen Lange, er under utbygging, og rettshavarane har vedteke å byggja ut eitt til, Tyrihans. Norskehavet har store gassreservar. Gassen blir i dag transportert i rørleidningar til Tjeldbergodden i Møre og Romsdal og til Kårstø i Rogaland. Gassen frå Ormen Lange vil gå i ny rørleidning til Nyhamna og derifrå vidare til Storbritannia.



Figur 11.6 Norskehavet
(Kjilde: Oljedirektoratet)



Draugen

| | | |
|---------------------------------|---|-------------------------------------|
| Blokk og utvinningsløyve | Blokk 6407/9 – utvinningsløyve 093. Tildelt 1984. | |
| Funnår | 1984 | |
| Godkjent utbygt | 19.12.1988 i Stortinget | |
| Produksjonsstart | 19.10.1993 | |
| Operatør | A/S Norske Shell | |
| Rettskavarar | A/S Norske Shell | 26,20 % |
| | BP Norge AS | 18,36 % |
| | Chevron Norge AS | 7,56 % |
| | Petoro AS | 47,88 % |
| Utvinnbare reservar | Opphavleg: | Att per 31.12.2005 |
| | 137,9 millionar Sm ³ olje | 28,8 millionar Sm ³ olje |
| | 1,2 milliardar Sm ³ gass | 0,2 milliardar Sm ³ gass |
| | 2,2 millionar tonn NGL | 0,7 millionar tonn NGL |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: | |
| | Olje: 81 000 fat per dag. Gass: 0,12 milliardar Sm ³ . NGL: 0,17 millionar tonn. | |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 26,6 milliardar 2006-kroner. | |
| | Per 31.12.2005 er det investert totalt 25,8 milliardar 2006-kroner. | |
| Driftsorganisasjon | Kristiansund | |
| Hovudforsyningsbase | Kristiansund | |

Utbyggingsløyving:

Draugen er eit oljefelt som ligg på 250 meters havdjup. Feltet er bygt ut med ei botnfast betonginnretning med integrert dekk. Stabilisert olje blir lagra i tankar i botnen av innretninga. To rørleidningar bind innretninga saman med ei flytande lastebøye. Garn Vest-førekomsten og Rogn Sør-førekomsten er bygde ut med i alt fem havbotnbrønner og er knytte til hovudinnretninga på Draugen. Feltet har seks havbotnkompletterte vassinjeksjonsbrønner. Tilleggsressursar i Garn Vest-førekomsten kom i produksjon i desember 2001, medan utbygging av tilleggsressursar i Rogn Sør-førekomsten vart godkjend våren 2001 og kom i produksjon i januar 2003.

Reservoar:

Hovudreservoaret er bygt opp av sandstein i Rognformasjonen av seinjura alder. I tillegg blir det produsert frå Garnformasjonen vest på feltet. Reservoaret er relativt homogent, med gode reservoareigenskapar.

Utvinningsstrategi:

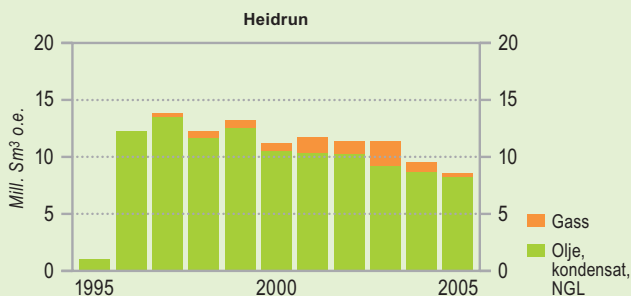
Feltet blir produsert ved hjelp av trykkvedlikehald med vassinjeksjon.

Transportløyving:

Oljen blir eksportert via ei flytande lastebøye til tankskip. Den assosierte gassen blir levert gjennom Åsgard Transport til Kårstø.

Status:

Oljeproduksjonen gjekk av platå rundt 2003, og mengda av produsert vatn aukar. Ein vurderer tiltak for å auka oljeutvinninga. Eit pilotprosjekt for reinjeksjon av produsert vatn er i gang, og permanent fullskala reinjeksjon vil bli vurdert. I tillegg er det planar om gassinjeksjon og nye brønner.



Heidrun

| | |
|-----------------------------------|---|
| Blokker og utvinningsløyve | Blokk 6507/8 – utvinningsløyve 124. Tildelt 1986. Blokk 6707/7 – utvinningsløyve 095. Tildelt 1984. |
| Funnår | 1985 |
| Godkjent utbygt | 14.05.1991 i Stortinget |
| Produksjonsstart | 18.10.1995 |
| Operatør | Statoil ASA |
| Rettskavarar | Eni Norge AS 5,12 % Norske ConocoPhillips AS 24,31 % Petoro AS 58,16 % Statoil ASA 12,41 % |
| Utvinnbare reservar | Opphavleg: Att per 31.12.2005 180,0 millionar Sm ³ olje 72,4 millionar Sm ³ olje 42,7 milliardar Sm ³ gass 34,9 milliardar Sm ³ gass 1,6 millionar tonn NGL 1,2 millionar tonn NGL |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: Olje: 145 000 fat per dag. Gass: 0,3 milliardar Sm ³ . NGL: 0,03 millionar tonn. |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 67,8 milliardar 2006-kroner. Per 31.12.2005 er det investert totalt 56,1 milliardar 2006-kroner. |
| Driftsorganisasjon | Stjørdal |
| Hovudforsyningsbase | Kristiansund |

Utbyggingsløysing:

Heidrun ligg på Haltenbanken utanfor Midt-Noreg, på 350 meters havdjup. Feltet er bygt ut med ei flytande strekkstaginnretning i betong over ei havbotnramme med 56 brønnsliissar. Den nordlege delen av feltet blir produsert via havbotninnretningar. PUD for Heidrun nordflanke vart godkjend 12.05.2000.

Reservoar:

Reservoaret er bygt opp av sandstein av tidlegjura og mellomjura alder. Strukturen er sterkt forkasta.

Utvinningsstrategi:

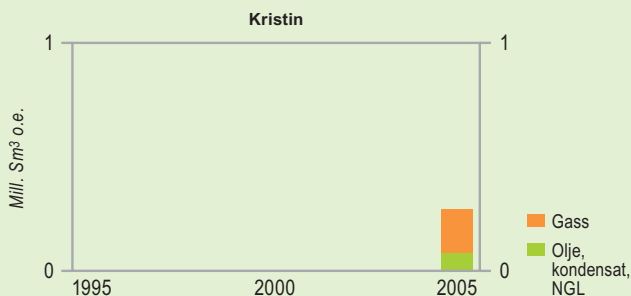
Utvinningsstrategien for feltet er trykkvedlikehald ved hjelp av vassinjeksjon og injeksjon av overskots-gass.

Transportløysing:

Oljen på Heidrun blir overført til tankskip på feltet og skipa til Mongstad og Tetney (Storbritannia). Gassen går i ein eigen rørleidning til Tjeldbergodden og i Åsgard Transport til Kårstø.

Status:

Injeksjon av lågsulfat sjøvattn tok til i november 2003. Ein arbeider aktivt for å finna metodar som kan auka utvinningsgraden og påvisa nye førekomstar.



Kristin

| | |
|-----------------------------------|---|
| Blokker og utvinningsløyve | Blokk 6406/2 – utvinningsløyve 199. Tildelt 1993. Blokk 6506/11 – utvinningsløyve 134 B. Tildelt 2000. |
| Funnår | 1997 |
| Godkjent utbygt | 17.12.2001 i Stortinget |
| Produksjonsstart | 03.11.2005 |
| Operatør | Statoil ASA |
| Rettskavarar | Eni Norge AS 9,00 % Mobil Development Norway AS 10,50 % Norsk Hydro Produksjon AS 14,00 % Petoro AS 18,90 % Statoil ASA 41,60 % Total E&P Norge AS 6,00 % |
| Utvinnbare reservar | Opphavleg: Att per 31.12.2005 37,2 millionar Sm ³ olje 37,2 millionar Sm ³ olje 43,2 milliardar Sm ³ gass 43,0 milliardar Sm ³ gass 7,9 millionar tonn NGL 7,8 millionar tonn NGL 1,0 millionar Sm ³ kondensat 0,8 millionar Sm ³ kondensat |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: Olje: 47 000 fat per dag. Gass: 2,96 milliardar Sm ³ . NGL: 0,68 millionar tonn. Kondensat: 0,76 millionar Sm ³ . |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 23,7 milliardar 2006-kroner. Per 31.12.2005 er det investert totalt 20,1 milliardar 2006-kroner. |
| Driftsorganisasjon | Stjørdal |
| Hovudforsyningsbase | Kristiansund |

Utbyggingsløyving:

Kristin er eit gassfelt som er bygt ut med eit havbotnanlegg og ei halvt nedsenkbar produksjonsinnretning for prosessering. Havdjupe ved innretninga er om lag 370 meter. Det er lagt til rette for prosessering av produksjon frå andre funn i området når Kristin går av platå. Det er allereie vedteke at Tyrihans skal knytast til Kristin.

Reservoar:

Reservoara er i sandstein av mellomjura alder og ligg på om lag 4600 meters djup. Reservoara ligg i Garnformasjonen, Ieformasjonen og Tofteformasjonen, og inneheld gass og kondensat under svært høgt trykk og høg temperatur.

Utvinningsstrategi:

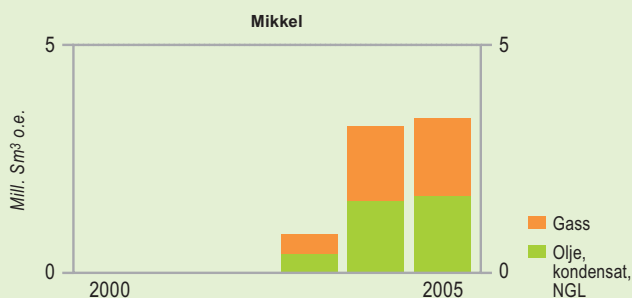
Utvinninga går føre seg ved hjelp av trykkavlastning.

Transportløyving:

Rikgassen frå Kristin blir transportert i ein eigen rørleidning til Åsgard Transport. Gassen går til anlegget på Kårstø, der etan og NGL blir skilde ut. Salsgassen blir transportert vidare til kontinentet. Lettolje blir separert og stabilisert på Kristin og overført til eit lagerskip som er knytt til Åsgard C-lasteboye for lagring og utskiping. Frå 01.07.2006 vil kondensat frå Kristin bli selt som olje (Halten Blend).

Status:

Reservane i Tofteformasjonen inngår i Kristin. Boring av utvinningsbrønner har teke lengre tid enn planlagt, og produksjonen er difor førebels lågare enn venta.



Mikkell

| | |
|-----------------------------------|---|
| Blokker og utvinningsløyve | Blokk 6407/5 – utvinningsløyve 121. Tildelt 1986. Blokk 6407/6 – utvinningsløyve 092. Tildelt 1984. |
| Funnår | 1987 |
| Godkjent utbygt | 14.09.2001 av Kongen i statsråd |
| Produksjonsstart | 01.08.2003 |
| Operatør | Statoil ASA |
| Rettskavarar | Eni Norge AS 14,90 % Mobil Development Norway AS 33,48 % Norsk Hydro Produksjon AS 10,00 % Statoil ASA 33,97 % Total E&P Norge AS 7,65 % |
| Utvinnbare reservar | Opphavleg: Att per 31.12.2005 4,7 millionar Sm ³ olje 4,7 millionar Sm ³ olje 24,0 milliardar Sm ³ gass 20,1 milliardar Sm ³ gass 5,9 millionar tonn NGL 4,9 millionar tonn NGL 2,0 millionar Sm ³ kondensat 0,3 millionar Sm ³ kondensat |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: Olje: 5000 fat per dag. Gass: 1,75 milliardar Sm ³ . NGL: 0,42 millionar tonn. Kondensat: 0,34 millionar Sm ³ . |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 2,2 milliardar 2006-kroner. Per 31.12.2005 er det investert totalt 2,0 milliardar 2006-kroner. |
| Driftsorganisasjon | Stjørdal |
| Hovudforsyningsbase | Kristiansund |

Utbyggingsløyving:

Mikkell er eit gass- og kondensatfelt med ein 300 meter tjukk gasskolonne og ein 17 meter underliggende oljekolonne. Feltet ligg aust på Haltenbanken på 220 meters havdjup. Mikkell er bygt ut med eit havbotnanlegg med to brønnrammer. Brønnstraumen frå Mikkelfeltet går til Åsgard B, der han blir prosessert.

Reservoar:

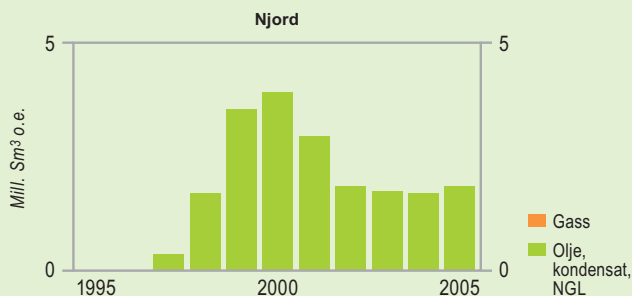
Reservoaret er bygt opp av sandstein av mellonjura alder i seks strukturar som er skilde av forkastingar.

Utvinningsstrategi:

Utvinninga går føre seg ved hjelp av trykkavlasting.

Transportløyving:

Frå Mikkell går brønnstraumen til Åsgard B-innretninga for prosessering. Her blir kondensatet skilt frå gassen og stabilisert før det blir skipa frå feltet saman med Åsgards eige kondensat. Rikgassen går i rørleidninga Åsgard Transport til Kårstø, der våtgasskomponentane blir skilde ut. Tørrgassen blir transportert vidare til kontinentet gjennom rørleidninga Europipe II.



Njord

| | | |
|-----------------------------------|---|-------------------------------------|
| Blokker og utvinningsløyve | Blokk 6407/10 – utvinningsløyve 132. Tildelt 1987. Blokk 6407/7 – utvinningsløyve 107. Tildelt 1985. | |
| Funnår | 1986 | |
| Godkjent utbygt | 12.06.1995 i Stortinget | |
| Produksjonsstart | 30.09.1997 | |
| Operatør | Norsk Hydro Produksjon AS | |
| Rettskavalar | E.ON Ruhrgas Norge AS | 30,00 % |
| | Endeavour Energy Norge AS | 2,50 % |
| | Gaz de France Norge AS | 20,00 % |
| | Mobil Development Norway AS | 20,00 % |
| | Norsk Hydro Produksjon AS | 20,00 % |
| | Petoro AS | 7,50 % |
| Utvinnbare reserver | Opphavleg: | Att per 31.12.2005 |
| | 24,2 millionar Sm ³ olje | 4,6 millionar Sm ³ olje |
| | 8,7 milliardar Sm ³ gass | 8,7 milliardar Sm ³ gass |
| | 1,4 millionar tonn NGL | 1,4 millionar tonn NGL |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: | |
| | Olje: 22 000 fat per dag. | |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 12,9 milliardar 2006-kroner. Per 31.12.2005 er det investert totalt 11,6 milliardar 2006-kroner. | |
| Driftsorganisasjon | Kristiansund | |
| Hovudforsyningsbase | Kristiansund | |

Utbyggingsløyving:

Njord er eit oljefelt som ligg om lag 30 kilometer vest for Draugen, på om lag 330 meters havdjupe. Det er bygt ut med ei halvt nedsenkbar bore-, bustad- og produksjonsinnretning i stål. Innretninga er plassert over havbotnkompletterte brønningar som er knytte til innretninga med fleksible stigerør. PUD for Njord gassseksport vart godkjend 21.01.2005.

Reservoar:

Reservoaret er bygt opp av sandstein i Tilje- og Ileformasjonane av jura alder. Feltet har eit komplisert forkastingsmønster med berre delvis kommunikasjon mellom segmenta.

Utvinningsstrategi:

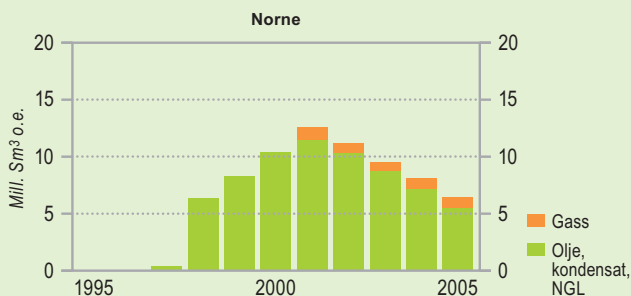
Mesteparten av gassen som blir produsert på Njord, blir reinjisert på austflanken for å gje trykkstøtte og auka oljeutvinninga frå denne delen av feltet. Dei vestlege og nordlege segmenta blir produserte ved trykkavlasting.

Transportløyving:

Oljen blir lasta over frå lagerskipet "Njord B" til tankskip og transportert til marknaden.

Status:

Gasseksporten frå feltet tek til i oktober 2007. Rettskavarane har vedteke å senda inn PUD for nordvestflanken sommaren 2006.



Norne

| | |
|-----------------------------------|--|
| Blokker og utvinningsløyve | Blokk 6508/1 – utvinningsløyve 128 B. Tildelt 1998. Blokk 6608/10 – utvinningsløyve 128. Tildelt 1986. |
| Funnår | 1992 |
| Godkjent utbygt | 09.03.1995 i Stortinget |
| Produksjonsstart | 06.11.1997 |
| Operatør | Statoil ASA |
| Rettskavarar | Eni Norge AS 6,90 % Norsk Hydro Produksjon AS 8,10 % Petoro AS 54,00 % Statoil ASA 31,00 % |
| Utvinnbare reservar | Opphavleg: Att per 31.12.2005 89,2 millionar Sm ³ olje 21,4 millionar Sm ³ olje 14,0 milliardar Sm ³ gass 9,4 milliardar Sm ³ gass 1,7 millionar tonn NGL 1,2 millionar tonn NGL |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: Olje: 76 000 fat per dag. Gass: 1,2 milliardar Sm ³ . NGL: 0,16 millionar tonn. |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 22,7 milliardar 2006-kroner. Per 31.12.2005 er det investert totalt 18,6 milliardar-2006-kroner. |
| Driftsorganisasjon | Harstad |
| Hovudforsyningsbase | Sandnessjøen |

Utbyggingsløyving:

Norne er eit oljefelt som ligg om lag 80 kilometer nord for Heidrun, på 380 meters havdjup. Feltet er bygt ut med eit produksjons- og lagerskip knytt til fem brønnrammer. Brønnstraumen blir ført opp til produksjonsskipet gjennom fleksible stigerør. Skipet har prosessanlegg og tankar der oljen blir lagra.

Reservoar:

Nornefeltet er bygt opp av to separate segment. Oljen og gassen på Norne er i sandstein av jura alder. Olje finst hovudsakleg i Ile- og Tofteformasjonane, gass i Garnformasjonen. Reservoaret er på det grunnaste 2525 meter djupt.

Utvinningsstrategi:

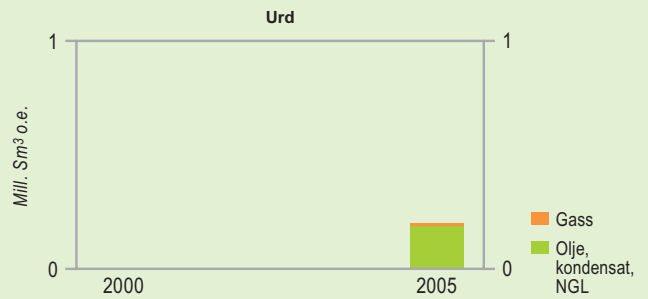
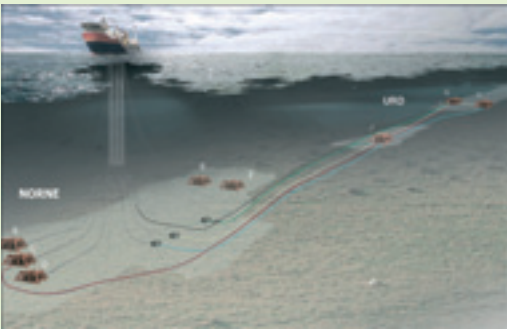
Oljen blir produsert ved hjelp av vassinjeksjon. Gassinjeksjonen vart avslutta i 2005.

Transportløyving:

Oljen blir lasta på tankskip og transportert til marknaden. Gasseksporten tok til i februar 2001 og skjer via ein eigen rørleidning til Åsgard og vidare i Åsgard Transport til Kårstø.

Status:

Det er sett i verk tiltak for å auka utvinninga, mellom anna ved mikrobiell utvinning (MEOR) og ved å ta i bruk ny brønnteknologi.



Urd

| | | |
|---------------------------------|---|-------------------------------------|
| Blokk og utvinningsløyve | Blokk 6608/10 – utvinningsløyve 128. Tildelt 1986. | |
| Funnår | 2000 | |
| Godkjent utbygt | 02.07.2004 av Kronprinsregenten i statsråd | |
| Produksjonsstart | 08.11.2005 | |
| Operatør | Statoil ASA | |
| Rettskavalar | Eni Norge AS | 11,50 % |
| | Norsk Hydro Produksjon AS | 13,50 % |
| | Petoro AS | 24,55 % |
| | Statoil ASA | 50,45 % |
| Utvinnbare reserver | Opphavleg: | Att per 31.12.2005 |
| | 11,3 millionar Sm ³ olje | 11,1 millionar Sm ³ olje |
| | 0,1 milliardar Sm ³ gass | 0,1 milliardar Sm ³ gass |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: Olje: 47 000 fat per dag. Gass: 0,11 milliardar Sm ³ . | |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 3,8 milliardar 2006-kroner. Per 31.12.2005 er det investert totalt 3,1 milliardar 2006-kroner. | |
| Driftsorganisasjon | Harstad | |

Utbyggingsløyving:

Urd omfattar funna 6608/10-6 Svale, 6608/10-8 Stær og 6608/10-9 Lerke, som ligg nordaust for Norne. Urd er bygt ut med brønnrammer knytte opp mot Norne-skipet. Havdjupet er om lag 380 meter. Det er planlagt i alt fem oljeprodusentar og tre vassinjektorar. Brønnrammene har ledige slissar for ekstra brønnar eller innfasing av tilleggsressursar.

Reservoar:

Førekostane ligg i roterte forkastingsblokker i den nordlege delen av Dønnterrassen. Reservoara er av tidlegjura til mellomjura alder og er bygde opp av sandstein i Åre-, Tilje- og Ileforsjonane.

Utvinningsstrategi:

Oljen i Svale er tung, viskøs og undermetta, medan oljen i Stær er lettare og meir lik oljen i Norne. Svale og Stær blir drenert med vassinjeksjon. I tillegg er brønnane utstyrte med gasslyft for å handtere lågt trykk og høgt vasskutt.

Transportløyving:

Brønnstraumen blir prosessert på Norne-skipet, og olje/kondensat blir stabilisert og bøyelasta saman med olje eller kondensat frå Nornefeltet. Rikgassen blir eksportert saman med gass frå Nornefeltet i Åsgard Transport og behandla på Kårstø.

Status:

Tre brønnar var bora og kompletterte før produksjonsstarten i november 2005. Etter planen skal dei fem siste brønnane vera kompletterte i første halvåret av 2006.

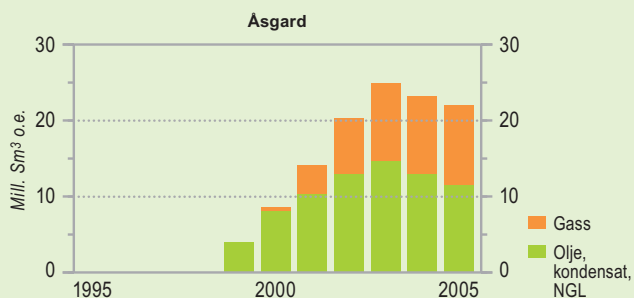


Åsgard

| | | |
|-----------------------------------|---|---|
| Blokker og utvinningsløyve | Blokk 6406/3 – utvinningsløyve 094 B. Tildelt 2002. Blokk 6407/2 – utvinningsløyve 074. Tildelt 1982. Blokk 6407/3 – utvinningsløyve 237. Tildelt 1988. Blokk 6506/11 – utvinningsløyve 134. Tildelt 1987. Blokk 6506/12 – utvinningsløyve 094. Tildelt 1984. Blokk 6507/11 – utvinningsløyve 062. Tildelt 1981. | |
| Funnår | 1981 | |
| Godkjent utbygt | 14.06.1996 i Stortinget | |
| Produksjonsstart | 19.05.1999 | |
| Operatør | Statoil ASA | |
| Rettskavalar | Eni Norge AS | 14,90 % |
| | Mobil Development Norway AS | 7,35 % |
| | Norsk Hydro Produksjon AS | 9,60 % |
| | Petoro AS | 35,50 % |
| | Statoil ASA | 25,00 % |
| | Total E&P Norge AS | 7,65 % |
| Utvinnbare reserver | Opphavleg: | Att per 31.12.2005 |
| | 109,7 millionar Sm ³ olje | 64,2millionar Sm ³ olje |
| | 196,2 milliardar Sm ³ gass | 153,8 milliardar Sm ³ gass |
| | 41,1 millionar tonn NGL | 33,9 millionar tonn NGL |
| | 16,1 millionar Sm ³ kondensat | 1,2 millionar Sm ³ kondensat |
| Produksjon | Venta produksjon i 2006: | |
| | Olje: 109 000 fat per dag. Gass: 9,98 milliardar Sm ³ . NGL: 2,08 millionar tonn. | |
| | Kondensat: 1,41 millionar Sm ³ . | |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 66,5 milliardar 2006-kroner. | |
| | Per 31.12.2005 er det investert totalt 58,9 milliardar 2006-kroner. | |
| Driftsorganisasjon | Stjørdal | |
| Hovudforsyningsbase | Kristiansund | |

Utbyggingsløysing:

Åsgard ligg på 240–300 meters havdjup. Feltet er bygt ut med havbotnkompletterte brønningar som er knytte til eit produksjons- og lagerskip, "Åsgard A", som produserer og lagrar olje, og ei flytande, halvt nedsenkbar innretning, Åsgard B, som behandlar gass og kondensat. Til gassenteret er det knytt eit lagerskip for kondensat, "Åsgard C". Innretningane på Åsgard utgjer ein viktig del av infrastrukturen i Norskehavet. I tillegg til at dei behandlar eigen produksjon, behandlar dei gassen frå Mikkel. Åsgardfeltet er bygt ut i to fasar. Væskefasen kom i produksjon i 1999 og gasseksportfasen 01.10.2000. Åsgard omfattar funna 6506/12-1 Smørbukk, 6506/12-3 Smørbukk Sør og 6507/11-1 Midgard.



Reservoar:

6506/12-1 Smørbukk ligg på ei rotert forkastingsblokk avgrensa av forkastingar i vest og nord og strukturelt djupare område mot sør og aust. Reservoara i Garn-, Ile-, Tofte-, Tilje- og Åreformasjonane er av jura alder og inneheld gass, kondensat og olje. Reservoaret ligg på djup ned mot 4850 meter. 6506/12-3 Smørbukk Sør, med reservoarbergartar i Garn-, Ile- og Tiljeformasjonane, er av tidlegjura til mellomjura alder og inneheld olje, gass og kondensat. Midgardfunnet er delt inn i fire strukturelle segment med hovudreservoar i Garn- og Ileformasjonane av mellomjura alder.

Utvinningstrategi:

I 6506/12-1 Smørbukk og 6506/12-3 Smørbukk Sør går utvinninga føre seg ved hjelp av gassinjeksjon. 6507/11-1 Midgard blir produsert ved trykkavlastning. Under gasskappa på 6507/11-1 Midgard er det ei tynn oljesone (11,5 meter) som det førebels ikkje er planar om å produsera.

Transportløysing:

Olje og kondensat blir mellombels lagra på feltet og transportert til land med skytteltankarar. Gassen går i Åsgard Transport til Kårstø. Frå 01.07.2006 vil kondensat frå Åsgard bli selt som olje (Halten Blend).

Status:

Dei fleste av produksjonsbrønnane er bora, og ein arbeider aktivt for å auka utvinninga frå feltet. Det er betre produksjonsegenskapar enn venta.

Felt der produksjonen er avslutta

Felta i denne oversikta har per 31.12.2005 avslutta produksjonen. For nokre av desse felta ligg det føre planar om ny utbygging.

Albuskjell

| | |
|---|--|
| Blokk | 1/6 og 2/4 |
| Godkjent utbygt | 25.04.1975 |
| Avslutningsplan/ disponering | Avslutningsplan godkjend ved kgl.res. 21.12.2001 og St.meld. nr. 47 (1999–2000) |
| Produksjonsstart | 26.05.1979 |
| Produksjonsslutt | 26.08.1998 |
| Total produksjon i levetida til feltet | Olje: 7,4 millionar Sm ³ . Gass: 15,5 milliardar Sm ³ . NGL: 1,0 million tonn. |

Status: Det er ingen konkrete planar om utvinning av attverande ressursar. Sluttdisponeringa er planlagd til 2007/2008.

Cod

| | |
|---|---|
| Blokk | 7/11 |
| Godkjent utbygt | 04.05.1973 |
| Avslutningsplan/ disponering | Avslutningsplan godkjend ved kgl.res. 21.12.2001 og St.meld. nr. 47 (1999–2000) |
| Produksjonsstart | 26.12.1977 |
| Produksjonsslutt | 05.08.1998 |
| Total produksjon i levetida til feltet | Olje: 2,9 millionar Sm ³ . Gass: 7,3 milliardar Sm ³ . NGL: 0,5 millionar tonn. |

Status: Det er ingen planar om utvinning av attverande ressursar. Sluttdisponeringa er planlagd til 2007.

Edda

| | |
|--|---|
| Blokk | 2/7 |
| Godkjent utbygt | 25.04.1975 |
| Avslutningsplan/ disponering | Avslutningsplan godkjend ved kgl.res. 21.12.2001 og St.meld. nr. 47 (1999–2000) |
| Produksjonsstart | 02.12.1979 |
| Produksjonsslutt | 05.08.1998 |
| Total produksjon i levetida til feltet. | Olje: 4,8 millionar Sm ³ . Gass: 2,0 milliardar Sm ³ . NGL: 0,2 millionar tonn. |

Status: Det er ingen konkrete planar om utvinning av attverande ressursar. Sluttdisponeringa skjer i 2006 og i 2013.

Frigg

| | |
|---|---|
| Blokk | 25/1 |
| Godkjent utbygt | 13.06.1974 |
| Avslutningsplan/ disponering | Avslutningsplan godkjend ved kgl.res. 26.09.2003 og St.prp. nr. 38 (2003–2004) |
| Produksjonsstart | 13.09.1977 |
| Produksjonsslutt | 26.10.2004 |
| Total produksjon i levetida til feltet | Gass: 116,2 milliardar Sm ³ . Kondensat: 0,5 millionar Sm ³ . |

Status: Sluttdisponeringa av innretningane er i gang.

Frøy

| | |
|---|---|
| Blokk | 25/2 og 25/5 |
| Godkjent utbygt | 18.05.1992 |
| Avslutningsplan/ disponering | Avslutningsplan godkjend ved kgl.res. 29.05.2001 og St.meld. nr. 47 (1999–2000) |
| Produksjonsstart | 15.05.1995 |
| Produksjonsslutt | 05.03.2001 |
| Total produksjon i levetida til feltet | Olje: 5,6 millionar Sm ³ . Gass: 1,6 milliardar Sm ³ . Kondensat: 0,1 million Sm ³ . |

Status: Ingen aktivitet.

Lille-Frigg

| | |
|---|--|
| Blokk | 25/2 |
| Godkjent utbygt | 06.09.1991 |
| Avslutningsplan/ disponering | St.prp. nr. 53 (1999–2000) og St.meld. nr. 47 (1999–2000) |
| Produksjonsstart | 13.05.1994 |
| Produksjonsslutt | 25.03.1999 |
| Total produksjon i levetida til feltet | Olje: 1,3 millionar Sm ³ . Gass: 2,2 milliardar Sm ³ . |

Status: Ingen aktivitet.

Mime

| | |
|---|--|
| Blokk | 7/11 |
| Godkjent utbygt | 06.11.1992 |
| Avslutningsplan/ disponering | St.prp. nr. 15 (1996–1997) og St.meld. nr. 47 (1999–2000) |
| Produksjonsstart | 25.10.1990 |
| Produksjonsslutt | 04.11.1993 |
| Total produksjon i levetida til feltet | Olje: 0,4 millionar Sm ³ . Gass: 0,1 milliard Sm ³ . |

Status: Utvinning av attverande ressursar blir vurdert. Planen er å bora ein avgrensingsbrønn først.

Nordøst Frigg

| | |
|---|--|
| Blokk | 25/1 og 30/10 |
| Godkjent utbygt | 12.09.1980 |
| Avslutningsplan/ disponering | St.prp. nr. 36 (1994–1995) |
| Produksjonsstart | 01.12.1983 |
| Produksjonsslutt | 08.05.1993 |
| Total produksjon i levetida til feltet | Gass: 11,6 milliardar Sm ³ . Kondensat: 0,1 millionar Sm ³ . |

Status: Ingen aktivitet.

Odin

| | |
|---|--|
| Blokk | 30/10 |
| Godkjent utbygt | 18.07.1980 |
| Avslutningsplan/ disponering | St.prp. nr. 50 (1995–1996) og St.meld. nr. 47 (1999–2000) |
| Produksjonsstart | 01.04.1984 |
| Produksjonsslutt | 01.08.1994 |
| Total produksjon i levetida til feltet | Gass: 27,3 milliardar Sm ³ . Kondensat: 0,2 millionar Sm ³ . |

Status: Ingen aktivitet.

Tommeliten Gamma

| | |
|---|---|
| Blokk | 1/9 |
| Godkjent utbygt | 12.06.1986 |
| Avslutningsplan/ disponering | St.prp. nr. 53 (1999–2000) og St.meld. nr. 47 (1999–2000) |
| Produksjonsstart | 03.10.1988 |
| Produksjonsslutt | 05.08.1998 |
| Total produksjon i levetida til feltet | Olje: 3,9 millionar Sm ³ . Gass: 9,7 milliardar Sm ³ . NGL: 0,6 millionar tonn. |

Status: Det er ingen konkrete planar om å utvinna attverande ressursar.

Vest Ekofisk

| | |
|---|---|
| Blokk | 2/4 |
| Godkjent utbygt | 04.05.1973 |
| Avslutningsplan/ disponering | Avslutningsplan godkjend ved kgl.res. 21.12.2001 og St.meld. nr. 47 (1999–2000) |
| Produksjonsstart | 31.05.1977 |
| Produksjonsslutt | 25.08.1998 |
| Total produksjon i levetida til feltet | Olje: 12,2 millionar Sm ³ . Gass: 26,0 milliardar Sm ³ . NGL: 1,4 millionar tonn. |

Status: Det er konkrete planar om å utvinna attverande ressursar gjennom ny havbotnutbygging knytt til Ekofisk.

Yme

| | |
|---|--|
| Blokk | 9/2 og 9/5 |
| Godkjent utbygt | 06.01.1995 |
| Avslutningsplan/ disponering | Avslutningsplan godkjend ved kgl.res. 04.05.2001 |
| Produksjonsstart | 27.02.1996 |
| Produksjonsslutt | 17.04.2001 |
| Total produksjon i levetida til feltet | Olje: 7,9 millionar Sm ³ . |

Status: Det er konkrete planar om å utvinna attverande ressursar gjennom ny havbotnutbygging og produksjonsskip, eller med ei brønnhovudinnretning knytt til eksisterande felt. Val av løysing er venta tidleg i 2006.

Øst Frigg

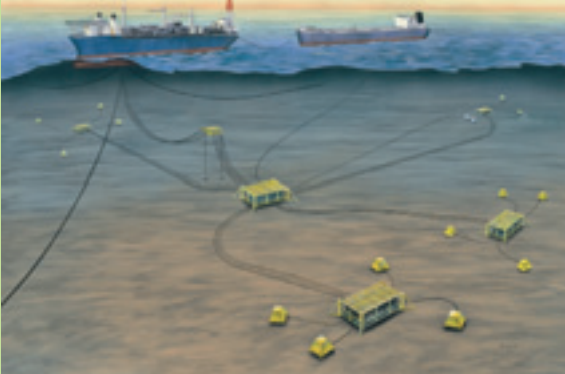
| | |
|---|---|
| Blokk | 25/1 og 25/2 |
| Godkjent utbygt | 14.12.1984 |
| Avslutningsplan/ disponering | St.prp. nr. 8 (1998–1999) og St.meld. nr. 47 (1999–2000) |
| Produksjonsstart | 01.10.1988 |
| Produksjonsslutt | 22.12.1997 |
| Total produksjon i levetida til feltet | Gass: 9,2 milliardar Sm ³ . Kondensat: 0,1 million Sm ³ . |

Status: Ingen aktivitet.

12

Felt under utbygging





Alvheim

| | |
|-----------------------------------|---|
| Blokker og utvinningsløyve | Blokk 24/6 – utvinningsløyve 088 BS. Tildelt 2003. Blokk 24/6 – utvinningsløyve 203. Tildelt 1996. Blokk 25/4 – utvinningsløyve 036 C. Tildelt 2003. Blokk 25/4 – utvinningsløyve 203. Tildelt 1996. |
| Funnår | 1998 |
| Godkjent utbygt | 06.10.2004 av Kongen i statsråd |
| Operatør | Marathon Petroleum Norge AS |
| Rettskavarar | Lundin Norway AS 15,00 % Marathon Petroleum Norge AS 65,00 % Norske ConocoPhillips AS 20,00 % |
| Utvinnbare reservar | Opphavleg: 23,7 millionar Sm ³ olje 5,7 milliardar Sm ³ gass |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 9,1 milliardar 2006-kroner. Per 31.12.2005 er det investert totalt 3,8 milliardar 2006-kroner. |

Utbyggingsløyving:

Alvheim er eit olje- og gassfelt som omfattar dei tre funna 24/6-2, 24/6-4 og 25/4-7. Havet i området er 120–130 meter djupt. Feltet blir bygt ut med eit produksjonsskip og havbotnbrønner. På produksjonsskipet vil oljen bli stabilisert, lagra og eksportert.

Reservoar:

Reservoaret i Alvheim er bygt opp av sandstein som er avsett som turbidittar frå Shetlandplattforma i tidleg tertiar alder.

Utvinningsstrategi:

Alvheim skal produserast med naturleg vassdriv.

Transportløyving:

Oljen vil bli eksportert via tankskip. Prosessert riggass frå Alvheim skal gå i ein ny rørleidning frå Alvheim til SAGE-systemet på den britiske kontinentalsokkelen.

Status:

Ein mindre del av Alvheim, førekomsten 24/6-4 Boa, strekkjer seg over grenselina til britisk sektor. Rettskavarane på begge sider arbeider med å avklara fordelinga av ressursar og kostnader for denne delen. Etter planen skal produksjonen ta til i februar 2007.

Blane

| | |
|---|---|
| Blokk og utvinningsløyve | Blokk 1/2 – utvinningsløyve 143 BS. Tildelt 2003. Den norske delen av feltet er 18,00 %, den britiske er 82,00 %. |
| Funnår | 1989 |
| Godkjent utbygt | 01.07.2005 |
| Operatør | Paladin Expro Limited |
| Rettskavalar | Paladin Resources Norge AS 11,70 % Talisman Energy Norge AS 6,30 % Bow Valley Petroleum (UK) Limited 12,50 % Eni UK Limited 13,90 % Eni ULX Limited 4,11 % Moc Exploration (U.K.) Limited 13,99 % Paladin Expro Limited 25,00 % Roc Oil (GB) Limited 12,50 % |
| Utvinnbare reservar (den norske delen) | Opphavleg: 0,8 millionar Sm ³ olje |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 0,3 milliardar 2006-kroner. Per 31.12.2005 er det investert totalt 0,1 milliard 2006-kroner. |

Utbyggingsløysing:

Feltet blir bygt ut med eit havbotnanlegg som blir knytt opp mot Ulafeltet. Innretningane på havbotnen vil bli plasserte på den britiske kontinentalsokkelen. Havdjupet i området er om lag 70 meter.

Reservoar:

Reservoaret er i marine sandsteinsbergartar av paleocen alder. Kartlegging og reservoarstudiar viser at størsteparten av ressursane ligg på britisk side av grenselina.

Utvinningsstrategi:

Produsert vatn frå Blane, Ula og Tambar vil bli blanda på Ula og nytta som injeksjonsvatn for trykkvedlikehald på Blane. Gasslyft kan òg bli aktuelt etter oppgradering av gassprosesskapasiteten på Ula i 2007.

Transportløysing:

Brønnstraumen vil gå i rør til Ula for prosessering og måling. Oljen skal deretter eksporterast i eksisterande rørleidning til Teesside, medan gassen vil bli seld til Ula for injeksjon i Ula-reservoaret.

Status:

Utbyggingsplanen vart godkjend av norske og britiske styresmakter 01.07.2005. Boringa tek til seint i første kvartal 2006, og produksjonsstarten er venta tidleg i 2007.



Enoch

| | | |
|---|---|---------|
| Blokk og utvinningsløyve | Blokk 15/5 – utvinningsløyve 048 B. Tildelt 2001. Den norske delen av feltet er 20,00 %, den britiske er 80,00 %. | |
| Funnår | 1985 | |
| Godkjent utbygt | 01.07.2005 | |
| Operatør | Paladin Expro Limited | |
| Rettskavalar | DONG Norge AS | 1,86 % |
| | Det Norske Oljeselskap AS | 2,00 % |
| | Statoil ASA | 11,78 % |
| | Total E&P Norge AS | 4,36 % |
| | Bow Valley Petroleum (UK) Limited | 12,00 % |
| | Dana Petroleum (E & P) Limited | 8,80 % |
| | Dyas UK Limited | 14,00 % |
| | Lundin North Sea Limited | 1,20 % |
| | Paladin Expro Limited | 24,00 % |
| | Petro-Canada UK Limited | 8,00 % |
| | Roc Oil (GB) Limited | 12,00 % |
| Utvinnbare reservar (den norske delen) | Opphavleg: 0,3 millionar Sm ³ olje 0,1 milliardar Sm ³ gass | |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 0,2 milliardar 2006-kroner. Per 31.12.2005 er det investert totalt 0,1 milliard 2006-kroner. | |

Utbyggingsløyving:

Feltet blir bygt ut med eit havbotnanlegg plassert på den britiske kontinentalsokkelen, og blir knytt til det britiske feltet Brae.

Utvinningsstrategi:

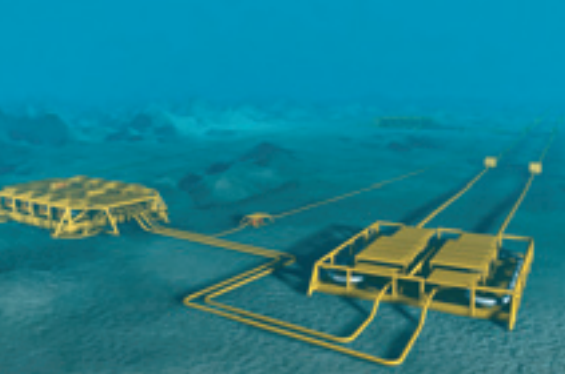
Utvinninga vil skje ved trykkavlastning, men vassinjeksjon kan bli implementert seinare om det trengst.

Transportløyving:

Brønnstraumen frå Enoch skal gå til Brae A for prosessering før oljen blir transportert vidare i eksisterande rørleidning til Cruden Bay. Gassen vil bli seld til Brae.

Status:

Utbyggingsplanen vart godkjend av norske og britiske styresmakter 01.07.2005. Etter planen skal produksjonen ta til seint i 2006.



Ormen Lange

| | |
|-----------------------------------|--|
| Blokker og utvinningsløyve | Blokk 6305/4 – utvinningsløyve 209. Tildelt 1996. Blokk 6305/5 – utvinningsløyve 209. Tildelt 1996. Blokk 6305/7 – utvinningsløyve 208. Tildelt 1996. Blokk 6305/8 – utvinningsløyve 250. Tildelt 1999. |
| Funnår | 1997 |
| Godkjent utbygt | 02.04.2004 i Stortinget |
| Operatør | Norsk Hydro Produksjon AS |
| Rettskavalar | A/S Norske Shell 17,04 % DONG Norge AS 10,34 % ExxonMobil Exploration & Production Norway AS 7,23 % Norsk Hydro Produksjon AS 18,07 % Petro AS 36,48 % Statoil ASA 10,84 % |
| Utvinnbare reservar | Opphavleg: 375,2 milliardar Sm ³ gass 22,1 millionar Sm ³ kondensat |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 33,0 milliardar 2006-kroner.* Per 31.12.2005 er det investert totalt 6,5 milliardar 2006-kroner. |

*Totale investeringar, inkludert landanlegg, vil venteleg bli 52,2 milliardar 2006-kroner.

Utbyggingsløyving:

Ormen Lange ligg i Mørebasenget i den sørlege delen av Norskehavet. Feltet inneheld gass og noko kondensat. Havdjupet i området varierer frå 800 til 1100 meter. Ormen Lange blir bygt ut med 24 brønner frå fire havbotnrammer. Fire av produksjonsbrønnane skal vera klare til produksjonsstarten 01.10.2007. Fordi utbyggingsområdet ligg i rasgropa til Storeggaskredet, som gjekk for rundt 8200 år sidan, er det store utfordringar knytt til plassering av rammer og rørleidningar på den ujamne havbotnen. Det store havdjupet gjer òg utbygginga komplisert og krev utvikling av ny teknologi.

Reservoar:

Hovudreservoaret er i sandsteinsbergartar av tidleg tertiær alder, på om lag 2700–2900 meters djup.

Utvinningsstrategi:

Utvinningsstrategien baserer seg på produksjon ved trykkavlastning og seinare gasskompresjon.

Transportløyving:

Den ubehandla brønnstraumen, som inneheld gass og kondensat, skal førast gjennom to fleirfaserørleidningar til eit landanlegg på Nyhamna i Aukra kommune i Møre og Romsdal. På landanlegget i Nyhamna skal gassen tørkast og komprime-rast før han blir send i eit gasseksportrør, Langeled, sørover via Sleipnerområdet til Storbritannia.

Status:

Etter planen skal gassproduksjonen frå Ormen Lange ta til i oktober 2007.

Ringhorne Øst

| | |
|-----------------------------------|--|
| Blokker og utvinningsløyve | Blokk 25/8 – utvinningsløyve 027. Tildelt 1969. Blokk 25/8 – utvinningsløyve 169. Tildelt 1991. |
| Funnår | 2003 |
| Godkjent utbygt | 25.11.2005 av Kongen i statsråd |
| Operatør | ExxonMobil Exploration & Production Norway AS |
| Rettskavarar | ExxonMobil Exploration & Production Norway AS 77,38 % Norsk Hydro Produksjon AS 11,70 % Petoro AS 7,80 % Statoil ASA 3,12 % |
| Utvinnbare reservar | Opphavleg: 8,0 millionar Sm ³ olje 0,3 milliardar Sm ³ gass |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 0,9 milliardar 2006-kroner. |

Utbyggingsløyving:

Ringhorne Øst vil bli produsert gjennom fire produksjonsbrønningar bora frå Ringhorneinnretninga. Havgjupet er om lag 130 meter.

Reservoar:

Reservoaret inneheld olje med assosiert gass tilsvarande jurareservoaret i Ringhorneforekomsten.

Utvinningsstrategi:

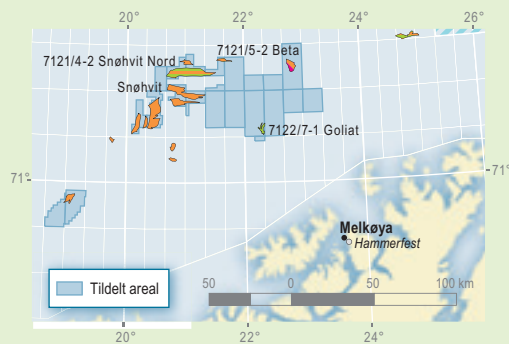
Ein reknar med at naturleg vassdriv skal vera drivmekanismen. Dersom det trengst meir trykkstøtte, kan det bli aktuelt med to vassinjeksjonsbrønningar.

Transportløyving:

Produksjonen frå Ringhorne Øst vil gå til Ringhorneinnretninga og Balderskipet for prosessering og eksport.

Status:

Etter planen skal produksjonen ta til våren 2006.



Snøhvit

| | |
|-----------------------------------|---|
| Blokker og utvinningsløyve | Blokk 7120/6 – utvinningsløyve 097. Tildelt 1984. Blokk 7120/7 – utvinningsløyve 077. Tildelt 1982. Blokk 7120/8 – utvinningsløyve 064. Tildelt 1981. Blokk 7120/9 – utvinningsløyve 078. Tildelt 1982. Blokk 7121/4 – utvinningsløyve 099. Tildelt 1984. Blokk 7121/5 – utvinningsløyve 110. Tildelt 1985. Blokk 7121/7 – utvinningsløyve 100. Tildelt 1984. |
| Funnår | 1984 |
| Godkjent utbygt | 07.03.2002 i Stortinget |
| Operatør | Statoil ASA |
| Rettsnavarar | Amerada Hess Norge AS 3,26 % Gaz de France Norge AS 12,00 % Petoro AS 30,00 % RWE Dea Norge AS 2,81 % Statoil ASA 33,53 % Total E&P Norge AS 18,40 % |
| Utvinnbare reservar | Opphavig: 160,6 milliardar Sm ³ gass 6,3 millionar tonn NGL 18,1 millionar Sm ³ kondensat |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 17,8 milliardar 2006-kroner.* Per 31.12.2005 er det investert totalt 7,6 milliardar 2006-kroner. |

*Totale investeringar, inkludert landanlegg, vil venteleg bli 57,3 milliardar 2006-kroner.

Utbyggingsløyving:

Snøhvit er eit gassfelt med kondensat og ei oljesone som ligg under. Feltet ligg i den sentrale delen av Hammerfest-bassenget på 310 340 meters havdjup. Godkjend utbygging omfattar gassressursane. Produksjonsanlegget skal vera havbotnrammer for 19 produksjonsbrønner og ein injeksjonsbrønn for CO₂. Produksjonsstarten er planlagt til 2. kvartal 2007, med full produksjon frå 4. kvartal 2007.

Reservoar:

Snøhvitfeltet omfattar sju forekomstar som inneheld gass, kondensat og olje i sandstein av tidlegjura til mellomjura alder.

Utvinningsstrategi:

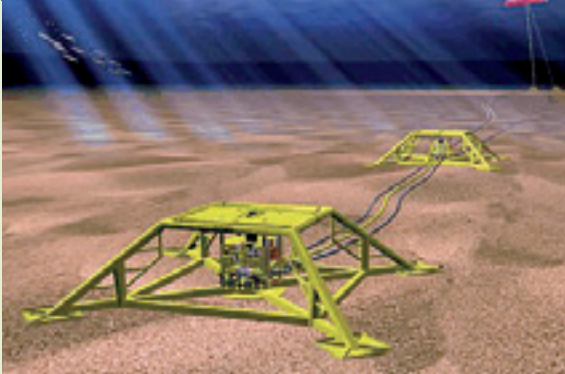
Utvinninga skal gå føre seg ved trykkavlasting. Den godkjende utbyggingsplanen omfattar ikkje utvinning av oljesona. Høgare oljeprisar og forseinkingar i gassutbygginga har gjort det meir interessant å vurdere produksjon frå den tynne oljesona. Det vil venteleg bli konkludert i 2006.

Transportløyving:

Den ubehandla brønnstraumen, som inneheld naturgass inklusiv CO₂, NGL og kondensat, skal først gjennom eit 160 kilometer langt rør til anlegget på Melkøya for behandling og utskipping. På Melkøya vil gassen bli prosessert og kjølt ned til flytande form (LNG). CO₂-innhaldet i gassen skal skiljast ut i anlegget på Melkøya og sendast i retur til feltet. CO₂ skal injiserast i ein formasjon under oljen og gassen. LNG skal gå med skip til marknaden.

Status:

I forhold til utbyggingsplanen har kostnadene auka og produksjonsstarten er forseinka.



Vilje

| | | |
|---------------------------------|---|---------|
| Blokk og utvinningsløyve | Blokk 25/4 – utvinningsløyve 036. Tildelt 1971. | |
| Funnår | 2003 | |
| Godkjent utbygt | 18.03.2005 av Kongen i statsråd | |
| Operatør | Norsk Hydro Produksjon AS | |
| Rettsshavarar | Marathon Petroleum Norge AS | 46,90 % |
| | Norsk Hydro Produksjon AS | 28,85 % |
| | Total E&P Norge AS | 24,24 % |
| Utvinnbare reservar | Opphavleg: 8,3 millionar Sm ³ olje | |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 2,4 milliardar 2006-kroner. Per 31.12.2005 er det investert totalt 0,6 milliardar 2006-kroner. | |

Utbyggingsløyving:

Vilje er eit oljefelt som ligg om lag 11 kilometer nord-nordøst for Heimdalfeltet og fem kilometer sørvest for Vale. Havet i området er om lag 120 meter djupt. Feltet blir bygt ut med to havbotnbrønner knytte opp mot Alvheiminnretninga.

Reservoar:

Reservoaret er turbidittsandstein av paleocen (tidleg tertiær) alder og ligg om lag 2150 meter under havflata. I funnbrønnen vart det påvist ei 65 meter høg oljekolonne i sand frå Heimdalledet i Listaformasjonen.

Utvinningsstrategi:

Utvinninga av ressursane skal gå føre seg med naturleg vassdriv.

Transportløyving:

Brønnstraumen vil gå i rørleidning til Alvheim, der oljen vil bli bøyelasta.

Status:

Produksjonen skal etter planen ta til i februar 2007.

Volve

| | | |
|---------------------------------|---|---------|
| Blokk og utvinningsløyve | Blokk 15/9 – utvinningsløyve 046. Tildelt 1976. | |
| Funnår | 1993 | |
| Godkjent utbygt | 22.04.2005 av Kronprinsregenten i statsråd | |
| Operatør | Statoil ASA | |
| Rettsshavarar | ExxonMobil Exploration & Production Norway AS | 30,40 % |
| | Norsk Hydro Produksjon AS | 10,00 % |
| | Statoil ASA | 49,60 % |
| | Total E&P Norge AS | 10,00 % |
| Utvinnbare reservar | Opphavleg: | |
| | 11,9 millionar Sm ³ olje | |
| | 1,3 milliardar Sm ³ gass | |
| | 0,2 millionar tonn NGL | |
| | 0,1 millionar Sm ³ kondensat | |
| Investeringar | Totale investeringar vil venteleg bli 2,0 milliardar 2006-kroner. Per 31.12.2005 er det investert totalt 0,1 milliardar 2006-kroner. | |

Utbyggingsløyving:

Volve ligg om lag åtte kilometer nord for Sleipner A-innretninga på Sleipner Øst, på om lag 80 meters havdjup. Utbyggingskonseptet er ei oppjekkbare prosess- og boreinnretning og skip for lagring av stabilisert olje.

Reservoar:

Reservoaret inneheld olje i ei kombinert stratigrafisk og strukturell felle bygd opp av bergartar av jura og trias alder i Huginformasjonen. Den vestlege delen av strukturen er sterkt forkasta, og det er usikkert om det er kommunikasjon over forkastingane.

Utvinningsstrategi:

Volve er vurdert som ein mogleg kandidat for injeksjon av CO₂.

Transportløyving:

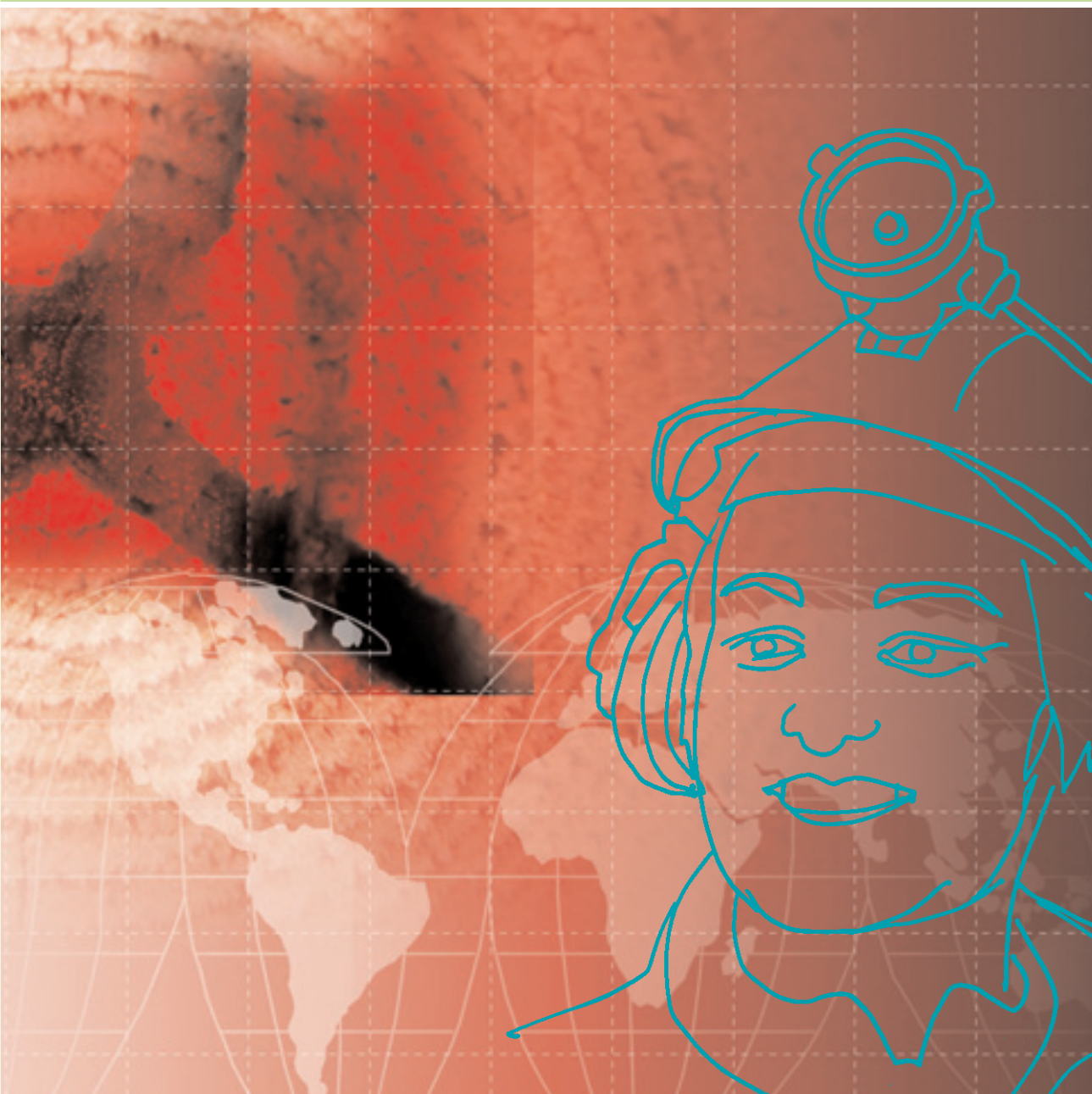
Rikgassen vil bli send til Sleipner A og eksportert vidare derifrå.

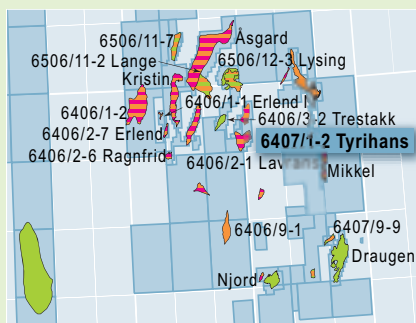
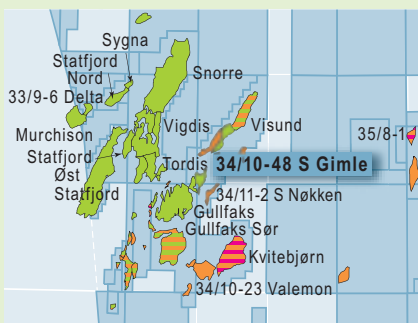
Status:

Etter planen skal produksjonen ta til i 2007. Avklaring om mogleg CO₂-injeksjon er venta i 2006.

13

Utbyggingar i framtida





Utbygging vedteke av rettshavarne

| | |
|-------------------------|---|
| 34/10-48 S Gimle | Utvinningsløyve 050, 120. Operatør: Statoil ASA |
| Ressursar | Olje: 4,1 millionar Sm ³ . Gass: 0,9 milliardar Sm ³ . NGL: 0,1 million tonn. |
| | Kondensat: 0,3 millionar Sm ³ . |

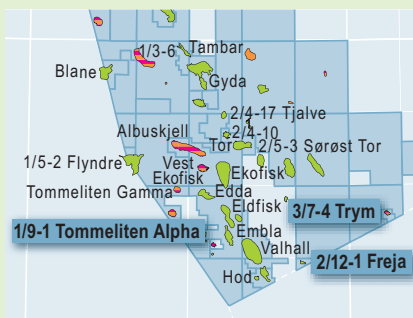
34/10-48 S Gimle vart påvist i 2004. Brønnen vart bora frå Gullfaks C-innretninga. Funnet har vore i prøveproduksjon i 2005. Austflanken av forekomsten var tidlegare påvist med brønn 34/8-12 S. Rettshavarane søkte om fritak frå Plan for utbygging og drift (PUD) for Gimle i januar 2006. Produksjon og injeksjon vil gå føre seg frå Gullfaks C. Etter planen skal det borast ein vassinjeksjonsbrønn i 2006 og ein ny produksjonsbrønn i 2007.

Gimle er delt mellom utvinningsløyva 050 og 120.

| | |
|--------------------------|---|
| 6407/1-2 Tyrihans | Utvinningsløyve 073, 091. Operatør: Statoil ASA |
| Ressursar | Olje: 29,9 millionar Sm ³ . Gass: 29,5 milliardar Sm ³ . NGL: 5,5 million tonn. |

Tyrihans omfattar funna 6407/1-2 Tyrihans Sør og 6407/1-3 Tyrihans Nord. Dei to funna vart gjorde i 1982 og 1983 og ligg om lag 25 kilometer søraust for Åsgardfeltet. I tillegg til undersøkingsbrønnane er det bora ein avgrensingsbrønn i kvart av funna. Tyrihans Sør har ein oljekolonne med ei gasskappe som er rik på kondensat. Tyrihans Nord inneheld gasskondensat med ein underliggjande oljekolonne. Garnformasjonen er hovudreservoaret for begge.

Rettshavarane har valt knytning til Kristin og prosessering der som utbyggingsløysing. PUD vart godkjend i Stortinget 16.02.2006. Utvinninga baserer seg på gassinjeksjon frå Åsgard B i Tyrihans Sør dei første åra. I tillegg vil ein nytta undervasspumper til injeksjon av sjøvattn for å auka utvinninga endå meir. Det er og vedteke å vinna ut oljesona i Tyrihans Nord.



Funn i planleggingsfase

Opplysinga tek ikkje med funn som fell inn under nye ressursar i eksisterande felt.

1/9-1 Tommeliten Alpha Utvinningsløyve 044. Operatør: ConocoPhillips Skandinavia AS

Ressursar Olje: 7,9 millionar Sm³. Gass: 12,9 milliardar Sm³.

1/9-1 Tommeliten Alpha vart påvist i 1976 på om lag 80 meters havdjup. Funnet ligg om lag 20 kilometer sørvest for Ekofiskfeltet, nær grenselina til britisk sektor. Det inneheld gass og kondensat i krittbergartar på 3500 meters djup. Tre avgrensingsbrønner er bora på funnet, den siste, 1/9-7, i 2003. Rettshavarane vurderer ressursgrunnet og alternative utbyggingsløyser. Den mest sannsynlege utbyggingsløyser er havbotnbygging med tilknytning til Ekofisk J. Ei konkret løysing er venta i 2006, og utvinninga kan vera i gang innan 2010.

2/12-1 Freja Utvinningsløyve 113. Operatør: Amerada Hess Norge AS

Ressursar Olje: 2,9 millionar Sm³. Gass: 0,6 milliardar Sm³.

2/12-1 Freja vart påvist i 1986, mellom ein og to kilometer frå grenselina mellom dansk og norsk sektor, på 70 meters havdjup. Reservoaret er i sandsteinsbergartar av seinjura alder. Det ligg på om lag 4900 meters djup og inneheld olje og assosiert gass. 2/12-1 Freja ligg i eit geologisk komplekst område mellom Fedagraben i vest og Gertrudgraben i aust. Ein reknar med at reservoaret er delt i separate forkastingsblokker. Det er òg påvist olje i førekomsten Gert på dansk side av delalina. Mest sannsynleg får funnet ei enkel utbyggingsløyser som baserer seg på eksisterande infrastruktur i området.

3/7-4 Trym Utvinningsløyve 147. Operatør: A/S Norske Shell

Ressursar Gass: 3,4 milliardar Sm³. Kondensat: 0,8 millionar Sm³.

3/7-4 Trym ligg nær grenselina mellom norsk og dansk sektor, på 67 meters havdjup. 3/7-4 Trym vart bora i 1989, og det vart påvist gass og kondensat i sandsteinsbergartar av seinjura og mellomjura alder. Funnet ligg på den same salt-induserte strukturen som det danske feltet Lulita. Ein reknar med at førekomstane er skilde av ei forkastingsone på norsk side av delalina, men det kan vera trykkommunikasjon i vassona.

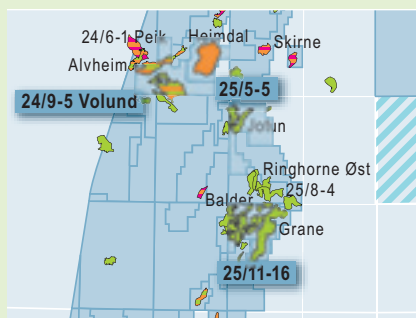
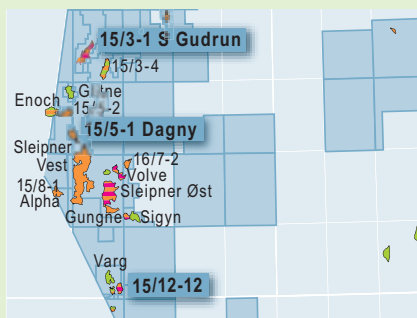
Rettshavarane har sendt inn PUD til styresmaktene 27.01.2006. Utbyggingsløyser er basert på bruk av eksisterande infrastruktur på Haraldfeltet på dansk sektor.

15/3-1 S Gudrun Utvinningsløyve 025, 187. Operatør: Statoil ASA

Ressursar Olje: 15,2 millionar Sm³. Gass: 8,5 milliardar Sm³. NGL: 5,4 millionar tonn.

15/3-1 S Gudrun ligg om lag 40 kilometer nord for Sleipnerområdet, på om lag 110 meters havdjup. Funnet vart gjort i 1975. Det inneheld olje og gass i sandsteinsbergartar av seinjura alder, på 4000–4500 meters djup. Seint i 2005 byrja boringa av ein ny avgrensingsbrønn. 15/3-1 Gudrun skal etter planen byggjast ut saman med 15/3-4-funnet, som ligg ti kilometer lenger søraust.

Utbygginga vil mest sannsynleg bli med havbotninnretningar knytte til eksisterande infrastruktur i Noreg og/eller Storbritannia. PUD skal etter planen leverast til styresmaktene i desember 2007. 15/3-1 Gudrun kan koma i produksjon i 2010 og 15/3-4 i 2012.



| | |
|---------------------|--|
| 15/5-1 Dagny | Utvinningsløyve 029, 048. Operatør: Statoil ASA |
| Ressursar | Gass: 3,8 milliardar Sm ³ . NGL: 0,2 millionar tonn. Kondensat: 1,2 millionar Sm ³ . |

15/5-1 Dagny ligg like nordvest for Sleipner Vest. Det er eit mindre funn med gass og kondensat og vart gjort i 1977. Funnnet er delt mellom to utvinningsløyve, 048 og 029. Reservoara er bygde opp av sandsteinsbergartar av mellomjura alder i Huginformasjonen.

Utbygginga vil mest sannsynleg bli basert på ei havbotninnretning knytt til eksisterande infrastruktur på Sleipner A eller til Sleipner T via Alfa Nord-segmentet. 15/5-1 Dagny vil venteleg koma i produksjon i perioden 2008–2010, når det blir tilgjengeleg kapasitet på Sleipnerfeltet.

| | |
|-----------------|---|
| 15/12-12 | Utvinningsløyve 038. Operatør: Talisman Energy Norge AS |
| Ressursar | Gass: 4,1 milliardar Sm ³ . Kondensat: 0,7 millionar Sm ³ . |

15/12-12-funnnet vart gjort i 2000 nær grenselina mellom norsk og britisk sektor, fire kilometer sør for Vargfeltet, på 90–110 meters havdjup. Reservoaret ligg rundt ein saltstruktur på om lag 3000 meters djup og er bygt opp av sandsteinsbergartar av seinjura alder. Funnnet har ei oljesone med gasskappe. Trykkmålingar har vist at reservoaret er i trykkkommunikasjon med Vargfeltet.

Utbygginga vil vera havbotninnretningar som skal knyttast til eksisterande infrastruktur i Noreg eller Storbritannia.

Tidleg i 2006 skal det borast ein avgrensingsbrønn som vil bli gjort om til produksjonsbrønn når feltet kjem i produksjon. PUD skal etter planen leverast til styresmaktene første halvår 2006.

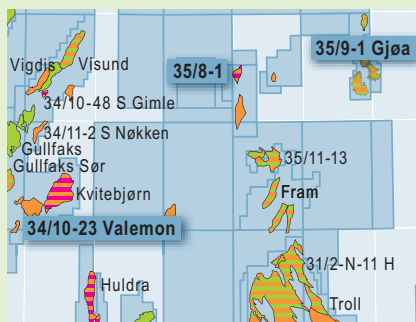
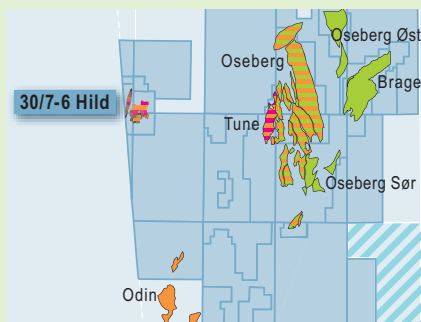
| | |
|----------------------|--|
| 24/9-5 Volund | Utvinningsløyve 150. Operatør: Marathon Petroleum Norge AS |
| Ressursar | Olje: 7,0 millionar Sm ³ . Gass: 0,8 milliard Sm ³ . |

Funnnet er planlagt bygt ut med havbotnbrønner (tre produksjonsbrønner og ein vassinjeksjonsbrønn) knytt opp mot Alvheiminnretninga (FPSO), som er under bygging. PUD skal etter planen leverast til styresmaktene hausten 2006, og produksjonen vil ta til vinteren 2008.

| | |
|---------------|--|
| 25/5-5 | Utvinningsløyve 102. Operatør: Total E&P Norge AS |
| Ressursar | Olje: 3,5 millionar Sm ³ . Gass: 0,1 milliard Sm ³ . |

25/5-5-funnnet vart gjort i 1995, åtte kilometer aust for Heimdalfeltet, på om lag 120 meters havdjup. Reservoaret er i sandstein av paleocen alder, avsett som turbidittstraumar frå vest. I funnbrønna vart det påvist ein oljekolonne på 18 meter om lag 2130 meter under havflata.

Funnnet ligg nær eksisterande infrastruktur i eit område med fleire andre funn, og kan bli bygt ut på lengre sikt.



| | |
|-----------------|--|
| 25/11-16 | Utvinningsløyve 169. Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS |
| Ressursar | Olje: 3,6 millionar Sm ³ |

25/11-16-funnet vart gjort i 1992 like vest av Granefeltet, på 120 meters havdyp. Brønnen påviste olje og assosiert gass på om lag 1750 meters djup i eit sandsteinsreservoar av paleocen alder i Heimdalformasjonen. Funnet ligg i eit område med eit utbreidd sandreservoar i eit submarint viftesystem.

Utbyggingssøysinga blir mest sannsynleg havbotnrammer knytte til Grane, eventuelt langtrekkande brønner frå Grane.

| | |
|--------------------|--|
| 30/7-6 Hild | Utvinningsløyve 40, 43. Operatør: Total E&P Norge AS |
| Ressursar | Gass: 14,7 milliardar Sm ³ . Kondensat: 1,9 millionar Sm ³ . |

30/7-6 Hild vart påvist i 1979, på 100–120 meters havdyp, nær grenselina til britisk kontinentalsokkel. Reservoaret er komplisert, med gass og kondensat ved høg temperatur og høgt trykk. Rettshavarane vurderer ei utbygging i fleire fasar.

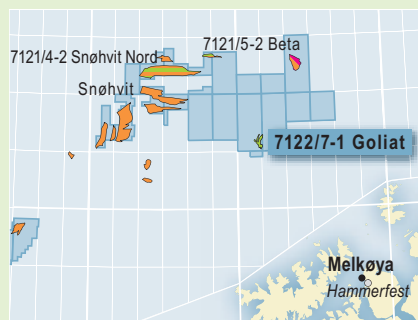
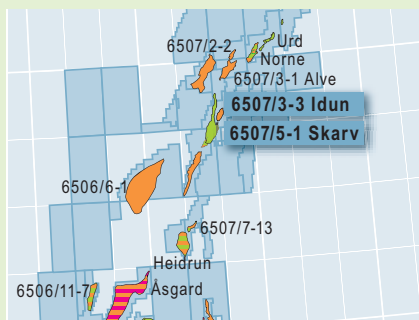
Utbyggingssøysinga for fase 1 blir ein havbotnbrønn kopla opp mot næraste infrastruktur. PUD for fase 1 skal etter planen leverast til styresmaktene vinteren 2006. For fase 2 er det fleire moglege utbyggingssøysingar.

| | |
|-------------------------|---|
| 34/10-23 Valemon | Utvinningsløyve 050, 193. Operatør: Statoil ASA |
| Ressursar | Gass: 18,1 milliardar Sm ³ . NGL: 0,8 millionar tonn. Kondensat: 5,7 millionar Sm ³ . |

34/10-23 Valemon ligg i blokkene 34/11 og 34/10 på om lag 135 meters havdyp. Det er bora fire leitebrønner på funnet, den første i 1985, og i tre av dei er det påvist gass. Funnet har ein kompleks struktur med mange forkastingar. Reservoara er sandstein i Brentgruppa og Cookformasjonen av mellomjura alder. Reservoara ligg på om lag 4000 meters djup og har høgt trykk og høg temperatur. Funnet skal etter planen byggjast ut med ei havbotnramme knytt til eksisterande infrastruktur. Det mest sannsynlege tilknytingspunktet er Kvitebjørn. I tillegg vurderer ein å bruka langtrekkande produksjonsbrønner frå Kvitebjørn. Planen er å bora ein avgrensingsbrønn frå Kvitebjørninnretninga i 2006.

| | |
|---------------|---|
| 35/8-1 | Utvinningsløyve 090C, 248. Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS |
| Ressursar | Gass: 16,1 milliardar Sm ³ . NGL: 0,9 millionar tonn. Kondensat: 4,1 millionar Sm ³ . |

35/8-1 omfattar tre funn på om lag 370 meters havdyp. To av funna vart påviste i 1981 og ligg nord for Framfeltet. Inkludert i 35/8-1 er òg funnet 35/11-2, som vart bora i 1987 og avgrensa i 1992. Dette funnet ligg ved Framfeltet. Alle funna inneheld gass og kondensat. Funna vil etter planen bli bygde ut saman som havbotnutbygging mot ei framtidig innretning på Gjøa. Rettshavarane planlegg å senda inn PUD til styresmaktene hausten 2006.



| | |
|--------------------|--|
| 35/9-1 Gjøa | Utvinningsløyve 153. Operatør: Statoil ASA |
| Ressursar | Olje: 9,1 millionar Sm ³ . Gass: 37,1 milliardar Sm ³ . NGL: 6,0 millionar tonn. |

35/9-1 Gjøa vart påvist i 1989 og ligg om lag 40 kilometer nord for Framfeltet, på 360 meters havdjup. Reservoaret er i sandstein i Fensfjordformasjonen og er bygt opp av fleire segment med delvis usikker kommunikasjon. Funnet inneheld gass med ei relativt tynn oljesone.

Statoil er operatør i utbyggingsfasen, medan Gaz de France skal overta operatøransvaret når feltet kjem i produksjon. Fleire utbyggingsalternativ er vurderte. Fleirtalet av rettshavarane har valt å arbeida vidare med ei halvt nedsenkbar innretning som løysing. Etter planen skal PUD leverast til styresmaktene hausten 2006.

| | |
|----------------------|---|
| 6507/3-3 Idun | Utvinningsløyve 159. Operatør: Statoil ASA |
| Ressursar | Gass: 11,8 milliardar Sm ³ . NGL: 1,5 millionar tonn. Kondensat: 0,2 millionar Sm ³ . |

6507/3-3 Idun vart påvist i 1998 på 390 meters havdjup. Funnet ligg mellom Heidrun og Norne. Reservoaret inneheld gass og er bygt opp av sandsteinsbergartar av mellomjura alder. Forekomsten ligg i eit strukturelt forkasta område i Nordland II-området, med toppen av reservoaret på om lag 3330 meters djup.

Rettshavarane i 6507/3-3 Idun og 6507/5-1 Skarv har valt å arbeida vidare med ei utbyggingsløysing basert på produksjonsskip. Idun vil bli bygt ut med ei havbotninnretning knytt opp mot dette produksjonsskipet. PUD skal etter planen leverast til styresmaktene i desember 2006.

| | |
|-----------------------|---|
| 6507/5-1 Skarv | Utvinningsløyve 159, 212, 212 B, 262. Operatør: BP Norge AS |
| Ressursar | Olje: 14,3 millionar Sm ³ . Gass: 35,8 milliardar Sm ³ . NGL: 5,8 millionar tonn. Kondensat: 4,0 millionar Sm ³ . |

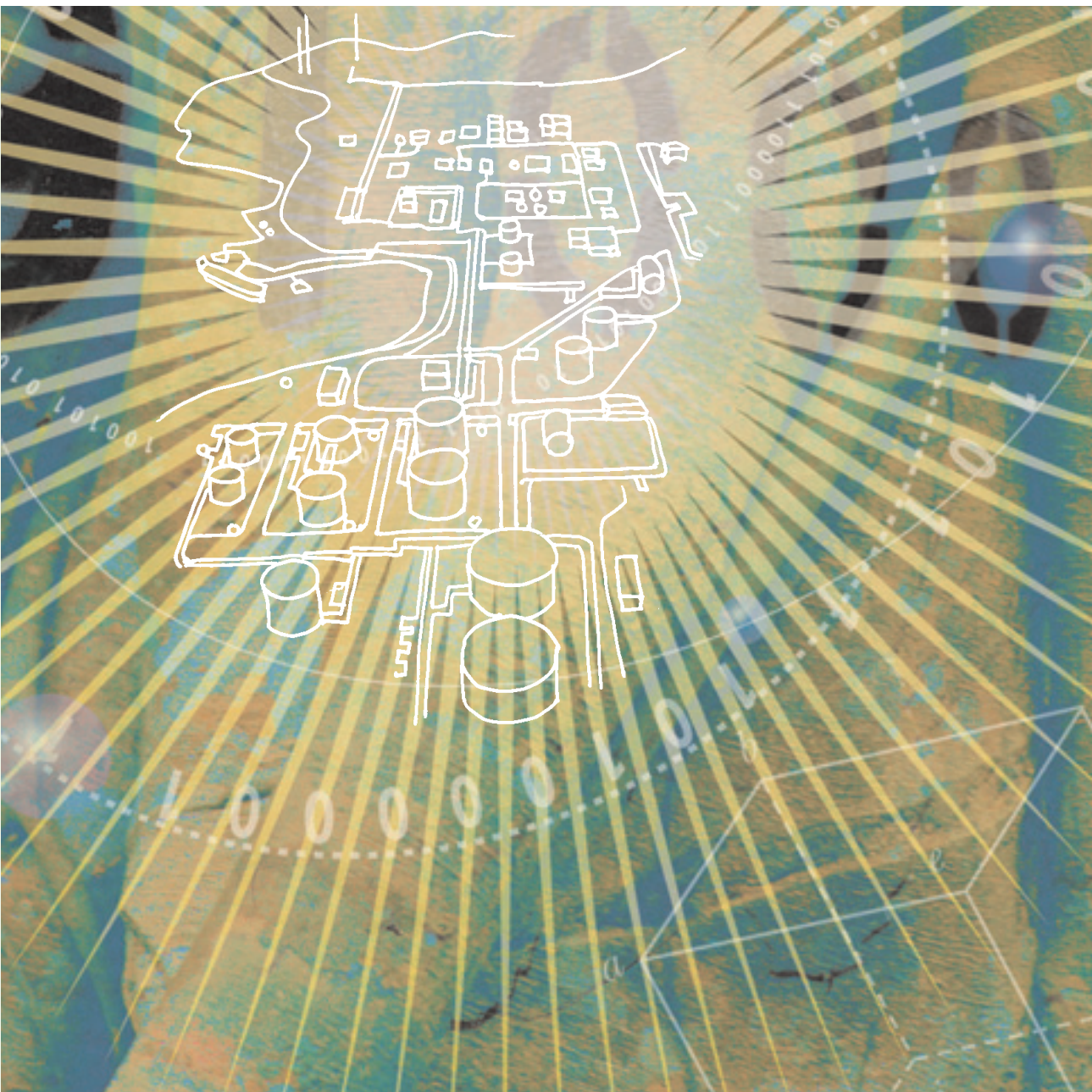
6507/5-1 Skarv vart påvist i 1998 og inneheld olje og gass i sandstein av jura og krit alder i tre forkastingssegment. Funnet ligg om lag 30 kilometer sørvest av Nornefeltet og 40 kilometer nord for Heidrun, hovudsakleg i utvinningsløyve 212, men òg i utvinningsløyva 262 og 159. Havdjupet er om lag 400 meter.

Rettshavarane har planar om ei utbygging basert på produksjonsskip og gasseksport gjennom Åsgard Transport. Dei første åra planlegg ein injeksjon av gass for å auka væskeutvinninga. Etter planen skal PUD leverast til styresmaktene i fjerde kvartal 2006.

| | |
|------------------------|---|
| 7122/7-1 Goliat | Utvinningsløyve 229. Operatør: Eni Norge AS |
| Ressursar | Olje: 6,7 millionar Sm ³ . |

7122/7-1 Goliat vart påvist i 2000 og ligg 50 kilometer søraust av Snøhvitfeltet og 85 kilometer nordvest av Hammerfest. Havdjupet er om lag 380 meter. Den første brønnen påviste olje i sandstein av seintrias til tidlegjura alder, om lag 1100 meter under havflata. Brønn 7122/7-3, som vart ferdigstilt ved årsskiftet 2005/2006, påviste meir olje og gass i sandstein av seintrias og tidlegjura alder. I tillegg påviste brønnen olje og sannsynlegvis noko gass i sandstein av midtrias alder, om lag 1800 meter under havflata. Vidare avgrensingsboring er planlagt hausten 2006.

14 Rørleidingar og landanlegg





Figur 14.1 Eksisterende og planlagde rørleidningar
(Kjelde: Oljedirektoratet)

I dei oppgjevne transportkapasitetane er det lagt til grunn standardføresetnader for trykkforholda, energiinnhald i gassen og vedlikehaldsdagar og fleksibilitet i drifta.

Gassled-rørleidningar

Operatør: Gassco AS

Rettskavarar:

| | |
|---|---------|
| Petoro AS ¹ | 38,63 % |
| Statoil ASA | 20,56 % |
| Norsk Hydro Produksjon AS | 11,19 % |
| Total E&P Norge AS | 8,67 % |
| ExxonMobil Exploration and Production Norway AS | 5,18 % |
| Norske Shell Pipelines AS | 4,44 % |
| Mobil Development Norway AS | 4,58 % |
| Norsea Gas AS | 3,05 % |
| Norske ConocoPhillips AS | 2,03 % |
| Eni Norge AS | 1,69 % |

¹ Petoro AS er rettshavar for Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). Petoros deltakardel i Gassled skal aukast med om lag 9,5 prosent med verknad frå 01.01.2011, og deltakardelane til dei andre partane skal reduserast proporsjonalt med verknad frå same datoen.

Regjeringa bad våren 2001 dei aktuelle selskapa om å gå inn i forhandlingar med sikte på å etablera ein heilskapleg eigarstruktur for gasseksport. I Gassled er eigarskapane i ni gasstransportanlegg slått saman til eitt interessentskap. Gassled-eigaravtalen vart underskriven 20.12.2002 med verknad frå 01.01.2003. Konesjonsperioden for Gassled varer til 2028.

Desse anlegga er med i Gassled: Europipe I, Europipe II, Franpipe, Norpipe, Oseberg Gasstransport, Statpipe (inkludert dei transportrelaterte anlegga på Kårstø), Vesterled, Zeepipe og Åsgard Transport. Frå 01.02.2004 er øg gassbehandlingsanlegget på Kollsnes ein del av Gassled. Gassled er organisert i ulike soner for tilgjeve og tariffing. Gassco koordinerer og styrer gasstraumane gjennom eit nettverk på om lag 6600 kilometer rørleidningar, og handterer all transport av norsk gass til marknadene.

Europipe I

Europipe I startar ved stigerørinnretninga Draupner E og endar i Emden i Tyskland. Europipe I vart sett i drift i 1995. Rørleidningen har ein diameter på 40 tomnar, han er 660 kilometer lang og har ein kapasitet på 46–54 millionar standard kubikkmeter (Sm³) per dag, avhengig av driftsmodusen. Europipe I er bygd for ei levetid på 50 år. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 21,3 milliardar 2006-kroner. Investeringane inkluderer i tillegg til rørleidningen terminalen i Dornum, og Europipe Measuring Station i Emden.

(Avtale mellom Noreg og Tyskland om overføring av gass frå den norske kontinentalsokkelen og andre område gjennom ein rørledning til Tyskland (Europipe-avtalen), referert i St.prp. nr. 60 (1992–93) og Innst. S. nr. 164 (1992–93).)

Europipe II

Europipe II startar på Kårstø og endar i Dornum i Tyskland. Rørleidningen vart sett i drift i 1999. Europipe II har ein diameter på 42 tomnar, han er 650 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 71 millionar Sm³ per dag. Europipe II er bygd for ei levetid på 50 år. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 9,6 milliardar 2006-kroner.

(Tilleggsavtale 19.05.1999 til Europipe-avtalen (referert i St.prp. nr. 60 (1992–93) og Innst. S. nr. 164 (1992–93)) om overføring av gass frå Noreg gjennom ein ny rørledning (Europipe II) til Tyskland, ratifisert i samsvar med kgl.res. 14.09.2001.)

Franpipe

Franpipe startar ved stigerørinnretninga Draupner E i Nordsjøen og endar ved mottaksterminalen i Dunkerque i Frankrike. Gassled-interessentskapet eig 65 prosent av terminalen og Gaz de France 35 prosent. Rørleidningen vart sett i drift i 1998. Franpipe har ein diameter på 42", han er 840 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 52 millionar Sm³ per dag. Franpipe er bygd for ei levetid på 50 år. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 9,9 milliardar 2006-kroner.

(Avtale mellom Noreg og Frankrike om overføring av gass frå den norske kontinentalsokkelen og andre område gjennom ein rørleidning til Frankrike, referert i St.prp. nr. 44 (1996–97) og Innst. S. nr. 172 (1996–97).)

Norpipe Gassrør

Norpipe startar ved Ekofisk og endar i Norsea Gas-terminalen i Emden i Tyskland. Norsea Gas-terminalen, som Gassled òg eig, reinsar og måler gassen før han blir distribuert vidare. Rørleidningen vart sett i drift i 1977. Norpipe har ein diameter på 36 tommar og er 440 kilometer lang. To innretningar, H7 og B11, kvar med tre kompressorar, er plasserte på tysk kontinentalsokkel for å pumpa gassen sørover. Kompressorane på den eine av dei er no tekne ut av drift. Transportkapasiteten er om lag 35 millionar Sm³ per dag utan bruk av kompressorkapasiteten på stigerørinnretninga B11. Kapasiteten aukar til 42–43 millionar Sm³ per dag når ein nyttar kompresjon på B11. Norpipe vart bygd for ei levetid på minimum 30 år. Den tekniske levetida blir jamleg vurdert. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 26,4 milliardar 2006-kroner.

(Avtale mellom Noreg og Tyskland om overføring av petroleum gjennom ein rørleidning frå Ekofiskfeltet og område rundt til Tyskland (referert i St.prp. nr. 88 (1973–74) og Innst. S. nr. 250 (1973–74).)

Oseberg Gasstransport (OGT)

Oseberg Gasstransport startar ved Oseberg og endar ved stigerørinnretninga på Heimdal. Rørleidningen vart sett i drift i 2000. Oseberg Gasstransport har ein diameter på 36 tommar, han er 109 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 40 millionar Sm³ per dag. Oseberg Gasstransport er bygd for ei levetid på 50 år. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 1,9 milliardar 2006-kroner.

Statpipe

Statpipe omfattar eit 880 kilometer langt rørleidningssystem med ei stigerørinnretning og eit gassbehandlingsanlegg på Kårstø. Systemet vart sett i drift i 1985. Statpipe Rikgass startar ved Statfjord og endar på Kårstø. Rørleidningen har ein diameter på 30 tommar, han er 308 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 25 millionar Sm³ per dag. Statpipe Tørrgass er tredelt. Ûin del startar på Kårstø og endar på Draupner S. Denne rørleidningen har ein diameter på 28 tommar, han er 228 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 20 millionar Sm³ per dag, avhengig av driftsmodusen. Den andre delen går ut frå stigerørinnretninga på Heimdal og endar på Draupner S. Han har ein diameter på 36 tommar, er 155 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 30 millionar Sm³ per dag. Den tredje delen er rørleidningen frå Draupner S til Ekofisk. Han har ein diameter på 36 tommar, er 203 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 30 millionar Sm³ per dag. Rørleidningane frå Heimdal til Draupner S og frå Kårstø til Draupner S kan òg brukast til reversert strøyming. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 45,7 milliardar 2006-kroner (eksklusiv gassbehandlingsanlegget på Kårstø).

Vesterled

Rørleidningen Vesterled startar på stigerørinnretninga på Heimdal og endar i St. Fergus i Skottland. Han vart sett i drift i 1978. Vesterled har ein diameter på 32 tommar, han er 350 kilometer lang og har ein kapasitet på 36 millionar Sm³ per dag. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 32,3 milliardar 2006-kroner. Investeringane inkluderer i tillegg til rørleidningen investeringane i samband med bygginga av terminalen i St. Fergus.

(Avtale mellom Noreg og Storbritannia om endring av Frigg-avtalen av 10.05.1976, referert i St.prp. nr. 73 (1998–99) og Innst. S. nr. 219 (1998–99).)

Zeepipe

Zeepipe I startar på Sleipner og endar ved mottaksterminalen i Zeebrugge, Belgia. Denne mottaksterminalen er etablert som ein eigen eigarskap der Gassled-interessentskapet eig 49 prosent og belgiske Fluxys 51 prosent. Rørleidningen vart sett i drift i 1993. Zeepipe I har ein diameter på 40 tommar, er 814 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 41 millionar Sm³ per dag. Til Zeepipe I høyrer òg ein rørleidning på 30 tommar mellom Sleipner og Draupner S. Zeepipe II A startar på Kollsnes gassbehandlingsanlegg og endar på stigerørinnretninga på Sleipner. Rørleidningen vart sett i drift i 1996.

Zeepipe II A har ein diameter på 40 tommar, han er 303 kilometer lang og har ein kapasitet på 72 millionar Sm³ per dag. Zeepipe II B startar på Kollsnes gassbehandlingsanlegg og endar på Draupner E. Rørleidningen vart sett i drift i 1997. Zeepipe II B har ein diameter på 40 tommar, han er 300 kilometer lang og har ein kapasitet på 71 millionar Sm³ per dag. Zeepipe er bygd for ei levetid på 50 år. Totale investeringar ved oppstarten var 24,2 milliardar 2006-kroner.

(Avtale mellom Noreg og Belgia om transport av gass frå norsk kontinentalsokkel og andre område gjennom rørleidning til Belgia, referert i St.prp. nr. 148 (1987–88) og Innst. S. nr. 21 (1988–89).)

Åsgard Transport

Åsgard Transport startar ved Åsgardfeltet og endar på Kårstø. Rørleidningen vart sett i drift i 2000. Han har ein diameter på 42 tommar, er 707 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 69 millionar Sm³ per dag. Åsgard Transport er bygd for ei levetid på 50 år. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 10,5 milliardar 2006-kroner.

Kollsnes gassbehandlingsanlegg

Gassbehandlingsanlegget på Kollsnes i Øygarden kommune i Hordaland er ein del av Gassled. På Kollsnes blir brønnstraumen separert i gass og kondensat. Gassen blir tørka og komprimert for han går til kontinentet via ein rørleidning til Sleipner og Draupner.

Kollsnes leverer òg ei mindre mengd gass til LNG-anlegget i Gasnor-Kollsnes Næringspark. Etter ein stabiliseringsprosess går kondensatet vidare til Vestprosess-anlegget på Mongstad. Anlegget vart i 2004 oppgradert med eit NGL-ekstraksjonsanlegg for å kunna behandla gass frå Kvitebjørn og Visund. Etter oppgraderinga er kapasiteten 143 millionar Sm³ tørrgass per dag og 9780 Sm³ kondensat per dag. For at anlegget skal kunna levera 143 millionar Sm³ tørrgass per dag, vil ein ny eksportkompressor bli sett i drift frå 01.10.2006.

Kårstø gassbehandlings- og kondensatanlegg

På Kårstø gassbehandlingsanlegg blir rikgassen behandla og produkta, som er tørrgass, etan, propan, isobutan, normalbutan og nafta, separert ut. Tørrgassen, som hovudsakleg inneheld metan og etan, blir transportert i rørledning frå Kårstø. Kårstø kondensatanlegg tek imot ustabilisert kondensat frå Sleipnerfeltet og stabiliserer kondensatet ved å ta ut dei lettaste komponentane. Etan, isobutan og normalbutan blir lagra nedkjølt på tankar, medan nafta og kondensat blir lagra på tankar med same temperatur som omgjevnadene. Propan blir lagra nedkjølt i store fjellhellar. Skip transporterer desse produkta i flytande form frå Kårstø.

Anlegga på Kårstø er fire ekstraksjons- og fraksjoneringslinjer for metan, etan, propan, butan og nafta, og ei fraksjoneringsline for stabilisering av kondensat. Kapasiteten på gassbehandlingsanlegget før den siste utvidinga i 2005 var 70 millionar Sm³ rikgass per dag. Kondensatanlegget har ein kapasitet på om lag 5,5 millionar tonn ikkje-stabilisert kondensat per år. Etter den siste utvidinga (Kårstø Expansion Project 2005) auka kapasiteten for attvinning av etan på Kårstø frå 620 000 tonn til 950 000 tonn i året. Gassbehandlingsanlegget vart samtidig oppgradert til å handtera 88 millionar Sm³ rikgass per dag.

Andre rørleidningar

Draugen Gasseksport

| | | |
|----------------------|--|---------|
| Operatør | A/S Norske Shell | |
| Rettskavarar | Petoro AS ¹ | 47,88 % |
| | BP Norge AS | 18,36 % |
| | A/S Norske Shell | 26,20 % |
| | ChevronTexaco Norge AS | 7,56 % |
| Investeringar | Totale investeringar ved oppstarten var om lag 1,1 milliard 2006-kroner. | |
| Levetid | Teknisk levetid er 50 år. | |
| Kapasitet | Om lag 2 milliardar Sm ³ per år | |

¹ Petoros deltakardel i Gassled skal aukast med om lag 9,5 prosent med verknad frå 01.01.2011, og deltakardelen til dei andre partane skal reduserast tilsvarande med verknad frå same dato.

Rørleidningen knyter Draugenfeltet til Åsgard Transport og gjer det mogleg å knyta til andre felt i området. Lengda er 78 kilometer, og dimensjonen er 16 tomnar. Rørleidningen vart sett i drift i november 2000.

Grane Gassrør

| | | |
|----------------------|--|--|
| Operatør | Norsk Hydro Produksjon AS | |
| Rettskavarar | Som for Granefeltet | |
| Investeringar | Totale investeringar ved oppstarten var om lag 0,3 milliardar 2006-kroner. | |
| Levetid | Teknisk levetid er 30 år. | |
| Kapasitet | Om lag 3,6 milliardar Sm ³ per år | |

Rørleidningen kom i drift i september 2003. Det er behov for gassinjeksjon for å produsera oljen frå Granefeltet. Denne gassen blir transportert til feltet via Grane Gassrør. Rørleidningen går frå stigerørinnretninga på Heimdal til Grane og er 50 kilometer lang med ein dimensjon på 18 tomnar.

Grane Oljerør

| | | |
|----------------------|--|---------|
| Operatør | Norsk Hydro Produksjon AS | |
| Rettskavarar | Petoro AS | 43,60 % |
| | ExxonMobil Exploration and Production Norway AS | 25,60 % |
| | Norsk Hydro Produksjon AS | 24,40 % |
| | Norske ConocoPhillips AS | 6,40 % |
| Investeringar | Totale investeringar ved oppstarten var om lag 1,6 milliardar 2006-kroner. | |
| Levetid | Teknisk levetid er 30 år. | |
| Kapasitet | 34 000 Sm ³ olje per dag | |

Rørleidningen kom i drift samtidig med Granefeltet, i september 2003. Han knyter Granefeltet til Stureterminalen. Grane Oljerør er 220 kilometer lang og har ein diameter på 29 tomnar.

Haltenpipe

| | | |
|----------------------|--|---------|
| Operatør | Gassco AS | |
| Rettshavarar | Petoro AS | 57,81 % |
| | Statoil ASA | 19,06 % |
| | Norske ConocoPhillips AS | 18,13 % |
| | Eni Norge AS | 5,00 % |
| Investeringar | Totale investeringar ved oppstarten var om lag 2,8 milliardar 2006-kroner i rørleidning og terminal. | |
| Levetid | Konsesjonstida varer til utgangen av år 2020. | |
| Kapasitet | 2,2 milliardar Sm ³ gass per år | |

Haltenpipe transporterer gass frå Heidrunfeltet på Haltenbanken til Tjeldbergodden i Aure kommune i Møre og Romsdal. Rørleidningen har ein diameter på 16 tommar og ei lengd på 250 kilometer. Statoil ASA og Norske ConocoPhillips AS har bygt ein metanolfabrikk nær ilandføringsterminalen, der gassen frå Heidrun blir nytta til å framstilla metanol. Gassleveransane til metanolanlegget utgjer kvart år om lag 0,7 milliardar Sm³.

Heidrun Gasseksport

| | | |
|----------------------|--|---------|
| Operatør | Statoil ASA ¹ | |
| Rettshavarar | Petoro AS | 58,16 % |
| | Norske ConocoPhillips AS | 24,31 % |
| | Statoil ASA | 12,41 % |
| | Eni Norge AS | 5,12 % |
| Investeringar | Totale investeringar ved oppstarten var om lag 0,9 milliardar 2006-kroner. | |
| Levetid | Teknisk levetid er 50 år. | |
| Kapasitet | Om lag 4,0 milliardar Sm ³ per år | |

¹Etter planen skal operatørskapet overførast til Gassco AS.

Rørleidningen knyter Heidrunfeltet til Åsgard Transport. Lengda er 37 kilometer, og diameteren er 16 tommar. Rørleidningen kom i drift i februar 2001.

Kvitebjørn Oljerør (KOR)

| | | |
|----------------------|--|---------|
| Operatør | Statoil ASA | |
| Rettsnavarar | Statoil ASA | 50,00 % |
| | Petoro AS | 30,00 % |
| | Norsk Hydro Produksjon AS | 15,00 % |
| | Total E&P Norge AS | 5,00 % |
| Investeringar | Totale investeringar ved oppstarten var om lag 0,5 milliardar 2006-kroner. | |
| Levetid | Teknisk levetid er 25 år. | |
| Kapasitet | Om lag 10 000 Sm ³ per år | |

Kvitebjørn Oljerør (KOR) transporterer kondensatet frå Kvitebjørn til oljeterminalen på Mongstad. Rørleidningen er kopla inn på Y-koplinga på Troll Oljerør II. Han har ein diameter på 16 tommar og ei lengd på 90 kilometer. Rørleidningen vart sett i drift i siste halvåret av 2004.

Langeled

| | | |
|---------------------|---|---------|
| Operatør | Norsk Hydro Produksjon AS | |
| Rettsnavarar | Petoro AS | 32,95 % |
| | Norsk Hydro Produksjon AS | 17,61 % |
| | A/S Norske Shell | 16,50 % |
| | Statoil ASA | 14,99 % |
| | DONG Norge AS | 10,22 % |
| | ExxonMobil Exploration and Production Norway AS | 6,95 % |
| | Norske ConocoPhillips AS | 0,78 % |

I plan for anlegg og drift er totale investeringar ved oppstarten estimert til om lag 20,9 milliardar 2006-kroner. Før drifta startar opp, skal eigardelar i Langeled fastsetjast ut frå oppdaterte kostnadsestimat.

Gasstransportsystemet Langeled skal transportera gass frå landanlegget for Ormen Lange på Nyhamna, via eit tilknytingspunkt på stigerørrinnretninga på Sleipner til ein ny mottaksterminal i Easington på austkysten av England. Transportsystemet er ein 42 tommar rørleidning frå Nyhamna til stigerørrinnretninga på Sleipner (nordleg rørleidning) og ein 44 tommar rørleidning vidare til Easington (sørleg rørleidning). Kapasiteten i den nordlege rørleidningen blir vel 80 millionar Sm³ per dag, og kapasiteten i den sørlege rørleidningen blir om lag 70 millionar Sm³ per dag.

Transportsystemet skal ha ei samla lengd på om lag 1200 kilometer. Den sørlege rørleidningen skal setjast i drift i oktober 2006, den nordlege rørleidningen i oktober 2007. Hydro blir operatør i utbyggingsfasen, medan Gassco blir operatør i driftsfasen. Etter planen skal rørleidningen bli inkludert i Gassled hausten 2006.

Norne Gasstransportsystem (NGTS)

| | | |
|----------------------|--|---------|
| Operatør | Gassco AS | |
| Rettshavarar | Petoro AS | 54,00 % |
| | Statoil ASA | 31,00 % |
| | Norsk Hydro Produksjon AS | 8,10 % |
| | Eni Norge AS | 6,90 % |
| Investeringar | Totale investeringar ved oppstarten var om lag 1,2 milliardar 2006-kroner. | |
| Levetid | Teknisk levetid er 50 år. | |
| Kapasitet | Om lag 3,6 milliardar Sm ³ per år | |

Rørleidningen knyter Nornefeltet til Åsgard Transport. Lengda er 126 kilometer, og diameteren er 16 tomnar. Rørleidningen kom i drift i februar 2001.

Tampen Link

| | | |
|----------------------|--|--------|
| Operatør | Statoil ASA | |
| Rettshavarar | Statoil ASA | 43,9 % |
| | ExxonMobil Exploration and Production Norway AS | 18,2 % |
| | A/S Norske Shell | 12,2 % |
| | Norsk Hydro Produksjon AS | 10,5 % |
| | Norske ConocoPhillips AS | 8,2 % |
| | Petoro AS | 7 % |
| Investeringar | Totale investeringar ved oppstarten er estimert til om lag 1,6 milliardar 2006-kroner. Dette talet inkluderer òg nødvendige modifikasjonar på Statfjord B. | |
| Kapasitet | Om lag 11 milliardar Sm ³ per år | |

Som ein del av Statfjord seinfase-prosjektet skal det leggjast ein ny 23,2 kilometer 32 tomnar gassrørleidning mellom Statfjordfeltet og eit punkt på FLAGS-rørleidningen 1,4 kilometer sør for Brent Alpha-innretninga. Om lag 15,5 kilometer av den nye gasseksportørleidningen vil liggja på britisk side av deljelina. Rørleidningen vil i tillegg til å ha kapasitet til å transportera all gass som blir produsert på Statfjord, bli dimensjonert for å kunna eksportera gassmengder opp mot kapasiteten i FLAGS-røret. Datoen for ferdigstilling for Tampen Link fell saman med produksjonsstarten for Statfjord seinfase, som er planlagt til oktober 2007. Plan for anlegg og drift (PAD) vart godkjend i 2005.

Norpipe Oljerørledning

| | | |
|---------------------------------|---|---------|
| Eigar | Norpipe Oil AS | |
| Operatør | ConocoPhillips Skandinavia AS | |
| Eigarar i Norpipe Oil AS | ConocoPhillips Skandinavia AS | 35,05 % |
| | Total E&P Norge AS | 34,93 % |
| | Statoil ASA | 15,00 % |
| | Eni Norge AS | 6,52 % |
| | Norsk Hydro Produksjon AS | 3,50 % |
| | SDØE | 5,0 % |
| Investeringar | Totale investeringar ved oppstarten var om lag 16,3 milliardar 2006-kroner. | |
| Levetid | Rørleidingen er bygd for ei levetid på minimum 30 år. Den tekniske levetida til leidningen blir jamleg vurdert. | |
| Kapasitet | Designkapasiteten for oljerørleidingen er om lag 53 millionar Sm ³ per år (900 000 fat per dag), inkludert bruk av friksjonsdempande kjemikal. Mottaksanlegga avgrensar kapasiteten til om lag 810 000 fat per dag. | |

Norpipe Oljerørledning kryssar britisk kontinentalsokkel og kjem i land i Teesside i Storbritannia. Han er 354 kilometer lang og har ein diameter på 34 tommar. Utgangspunktet er Ekofisk feltcenter, der tre pumper er plasserte. Om lag 50 kilometer nedstraums Ekofisk er det eit innkoplingspunkt for britiske felt.

To stigerørinnretningar med tre pumper kvar har tidlegare vore knytte til oljerørleidingen, men er kopla ut, den eine i 1991 og den andre i 1994.

To britiskregistrerte selskap (Norsea Pipeline Ltd. og Norpipe Petroleum UK Ltd.) eig oljeutskipingshamna i Teesside og fraksjoneringsanlegget for utskiljing av NGL. Rørleidingen transporterer olje frå dei fire Ekofiskfelt (Ekofisk, Eldfisk, Embla og Tor), frå felt Valhall, Hod, Ula, Gyda og Tambar og frå fleire britiske felt.

(Avtale mellom Noreg og Storbritannia om levering av petroleum gjennom ein rørledning frå Ekofiskfeltet og områda rundt til Storbritannia (referert i St.prp. nr. 110 (1972–73) og Innst. S. nr. 262 (1972–73).)

Oseberg Transportsystem (OTS)

| | | |
|----------------------|---|---------|
| Operatør | Norsk Hydro Produksjon AS | |
| Rettsnavarar | Petoro AS | 48,38 % |
| | Norsk Hydro Produksjon AS | 22,24 % |
| | Statoil ASA | 14,00 % |
| | Total E&P Norge AS | 8,65 % |
| | Mobil Development AS | 4,33 % |
| | Norske ConocoPhillips AS | 2,40 % |
| Investeringar | Totale investeringar ved oppstarten var om lag 9,8 milliardar 2006-kroner. | |
| Levetid | Rørleidningen er bygd for ei levetid på 40 år. | |
| Kapasitet | 121 000 Sm ³ per dag (teknisk kapasitet), 990 000 Sm ³ (lagerkapasitet) | |

Oljen frå Osebergfeltet blir transportert i ein 115 kilometer lang rørleidning frå Oseberg A-innretninga til råoljeterminalen på Stura i Øygarden kommune. Rørleidningen har ein dimensjon på 28 tommar. Rettsnavarane til Oseberg har oppretta eit eige interessentskap som er ansvarleg for drifta av rørleidningen.

Sleipner Øst kondensatrørleidning

| | | |
|----------------------|--|---------|
| Operatør | Statoil ASA | |
| Rettsnavarar | Statoil ASA | 49,60 % |
| | ExxonMobil Exploration and Production Norway AS | 30,40 % |
| | Norsk Hydro Produksjon AS | 10,00 % |
| | Total E&P Norge AS | 10,00 % |
| Investeringar | Totale investeringar ved oppstarten var om lag 1,6 milliardar 2006-kroner. | |
| Kapasitet | 200 000 fat per dag | |

Rørleidningen transporterer ustabilisert kondensat frå Sleipner A til Kårstø. Han har ein diameter på 20 tommar.

Troll Oljerør I

| | | |
|----------------------|--|---------|
| Operatør | Statoil ASA | |
| Rettsnavarar | Petoro AS | 55,77 % |
| | Statoil ASA | 20,85 % |
| | Norsk Hydro Produksjon AS | 9,73 % |
| | A/S Norske Shell | 8,29 % |
| | Total E&P Norge AS | 3,70 % |
| | Norske ConocoPhillips AS | 1,66 % |
| Investeringar | Totale investeringar ved oppstarten var om lag 1,2 milliardar 2006-kroner. | |
| Levetid | Troll Oljerør I er bygd for ei levetid på 35 år. | |
| Kapasitet | 42 500 Sm ³ olje per dag med bruk av flytforbetrar | |

Troll Oljerør I er bygd for å transportera oljen frå Troll B til oljeterminalen på Mongstad. Rørleidningen har ein diameter på 16 tommar og ei lengd på 85 kilometer. Eigargruppa i Troll har oppretta eit eige interessentskap som er ansvarleg for drifta av rørleidningen. Troll Oljerør I stod klar då oljeproduksjonen frå Troll B tok til i september 1995.

Troll Oljerør II

| | | |
|----------------------|---|---------|
| Operatør | Statoil ASA | |
| Rettsnavarar | Petoro AS | 55,77 % |
| | Statoil ASA | 20,85 % |
| | Norsk Hydro Produksjon AS | 9,73 % |
| | A/S Norske Shell | 8,29 % |
| | Total E&P Norge AS | 3,70 % |
| | Norske ConocoPhillips AS | 1,66 % |
| Investeringar | Totale investeringar ved oppstarten var om lag 1,0 milliardar 2006-kroner. | |
| Levetid | Troll Oljerør II er bygd for ei levetid på 35 år. | |
| Kapasitet | Dagens kapasitet er 40 000 Sm ³ olje per dag. Hydraulisk kapasitet i røra er 47 500 Sm ³ olje per dag (utan flytforbetrar). | |

Troll Oljerør II er bygd for å transportera oljen frå Troll C til oljeterminalen på Mongstad. PAD for rørleidningen vart godkjend i mars 1998. Rørleidningen har ein diameter på 20 tommar og ei lengd på 80 kilometer. Han stod ferdig til oppstarten av Troll C 01.11.1999. Olje frå Fram og Kvitebjørn blir transportert gjennom Troll Oljerør II. Konesjonsperioden for rørleidningen varer til 2023.

Andre landanlegg

Mongstadterminalen

| | | |
|----------------|-------------|---------|
| Eigarar | Statoil ASA | 65,00 % |
| | Petoro AS | 35,00 % |

Mongstadterminalen har tre kaianlegg som kan ta imot skip på inntil 440 000 tonn, og dessutan seks kaverner som er sprengde ut i fjellet 50 meter under bakken. Kavernene har ein lagringskapasitet på til saman 1,5 millionar m³ råolje.

Råoljeterminalen vart bygd for å sikra avsetjing av bøyelasta råolje. Råoljen frå felt med bøyelasting (mellom anna Gullfaks, Statfjord, Draugen, Norne, Åsgard og Heidrun) blir lasta til havs på bøyelastarskip. Seglingsområdet for bøyelastarskip er avgrensa til Nordvest-Europa, men ved å lagra og omlasta på Mongstad kan Statoil avsetja oljen i fjernare område. Mongstad er òg ilandføringsterminal for oljerørleidningane frå Troll B, Troll C, Troll Blend (Fram), Kvitebjørn og bøyelastarar frå Heidrun.

Stureterminalen

| | |
|----------------|--|
| Eigarar | Stureanlegget er med i interessentskapet for Oseberg Transportsystem (OTS), og eigarskapen er den same som i OTS. Unntaket er eksportanlegget for flytande gass (LPG) som Norsk Hydro Produksjon AS eig (LPG-kjølelager og eksportanlegg til skip) og Vestprosess DA (eksportanlegg mot Vestprosess). |
|----------------|--|

Stureterminalen på Stura i Øygarden kommune tek imot olje og kondensat via rørleidningen frå Oseberg A, frå felta Oseberg, Veslefrikk, Brage, Oseberg Sør, Oseberg Øst, Tune og Huldra. Han tek òg imot olje frå Granefeltet via Grane oljerør. Terminalen kom i drift i desember 1988. Stureanlegget inkluderer to kaianlegg som kan ta imot oljetankarar på opptil 300 000 tonn, fem råoljekaverner med ein kapasitet på 1 million Sm³, ei LPG-kaverne på 60 000 Sm³ og ei ballastvatnkaverne på 200 000 Sm³. Eit anlegg for attvinning av flyktige organiske komponentar (VOC) er installert.

I mars 1998 gav Olje- og energidepartementet løyve til å oppgradera Stureanlegget. Eit fraksjoneringsanlegg, som har vore i drift frå desember 1999, prosesserer ustabilisert råolje frå Osebergfeltet til stabil råolje og LPG-blanding. Produisert LPG-blanding kan både eksporterast med båt frå terminalen og leverast inn i Vestprosess-rørleidningen mellom Kollsnes, Stura og Mongstad.

Tjeldbergodden

| | | |
|-------------------------------|--------------------------|---------|
| Eigar | Statoil Metanol ANS | |
| Eigarar i Statoil Metanol ANS | Statoil ASA | 81,70 % |
| | Norske ConocoPhillips AS | 18,30 % |

Stortinget behandla i 1992 planane om å utnytta gass frå Heidrunfeltet til produksjon av metanol på Tjeldbergodden i Aure kommune på Nordmøre. Metanolfabrikken kom i produksjon 05.06.1997. Gassleveransane gjennom Haltenpipe utgjer kvart år om lag 0,7 milliardar Sm³, som gjev 830 000 tonn metanol.

I tilknytning til metanolfabrikken er det bygt ein luftgassfabrikk. Tjeldbergodden Luftgassfabrikk DA har òg eit mindre fraksjonerings- og LNG-anlegg med kapasitet på 35 millionar Sm³ per år.

Vestprosess

| | | |
|---------|-------------------------------|---------|
| Eigarar | Petoro AS | 41,00 % |
| | Statoil ASA | 17,00 % |
| | Norsk Hydro Produksjon AS | 17,00 % |
| | Mobil Exploration Norway Inc. | 10,00 % |
| | A/S Norske Shell | 8,00 % |
| | Total E&P Norge AS | 5,00 % |
| | Norske ConocoPhillips AS | 2,00 % |

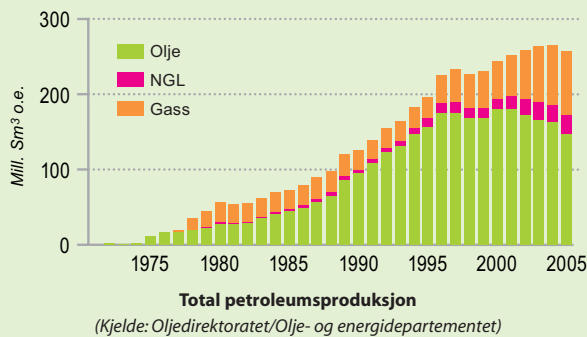
Selskapet Vestprosess DA eig og driv eit transportsystem og eit utskiljingsanlegg for våtgass (NGL). Vestprosess-anlegget kom i drift i desember 1999. Gjennom ein 56 kilometer lang rørleidning blir ustabilisert NGL skipa frå gassterminalen på Kollsnes via oljeterminalen på Stura og vidare til Mongstad. På Mongstad blir det først skilt ut nafta og LPG. Naftaen blir nytta som råstoff i raffineriet, medan LPG blir fraksjonert i eit eige prosessanlegg. Fraksjoneringsprodukta, propan og butan, blir lagra i kaverne og seinare eksportert. Vestprosess-anlegget nyttar overskotsenergi og hjelpetenester frå raffineriet.

Vedlegg 1 Historisk statistikk

Tabell 1.1 Statens inntekter fra petroleumsverksemda (mill. kr)

| År | Ordinær skatt | Særskatt | Produksjonsavgift | Arealavgift | CO ₂ -avgift | Netto kontantstrøm SDØE | Utbyte Statoil |
|-------|---------------|----------|-------------------|-------------|-------------------------|-------------------------|----------------|
| 1971 | | | 14 | | | | |
| 1972 | | | 42 | | | | |
| 1973 | | | 69 | | | | |
| 1974 | | | 121 | | | | |
| 1975 | | | 208 | | | | |
| 1976 | 1143 | 4 | 712 | 99 | | | |
| 1977 | 1694 | 725 | 646 | 57 | | | |
| 1978 | 1828 | 727 | 1213 | 51 | | | |
| 1979 | 3399 | 1492 | 1608 | 53 | | | |
| 1980 | 9912 | 4955 | 3639 | 63 | | | |
| 1981 | 13804 | 8062 | 5308 | 69 | | | 0,057 |
| 1982 | 15036 | 9014 | 5757 | 76 | | | 368 |
| 1983 | 14232 | 8870 | 7663 | 75 | | | 353 |
| 1984 | 18333 | 11078 | 9718 | 84 | | | 795 |
| 1985 | 21809 | 13013 | 11626 | 219 | | -8343 | 709 |
| 1986 | 17308 | 9996 | 8172 | 198 | | -11960 | 1245 |
| 1987 | 7137 | 3184 | 7517 | 243 | | -10711 | 871 |
| 1988 | 5129 | 1072 | 5481 | 184 | | -9133 | 0 |
| 1989 | 4832 | 1547 | 7288 | 223 | | 755 | 0 |
| 1990 | 12366 | 4963 | 8471 | 258 | | 7344 | 800 |
| 1991 | 15021 | 6739 | 8940 | 582 | 810 | 5879 | 1500 |
| 1992 | 7558 | 7265 | 8129 | 614 | 1916 | 3623 | 1400 |
| 1993 | 6411 | 9528 | 7852 | 553 | 2271 | 159 | 1250 |
| 1994 | 6238 | 8967 | 6595 | 139 | 2557 | 5 | 1075 |
| 1995 | 7854 | 10789 | 5884 | 552 | 2559 | 9259 | 1614 |
| 1996 | 9940 | 12890 | 6301 | 1159 | 2787 | 34959 | 1850 |
| 1997 | 15489 | 19582 | 6220 | 617 | 3043 | 40404 | 1600 |
| 1998 | 9089 | 11001 | 3755 | 527 | 3229 | 14572 | 2940 |
| 1999 | 5540 | 6151 | 3222 | 561 | 3261 | 25769 | 135 |
| 2000 | 21921 | 32901 | 3463 | 122 | 3047 | 98219 | 1702 |
| 2001 | 41464 | 64316 | 2481 | 983 | 2862 | 125439 | 5746 |
| 2002 | 32512 | 52410 | 1320 | 447 | 3012 | 74785 | 5045 |
| 2003 | 36819 | 60280 | 765 | 460 | 3056 | 84713 | 5133 |
| 2004 | 43177 | 70443 | 717 | 496 | 3309 | 80166 | 5222 |
| 2005* | 59800 | 99500 | 400 | 500 | 3500 | 111151 | 8139 |

(Kjelde: Statsrekneskap, 2005* frå Nasjonalbudsjettet for 2006)



Tabell 1.2 Petroleumproduksjon på norsk sokkel, standard kubikkmeter (Sm³) oljeekvivalenter

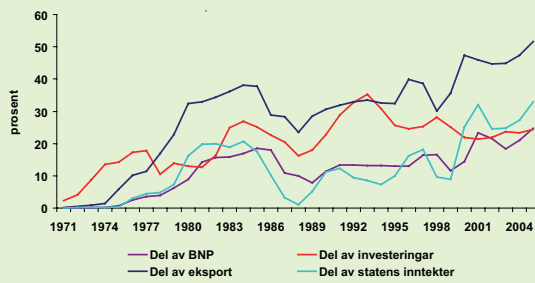
| År | Olje | Gass | Kondensat | NGL | Total produksjon |
|------|---------|--------|-----------|--------|------------------|
| 1971 | 0,357 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,357 |
| 1972 | 1,927 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 1,927 |
| 1973 | 1,870 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 1,870 |
| 1974 | 2,014 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 2,014 |
| 1975 | 10,995 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 10,995 |
| 1976 | 16,227 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 16,227 |
| 1977 | 16,643 | 2,655 | 0,002 | 0,000 | 19,300 |
| 1978 | 20,644 | 14,201 | 0,021 | 0,000 | 34,866 |
| 1979 | 22,478 | 20,670 | 0,044 | 1,128 | 44,319 |
| 1980 | 28,221 | 25,088 | 0,048 | 2,440 | 55,798 |
| 1981 | 27,485 | 24,951 | 0,048 | 2,168 | 54,652 |
| 1982 | 28,528 | 23,960 | 0,043 | 2,286 | 54,817 |
| 1983 | 35,645 | 23,613 | 0,041 | 2,680 | 61,979 |
| 1984 | 41,093 | 25,963 | 0,064 | 2,642 | 69,762 |
| 1985 | 44,758 | 26,186 | 0,076 | 2,968 | 73,987 |
| 1986 | 48,771 | 26,090 | 0,061 | 3,845 | 78,767 |
| 1987 | 56,959 | 28,151 | 0,055 | 4,117 | 89,281 |
| 1988 | 64,723 | 28,330 | 0,047 | 4,846 | 97,945 |
| 1989 | 85,983 | 28,738 | 0,053 | 4,898 | 119,672 |
| 1990 | 94,542 | 25,479 | 0,048 | 5,011 | 125,081 |
| 1991 | 108,510 | 25,027 | 0,057 | 4,897 | 138,492 |
| 1992 | 123,999 | 25,834 | 0,054 | 4,959 | 154,846 |
| 1993 | 131,843 | 24,804 | 0,554 | 5,518 | 162,720 |
| 1994 | 146,282 | 26,842 | 2,830 | 7,122 | 183,075 |
| 1995 | 156,776 | 27,814 | 3,726 | 7,942 | 196,257 |
| 1996 | 175,422 | 37,407 | 4,442 | 8,232 | 225,503 |
| 1997 | 175,914 | 42,950 | 6,401 | 8,074 | 233,338 |
| 1998 | 168,744 | 44,190 | 5,999 | 7,390 | 226,322 |
| 1999 | 168,690 | 48,479 | 6,497 | 6,992 | 230,658 |
| 2000 | 181,181 | 49,748 | 6,277 | 7,225 | 244,431 |
| 2001 | 180,884 | 53,895 | 6,561 | 10,924 | 252,264 |
| 2002 | 173,649 | 65,501 | 8,020 | 11,798 | 258,968 |
| 2003 | 165,475 | 73,124 | 11,060 | 12,878 | 262,537 |
| 2004 | 162,777 | 78,465 | 9,142 | 13,621 | 264,006 |
| 2005 | 148,126 | 84,964 | 8,422 | 15,736 | 257,247 |

(Kjelde: Oljedirektoratet)

Tabell 1.3 Verdiskaping, eksport, sysselsette, investeringar og leitekostnader

| År | Bruttoprodukt (mill. kr) | Eksportverdi (mill. kr) | Sysselsette | Investeringar inklusive leitekostnader (mill. kr) | Leitekostnader (mill. kr) |
|------|-----------------------------|----------------------------|-------------|---|------------------------------|
| 1971 | 12 | 36 | NA | 691 | |
| 1972 | 209 | 244 | 200 | 1 192 | |
| 1973 | 260 | 393 | 300 | 2 326 | |
| 1974 | 1 068 | 845 | 900 | 5 138 | |
| 1975 | 4 256 | 3 622 | 2 200 | 7 291 | |
| 1976 | 6 957 | 7 092 | 2 700 | 9 270 | |
| 1977 | 8 697 | 8 600 | 4 000 | 10 589 | |
| 1978 | 14 984 | 14 838 | 6 100 | 9 228 | |
| 1979 | 23 738 | 23 964 | 7 900 | 9 061 | |
| 1980 | 44 749 | 43 884 | 9 700 | 10 119 | |
| 1981 | 55 834 | 51 139 | 12 200 | 14 462 | 4 133 |
| 1982 | 62 735 | 56 492 | 13 100 | 15 909 | 5 519 |
| 1983 | 74 334 | 66 727 | 13 900 | 27 028 | 5 884 |
| 1984 | 91 177 | 81 173 | 15 800 | 32 244 | 7 491 |
| 1985 | 98 454 | 88 579 | 17 700 | 32 839 | 7 830 |
| 1986 | 60 936 | 55 894 | 18 000 | 33 155 | 6 654 |
| 1987 | 60 728 | 56 653 | 17 800 | 35 247 | 4 951 |
| 1988 | 50 908 | 50 141 | 18 700 | 29 680 | 4 151 |
| 1989 | 78 088 | 74 933 | 18 600 | 31 957 | 5 008 |
| 1990 | 96 962 | 89 894 | 19 200 | 32 223 | 5 137 |
| 1991 | 102 908 | 98 325 | 19 700 | 43 065 | 8 137 |
| 1992 | 104 212 | 98 666 | 20 900 | 49 512 | 7 680 |
| 1993 | 109 244 | 105 731 | 22 300 | 57 579 | 5 433 |
| 1994 | 114 174 | 108 573 | 22 500 | 54 653 | 5 011 |
| 1995 | 121 602 | 115 476 | 21 700 | 48 583 | 4 647 |
| 1996 | 167 515 | 167 200 | 22 100 | 47 878 | 5 455 |
| 1997 | 183 129 | 177 825 | 24 100 | 62 494 | 8 300 |
| 1998 | 131 630 | 128 807 | 24 900 | 79 216 | 7 577 |
| 1999 | 178 605 | 173 428 | 24 700 | 69 096 | 4 993 |
| 2000 | 341 552 | 325 382 | 23 600 | 53 589 | 5 274 |
| 2001 | 327 778 | 320 052 | 26 700 | 57 144 | 6 815 |
| 2002 | 283 029 | 281 158 | 28 400 | 54 000 | 4 476 |
| 2003 | 296 087 | 289 891 | 29 000 | 64 362 | 4 134 |
| 2004 | 359 739 | 346 457 | 29 100 | 71 473 | 4 010 |
| 2005 | 470 015 | 444 529 | 30 000 | 88 453 | 7 511 |

(Kjelde: Statistisk sentralbyrå)



Makroøkonomiske indikatorer for petroleumssektoren

(Kjelde: Statistisk sentralbyrå, Finansdepartementet)

Tabell 1.4 Petroleumssektorens del av BNP, eksport, realinvesteringar og statens totale inntekter, i prosent

| År | Del av BNP | Del av eksport | Del av realinvesteringar | Del av statens totale inntekter |
|------|------------|----------------|--------------------------|---------------------------------|
| 1971 | 0,01 | 0,10 | 2,33 | 0,05 |
| 1972 | 0,19 | 0,61 | 4,03 | 0,12 |
| 1973 | 0,20 | 0,81 | 8,65 | 0,16 |
| 1974 | 0,72 | 1,42 | 13,58 | 0,25 |
| 1975 | 2,51 | 5,86 | 14,18 | 0,38 |
| 1976 | 3,59 | 10,09 | 17,21 | 3,07 |
| 1977 | 3,98 | 11,40 | 17,88 | 4,38 |
| 1978 | 6,24 | 16,99 | 10,49 | 4,77 |
| 1979 | 8,96 | 22,79 | 13,92 | 7,31 |
| 1980 | 14,23 | 32,39 | 13,06 | 16,27 |
| 1981 | 15,59 | 32,91 | 12,60 | 19,76 |
| 1982 | 15,83 | 34,31 | 16,33 | 19,90 |
| 1983 | 16,83 | 36,16 | 25,00 | 18,86 |
| 1984 | 18,44 | 38,11 | 26,88 | 20,74 |
| 1985 | 17,99 | 37,69 | 25,13 | 17,50 |
| 1986 | 10,85 | 28,80 | 22,69 | 10,13 |
| 1987 | 9,90 | 28,36 | 20,43 | 3,21 |
| 1988 | 7,91 | 23,45 | 16,14 | 1,02 |
| 1989 | 11,38 | 28,53 | 17,92 | 5,20 |
| 1990 | 13,34 | 30,60 | 22,87 | 11,14 |
| 1991 | 13,37 | 31,92 | 28,86 | 12,25 |
| 1992 | 13,19 | 32,88 | 32,68 | 9,49 |
| 1993 | 13,16 | 33,46 | 35,22 | 8,50 |
| 1994 | 13,07 | 32,59 | 30,76 | 7,24 |
| 1995 | 12,97 | 32,44 | 25,70 | 10,06 |
| 1996 | 16,31 | 39,87 | 24,59 | 16,14 |
| 1997 | 16,48 | 38,59 | 25,14 | 18,15 |
| 1998 | 11,63 | 30,16 | 27,62 | 9,56 |
| 1999 | 14,48 | 35,67 | 25,77 | 8,93 |
| 2000 | 23,25 | 47,44 | 20,31 | 25,07 |
| 2001 | 21,48 | 45,90 | 20,27 | 32,07 |
| 2002 | 18,63 | 45,03 | 19,44 | 23,84 |
| 2003 | 18,78 | 45,48 | 22,99 | 24,81 |
| 2004 | 20,94 | 47,19 | 22,95 | 27,3 |
| 2005 | 24,70 | 51,60 | 24,40 | 32,8 |

(Kjelde: Statistisk sentralbyrå/Finansdepartementet(Nasjonalbudsjettet 2006)/Olje- og energidepartementet)

Vedlegg 2 Petroleumsressursane

Tabell 2.1 Historisk produksjon frå felt der produksjonen er avslutta og frå felt og funn som er i produksjon

| Felt | Olje mill. Sm ³ | Gass mrd. Sm ³ | NGL mill. tonn | Kondensat mill. Sm ³ | Oljeekv. ¹ mill. Sm ³ | Funnår ² |
|-----------------------------|-------------------------------|------------------------------|-------------------|------------------------------------|--|---------------------|
| Albuskjell | 7,4 | 15,5 | 1,0 | 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 |
| Frigg | 0,0 | 116,2 | 0,0 | 0,5 | 116,7 | 1971 |
| 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 | 0,1 | 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 | 14,7 | 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 |
| Historisk produksjon | 46,3 | 228,6 | 3,7 | 0,9 | 282,9 | |
| 34/10-48 S Gimle | 0,3 | | | | 0,3 | 2004 |
| Balder ^{a)} | 29,3 | 0,5 | | | 29,8 | 1967 |
| Brage | 46,2 | 2,2 | 0,9 | | 50,0 | 1980 |
| Draugen | 109,1 | 1,1 | 1,6 | | 113,2 | 1984 |
| Ekofisk | 361,6 | 128,7 | 11,5 | | 512,2 | 1969 |
| Eldfisk | 80,6 | 35,9 | 3,5 | | 123,1 | 1970 |
| Embla | 8,9 | 2,9 | 0,3 | | 12,5 | 1988 |
| Fram | 5,5 | | | | 5,5 | 1992 |
| Glitne | 6,4 | | | | 6,4 | 1995 |
| Grane | 18,1 | | | | 18,1 | 1991 |
| Gullfaks ^{b)} | 322,7 | 21,7 | 2,4 | | 348,9 | 1978 |
| Gullfaks Sør ^{c)} | 24,3 | 12,5 | 1,4 | | 39,6 | 1978 |
| Gungne ³ | | | 1,2 | 3,7 | 6,0 | 1982 |
| Gyda ^{d)} | 32,9 | 5,5 | 1,8 | | 41,8 | 1980 |
| Heidrun | 107,7 | 7,8 | 0,4 | | 116,2 | 1985 |
| Heimdal | 6,4 | 44,3 | | | 50,7 | 1972 |
| Hod | 8,1 | 1,5 | 0,2 | | 10,0 | 1974 |
| Huldra | 3,9 | 10,7 | 0,1 | | 14,7 | 1982 |
| Jotun | 20,2 | 0,7 | | | 20,9 | 1994 |
| Kristin | | 0,2 | 0,0 | 0,2 | 0,5 | 1997 |
| Kvitebjørn | 2,5 | 4,9 | 0,4 | | 8,1 | 1994 |
| Mikkjel | | 3,9 | 1,0 | 1,7 | 7,5 | 1987 |
| Murchison | 13,4 | 0,3 | 0,3 | | 14,3 | 1975 |

| | | | | | | |
|--|---------------|---------------|-------------|-------------|---------------|------|
| Njord | 19,6 | | | | 19,6 | 1986 |
| Norne | 67,8 | 4,5 | 0,5 | | 73,3 | 1992 |
| Oseberg ^{c)} | 328,5 | 26,7 | 3,5 | | 361,9 | 1979 |
| Oseberg Sør | 24,1 | | | | 24,1 | 1984 |
| Oseberg Øst | 15,4 | | | | 15,4 | 1981 |
| Sigyn | | 2,6 | 1,0 | 3,0 | 7,6 | 1982 |
| Skirne | 0,5 | 1,9 | | | 2,4 | 1990 |
| Sleipner Vest og Sleipner Øst ^{3) f)} | | 122,5 | 16,5 | 51,7 | 205,5 | 1974 |
| Snorre | 138,3 | 5,5 | 4,2 | | 151,8 | 1979 |
| Statfjord | 547,2 | 51,7 | 13,7 | 0,1 | 625,1 | 1974 |
| Statfjord Nord | 32,2 | 1,9 | 0,7 | | 35,4 | 1977 |
| Statfjord Øst | 30,8 | 2,9 | 1,0 | | 35,5 | 1976 |
| Sygna | 8,5 | | | | 8,5 | 1996 |
| Tambar | 5,8 | | 0,1 | | 6,1 | 1983 |
| Tor | 22,1 | 10,7 | 1,1 | | 35,0 | 1970 |
| Tordis ^{g)} | 46,9 | 3,6 | 1,3 | | 53,0 | 1987 |
| Troll ^{h)} | 170,3 | 239,5 | 1,0 | 4,3 | 416,0 | 1979 |
| Tune | 2,6 | | 0,1 | | 2,8 | 1996 |
| Ula | 66,8 | 3,8 | 2,5 | | 75,4 | 1976 |
| Urd | 0,2 | 0,0 | 0,0 | | 0,2 | 2000 |
| Vale | 0,4 | 0,3 | | | 0,8 | 1991 |
| Valhall | 88,7 | 17,6 | 2,9 | | 111,7 | 1975 |
| Varg | 8,9 | | | | 8,9 | 1984 |
| Veslefrikk | 46,7 | 2,1 | 1,2 | | 51,1 | 1981 |
| Vigdis | 33,0 | 0,4 | 0,3 | | 33,9 | 1986 |
| Visund | 12,9 | 0,3 | 0,0 | | 13,3 | 1986 |
| Åsgard | 45,5 | 42,5 | 7,2 | 14,9 | 116,6 | 1981 |
| Produksjon frå produserande felt | 2971,9 | 826,2 | 85,9 | 79,7 | 4041,0 | |
| Sum seld og levert | 3018,2 | 1054,8 | 89,6 | 80,7 | 4323,9 | |

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

2) Funnår for den eldste funnbrønnen som inngår i feltet

3) Gassproduksjonen på Gungne, Sleipner Vest og Sleipner Øst blir målt samla.

a) Balder omfattar òg Ringhorne

b) Gullfaks omfattar òg Gullfaks Vest

c) Gullfaks Sør omfattar òg Gulltopp, Gullveig, Rimfaks og Skinfaks

d) Gyda omfattar òg Gyda Sør

e) Oseberg omfattar òg Oseberg Vest

f) Sleipner Øst omfattar òg Løke

g) Tordis omfattar òg Tordis Øst og Borg

h) Troll omfattar òg TOGI

(Kjelde: Oljedirektoratet)

Tabell 2.2 Reserver i felt i produksjon og felt med godkjend plan for utbygging og drift

| Felt | Reserver mill. Sm³ o.e. | Funnår⁵⁾ | Operatør per 31.12.2005 | Utvinningsløype/ avtalebaseret område |
|-----------------------------|---|----------------------------|--|--|
| Alvheim ¹⁾ | 29,4 | 1998 | Marathon Petroleum Norge AS | 036 C, 088 BS, 203 |
| Balder | 63,2 | 1967 | ExxonMobil Exploration and Production Norway AS | 001 |
| Blane ¹⁾ | 0,9 | 1989 | Paladin Expro Limited | Blane |
| Brage | 53,8 | 1980 | Norsk Hydro Produksjon AS | Brage |
| Draugen | 143,4 | 1984 | A/S Norske Shell | 093 |
| Ekofisk | 713,3 | 1969 | ConocoPhillips Skandinavia AS | 018 |
| Eldfisk | 188,1 | 1970 | ConocoPhillips Skandinavia AS | 018 |
| Embla | 21,9 | 1988 | ConocoPhillips Skandinavia AS | 018 |
| Enoch ¹⁾ | 0,5 | 1991 | Paladin Expro Limited | Enoch |
| Fram | 31,6 | 1992 | Norsk Hydro Produksjon AS | 090 |
| Glitne | 7,6 | 1995 | Statoil ASA | 048 B |
| Grane | 120,0 | 1991 | Norsk Hydro Produksjon AS | Grane |
| Gullfaks | 384,4 | 1978 | Statoil ASA | 050 |
| Gullfaks Sør | 101,8 | 1978 | Statoil ASA | 050 |
| Gungne | 19,5 | 1982 | Statoil ASA | 046 |
| Gyda | 47,6 | 1980 | Talisman Energy Norge AS | 019 B |
| Heidrun | 225,8 | 1985 | Statoil ASA | Heidrun |
| Heimdal | 49,4 | 1972 | Norsk Hydro Produksjon AS | 036 BS |
| Hod | 12,5 | 1974 | BP Norge AS | 033 |
| Huldra | 21,0 | 1982 | Statoil ASA | Huldra |
| Jotun | 26,1 | 1994 | ExxonMobil Exploration and Production Norway AS | Jotun |
| Kristin | 96,3 | 1997 | Statoil ASA | Haltenbanken Vest |
| Kvitebjørn | 74,1 | 1994 | Statoil ASA | 193 |
| Mikkkel | 41,9 | 1987 | Statoil ASA | Mikkkel |
| Murchison | 14,2 | 1975 | CNR International (UK) Limited | Murchison |
| Njord | 35,6 | 1986 | Norsk Hydro Produksjon AS | Njord |
| Norne | 106,4 | 1992 | Statoil ASA | Norne |
| Ormen Lange ¹⁾ | 397,3 | 1997 | Norsk Hydro Produksjon AS | Ormen Lange |
| Oseberg ²⁾ | 479,4 | 1979 | Norsk Hydro Produksjon AS | Oseberg |
| Oseberg Sør | 59,6 | 1984 | Norsk Hydro Produksjon AS | Oseberg Sør |
| Oseberg Øst | 29,7 | 1981 | Norsk Hydro Produksjon AS | 053 |
| Ringhorne Øst ¹⁾ | 8,2 | 2003 | ExxonMobil Exploration and Production Norway AS | Ringhorne Øst |

| | | | | |
|-----------------------|--------|------|---|---------------|
| Sigyn | 18,0 | 1982 | ExxonMobil Exploration and Production Norway AS | 072 |
| Skirne | 8,3 | 1990 | Total E&P Norge AS | 102 |
| Sleipner Vest | 151,3 | 1974 | Statoil ASA | Sleipner Vest |
| Sleipner Øst | 118,1 | 1981 | Statoil ASA | Sleipner Øst |
| Snorre | 249,7 | 1979 | Statoil ASA | Snorre |
| Snøhvit ¹⁾ | 190,7 | 1984 | Statoil ASA | Snøhvit |
| Statfjord | 692,5 | 1974 | Statoil ASA | Statfjord |
| Statfjord Nord | 46,3 | 1977 | Statoil ASA | 037 |
| Statfjord Øst | 42,9 | 1976 | Statoil ASA | Statfjord Øst |
| Sygna | 12,2 | 1996 | Statoil ASA | Sygna |
| Tambar | 11,3 | 1983 | BP Norge AS | 065 |
| Tor | 39,1 | 1970 | ConocoPhillips Skandinavia AS | Tor |
| Tordis | 73,1 | 1987 | Statoil ASA | 089 |
| Troll ³⁾ | 1622,4 | 1979 | Norsk Hydro Produksjon AS | Troll |
| Troll ⁴⁾ | | 1983 | Statoil ASA | Troll |
| Tune | 17,3 | 1996 | Norsk Hydro Produksjon AS | 190 |
| Ula | 89,7 | 1976 | BP Norge AS | 019 |
| Urd | 11,5 | 2000 | Statoil ASA | 128 |
| Vale | 3,8 | 1991 | Norsk Hydro Produksjon AS | 036 |
| Valhall | 214,0 | 1975 | BP Norge AS | Valhall |
| Varg | 12,6 | 1984 | Pertra AS | 038 |
| Veslefrikk | 61,5 | 1981 | Statoil ASA | 052 |
| Vigdis | 59,4 | 1986 | Statoil ASA | 089 |
| Vilje ¹⁾ | 8,3 | 2003 | Norsk Hydro Produksjon AS | 36 |
| Visund | 93,1 | 1986 | Statoil ASA | Visund |
| Volve ¹⁾ | 13,7 | 1993 | Statoil ASA | Sleipner Øst |
| Åsgard | 400,2 | 1981 | Statoil ASA | Åsgard |

1) Felt med godkjend utbyggingsplan der produksjonen ikkje var kome i gang per 31.12.2005

2) Ressursane i Oseberg omfattar òg Oseberg Vest

3) Ressursane omfattar dei totale ressursane på Troll, inkludert den delen som blir operert av Statoil ASA

4) Ressursane er inkludert i rada ovanfor

5) Funnår for den eldste funnbrønnen som inngår i feltet

(Kjelde: Oljedirektoratet)

Tabell 2.3 Opprinneleg utvinnbart volum og attverande reservar i felt og funn i produksjon

| | Opprinneleg salgbar ¹⁾ | | | | | Attverande reservar ⁴⁾ | | | | |
|-----------------------------|-----------------------------------|----------------------|------------|-----------------------|------------------------|-----------------------------------|----------------------|------------|-----------------------|------------------------|
| | Olje | Gass | NGL | Kondensat | Oljeekv. ²⁾ | Olje | Gass | NGL | Kondensat | Oljeekv. ²⁾ |
| | mill. Sm ³ | mrd. Sm ³ | mill. tonn | mill. Sm ³ | mill. Sm ³ | mill. Sm ³ | mrd. Sm ³ | mill. tonn | mill. Sm ³ | mill. Sm ³ |
| 34/10-48 S Gimle | 4,1 | 0,4 | 0,1 | 0,0 | 4,6 | 3,8 | 0,4 | 0,1 | 0,0 | 4,4 |
| Alvheim ³⁾ | 23,7 | 5,7 | 0,0 | 0,0 | 29,4 | 23,7 | 5,7 | 0,0 | 0,0 | 29,4 |
| Balder ^{a)} | 61,6 | 1,6 | 0,0 | 0,0 | 63,2 | 32,3 | 1,1 | 0,0 | 0,0 | 33,4 |
| Blane ³⁾ | 0,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,9 | 0,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,9 |
| Brage | 49,8 | 2,4 | 0,8 | 0,0 | 53,8 | 3,6 | 0,3 | 0,0 | 0,0 | 3,9 |
| Draugen | 137,9 | 1,2 | 2,2 | 0,0 | 143,4 | 28,8 | 0,2 | 0,7 | 0,0 | 30,2 |
| Ekofisk | 531,2 | 155,0 | 14,2 | 0,0 | 713,3 | 169,6 | 26,3 | 2,7 | 0,0 | 201,1 |
| Eldfisk | 128,4 | 51,1 | 4,5 | 0,0 | 188,1 | 47,8 | 15,2 | 1,0 | 0,0 | 65,0 |
| Embla | 14,5 | 6,2 | 0,6 | 0,0 | 21,9 | 5,6 | 3,3 | 0,3 | 0,0 | 9,5 |
| Enoch ³⁾ | 0,3 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 0,5 | 0,3 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 0,5 |
| Fram | 21,0 | 10,2 | 0,2 | 0,0 | 31,6 | 15,5 | 10,2 | 0,2 | 0,0 | 26,1 |
| Glitne | 7,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 7,6 | 1,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,2 |
| Grane | 120,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 120,0 | 101,9 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 101,9 |
| Gullfaks ^{b)} | 354,6 | 24,6 | 2,7 | 0,0 | 384,4 | 31,9 | 2,9 | 0,4 | 0,0 | 35,4 |
| Gullfaks Sør ^{c)} | 48,3 | 43,4 | 5,3 | 0,0 | 101,8 | 24,0 | 30,9 | 3,9 | 0,0 | 62,2 |
| Gungne | 0,0 | 12,2 | 1,6 | 4,3 | 19,5 | 0,0 | 12,2 | 0,4 | 0,6 | 13,5 |
| Gyda ^{d)} | 37,8 | 6,2 | 1,9 | 0,0 | 47,6 | 4,9 | 0,7 | 0,1 | 0,0 | 5,8 |
| Heidrun | 180,0 | 42,7 | 1,6 | 0,0 | 225,8 | 72,4 | 34,9 | 1,2 | 0,0 | 109,6 |
| Heimdal | 7,2 | 42,3 | 0,0 | 0,0 | 49,4 | 0,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,8 |
| Hod | 10,0 | 1,7 | 0,4 | 0,0 | 12,5 | 1,9 | 0,3 | 0,2 | 0,0 | 2,5 |
| Huldra | 5,0 | 15,8 | 0,1 | 0,0 | 21,0 | 1,1 | 5,1 | 0,1 | 0,0 | 6,3 |
| Jotun | 25,1 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 26,1 | 4,9 | 0,2 | 0,0 | 0,0 | 5,1 |
| Kristin | 37,2 | 43,2 | 7,9 | 1,0 | 96,3 | 37,2 | 43,0 | 7,8 | 0,8 | 95,8 |
| Kvitebjørn | 18,0 | 51,9 | 2,3 | 0,0 | 74,1 | 15,5 | 47,0 | 1,9 | 0,0 | 66,0 |
| Mikkjel | 4,7 | 24,0 | 5,9 | 2,0 | 41,9 | 4,7 | 20,1 | 4,9 | 0,3 | 34,4 |
| Murchison | 13,8 | 0,4 | 0,0 | 0,0 | 14,2 | 0,4 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 0,5 |
| Njord | 24,2 | 8,7 | 1,4 | 0,0 | 35,6 | 4,6 | 8,7 | 1,4 | 0,0 | 16,0 |
| Norne | 89,2 | 14,0 | 1,7 | 0,0 | 106,4 | 21,4 | 9,4 | 1,2 | 0,0 | 33,1 |
| Ormen Lange ³⁾ | 0,0 | 375,2 | 0,0 | 22,1 | 397,3 | 0,0 | 375,2 | 0,0 | 22,1 | 397,3 |
| Oseberg ^{e)} | 354,7 | 111,1 | 7,2 | 0,0 | 479,4 | 26,2 | 84,4 | 3,6 | 0,0 | 117,5 |
| Oseberg Sør | 49,2 | 10,5 | 0,0 | 0,0 | 59,6 | 25,1 | 10,5 | 0,0 | 0,0 | 35,5 |
| Oseberg Øst | 29,2 | 0,5 | 0,0 | 0,0 | 29,7 | 13,8 | 0,5 | 0,0 | 0,0 | 14,2 |
| Ringhorne Øst ³⁾ | 8,0 | 0,3 | 0,0 | 0,0 | 8,2 | 8,0 | 0,3 | 0,0 | 0,0 | 8,2 |
| Sigyn | 0,0 | 6,9 | 2,9 | 5,5 | 18,0 | 0,0 | 4,3 | 1,9 | 2,5 | 10,4 |
| Skirne | 1,6 | 6,7 | 0,0 | 0,0 | 8,3 | 1,1 | 4,8 | 0,0 | 0,0 | 5,9 |
| Sleipner Vest | 0,0 | 107,8 | 8,1 | 28,1 | 151,3 | | | | | |

| | | | | | | | | | | |
|--|---------------|---------------|--------------|--------------|---------------|---------------|---------------|--------------|-------------|---------------|
| Sleipner Øst ¹⁾ | 0,0 | 66,3 | 12,8 | 27,5 | 118,1 | | | | | |
| Sleipner Vest og Sleipner Øst ⁵⁾ | | | | | | 0,0 | 51,5 | 4,4 | 3,9 | 63,8 |
| Snorre | 234,0 | 6,6 | 4,8 | 0,0 | 249,7 | 95,7 | 1,2 | 0,6 | 0,0 | 98,0 |
| Snøhvit ³⁾ | 0,0 | 160,6 | 6,3 | 18,1 | 190,7 | 0,0 | 160,6 | 6,3 | 18,1 | 190,7 |
| Statfjord | 565,6 | 78,6 | 25,5 | 0,0 | 692,5 | 18,4 | 26,9 | 11,8 | 0,0 | 67,7 |
| Statfjord Nord | 41,8 | 2,7 | 0,9 | 0,0 | 46,3 | 9,6 | 0,8 | 0,3 | 0,0 | 10,9 |
| Statfjord Øst | 36,4 | 3,9 | 1,4 | 0,0 | 42,9 | 5,6 | 1,0 | 0,4 | 0,0 | 7,4 |
| Sygna | 12,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 12,2 | 3,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3,8 |
| Tambar | 8,3 | 2,6 | 0,2 | 0,0 | 11,3 | 2,4 | 2,6 | 0,1 | 0,0 | 5,2 |
| Tor | 25,3 | 11,5 | 1,2 | 0,0 | 39,1 | 3,2 | 0,8 | 0,1 | 0,0 | 4,2 |
| Tordis ^{g)} | 64,0 | 5,6 | 1,8 | 0,0 | 73,1 | 17,1 | 2,0 | 0,5 | 0,0 | 20,1 |
| Troll ^{4)h)} | 238,0 | 1324,9 | 30,5 | 1,6 | 1622,4 | 67,7 | 1085,4 | 29,4 | -2,7 | 1206,4 |
| Tune ⁶⁾ | 3,0 | 14,1 | 0,1 | 0,0 | 17,3 | 0,4 | 14,1 | 0,0 | 0,0 | 14,6 |
| Ula | 80,0 | 3,8 | 3,1 | 0,0 | 89,7 | 13,2 | 0,0 | 0,6 | 0,0 | 14,3 |
| Urd | 11,3 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 11,5 | 11,1 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 11,3 |
| Vale | 1,7 | 2,1 | 0,0 | 0,0 | 3,8 | 1,2 | 1,8 | 0,0 | 0,0 | 3,1 |
| Valhall | 170,9 | 31,9 | 5,9 | 0,0 | 214,0 | 82,3 | 14,3 | 3,0 | 0,0 | 102,2 |
| Varg | 12,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 12,6 | 3,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3,7 |
| Veslefrikk | 56,7 | 2,8 | 1,1 | 0,0 | 61,5 | 10,0 | 0,6 | 0,0 | 0,0 | 10,6 |
| Vigdis | 55,4 | 1,7 | 1,2 | 0,0 | 59,4 | 22,4 | 1,3 | 0,9 | 0,0 | 25,5 |
| Vilje ³⁾ | 8,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 8,3 | 8,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 8,3 |
| Visund | 27,3 | 52,9 | 6,8 | 0,0 | 93,1 | 14,4 | 52,6 | 6,8 | 0,0 | 79,8 |
| Volve ³⁾ | 11,9 | 1,3 | 0,2 | 0,1 | 13,7 | 11,9 | 1,3 | 0,2 | 0,1 | 13,7 |
| Åsgard | 109,7 | 196,2 | 41,1 | 16,1 | 400,2 | 64,2 | 153,8 | 33,9 | 1,2 | 283,6 |
| Sum | 4173,0 | 3155,2 | 218,7 | 126,5 | 7870,1 | 1201,1 | 2331,0 | 133,3 | 46,8 | 3832,4 |

1) Tabellen syner forventningsverdiar og estimata er difor usikre

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

3) Felt med godkjend utbyggingsplan der produksjonen ikkje var starta per 31.12.2005

4) Årsaka til negative tal for attverande reservar på enkelte felt er at produktet ikkje er rapportert under opprinneleg salgbart volum. Dette gjeld produsert NGL og kondensat

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

6) Gass frå Tune blir ikkje allokert attende frå Oseberg og difor er attverande gassreservar lik opphavlege

a) Balder omfattar òg Ringhorne

b) Gullfaks omfattar òg Gullfaks Vest

c) Gullfaks Sør omfattar òg Gulltopp, Gullveig, Rimfaks og Skinnfaks

d) Gyda omfattar òg Gyda Sør

e) Oseberg omfattar òg Oseberg Vest

f) Sleipner Øst omfattar òg Løke

g) Tordis omfattar òg Tordis Øst og Borg

h) Troll omfattar òg TOGI

(Kjelde: Oljedirektoratet)

Tabell 2.4 Reserver i funn der rettshaverane har vedteke 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⁾ |
|-----------------------|-------------------------------|------------------------------|-------------------|------------------------------------|--|----------------------|
| 34/10-48 S Gimle | 4,1 | 0,4 | 0,1 | 0,0 | 4,6 | 2004 |
| 6407/1-2 Tyrihans Sør | 29,0 | 29,3 | 5,5 | 0,0 | 68,8 | 1983 |
| Sum | 33,1 | 29,7 | 5,6 | 0,0 | 73,4 | |

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

2) Funnår for den eldste funnbrønnen som inngår

(Kjelde: Oljedirektoratet)

Tabell 2.5 Ressursar 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⁾ |
|--------------------------------|-------------------------------|------------------------------|-------------------|------------------------------------|--|----------------------|
| 1/9-1 Tommeliten | | | | | | |
| Alpha | 7,9 | 12,9 | 0,0 | 0,0 | 20,8 | 1977 |
| 15/12-12 | 0,0 | 4,1 | 0,0 | 0,7 | 4,8 | 2001 |
| 15/3-1 S Gudrun | 15,2 | 8,4 | 5,4 | 0,0 | 33,8 | 1975 |
| 15/5-1 Dagny | 0,0 | 3,8 | 0,2 | 1,2 | 5,3 | 1978 |
| 2/12-1 Freja | 2,9 | 0,6 | 0,0 | 0,0 | 3,5 | 1987 |
| 24/9-5 | 7,0 | 0,8 | 0,0 | 0,0 | 7,8 | 1994 |
| 25/11-16 | 3,60 | 0,00 | 0,0 | 0,0 | 3,60 | 1992 |
| 25/5-5 | 3,53 | 0,09 | 0,0 | 0,0 | 3,62 | 1995 |
| 3/7-4 Trym | 0,00 | 3,44 | 0,0 | 0,75 | 4,19 | 1990 |
| 30/7-6 Hild ³⁾ | 0,00 | 14,72 | 0,0 | 1,89 | 16,61 | 1978 |
| 34/10-23 Valemon ⁴⁾ | 0,00 | 18,14 | 0,8 | 5,65 | 25,21 | 1985 |
| 35/8-1 | 0,0 | 16,1 | 0,9 | 4,1 | 21,8 | 1981 |
| 35/9-1 Gjøa | 9,1 | 37,1 | 6,0 | 0,0 | 57,5 | 1989 |
| 6507/3-3 Idun | 0,0 | 11,7 | 1,5 | 0,2 | 14,9 | 1999 |
| 6507/5-1 Skarv ⁵⁾ | 14,3 | 35,7 | 5,8 | 3,6 | 64,6 | 1998 |
| 7122/7-1 Goliat | 6,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 6,7 | 2000 |
| Sum | 70,2 | 167,6 | 20,5 | 18,1 | 294,7 | |

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

2) Funnår for den eldste funnbrønnen som inngår

3) 30/7-6 Hild har ressursar i kategori 4 og 5

4) 34/10-23 Valemon har ressursar i kategori 4 og 5

5) 6507/5-1 Skarv har ressursar i kategori 4 og 5

(Kjelde: Oljedirektoratet)

Tabell 2.6 Ressursar i funn der utvinning er sannsynleg, men ikkje avklart

| 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⁾ |
|----------------------|-------------------------------|------------------------------|-------------------|------------------------------------|--|----------------------|
| 1/3-6 | 3,2 | 2,8 | 0,0 | 0,0 | 6,0 | 1991 |
| 1/5-2 Flyndre | 5,1 | 1,6 | 0,0 | 0,0 | 6,6 | 1974 |
| 15/3-4 | 3,7 | 1,6 | 0,5 | 0,0 | 6,2 | 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 | 6,0 | 1982 |
| 16/7-2 | 0,0 | 1,8 | 0,3 | 0,5 | 2,9 | 1982 |
| 2/4-10 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 1973 |
| 2/4-17 Tjalve | 1,0 | 1,4 | 0,1 | 0,0 | 2,5 | 1992 |
| 2/5-3 Sørøst Tor | 3,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3,1 | 1972 |
| 24/6-1 Peik | 0,0 | 2,0 | 0,0 | 0,3 | 2,3 | 1985 |
| 25/8-4 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 1992 |
| 33/9-6 Delta | 1,2 | 0,2 | 0,0 | 0,0 | 1,3 | 1976 |
| 34/10-48 S Gimle | 0,0 | 0,6 | 0,0 | 0,3 | 0,9 | 2004 |
| 34/11-2 S Nøkken | 0,0 | 2,7 | 0,0 | 1,2 | 3,9 | 1996 |
| 6/3-1 Pi | 0,4 | 0,9 | 0,0 | 0,0 | 1,3 | 1985 |
| 6406/1-1 Erlend Nord | 0,0 | 1,1 | 0,0 | 0,3 | 1,4 | 2001 |
| 6406/1-2 | 0,0 | 12,1 | 2,0 | 4,6 | 20,6 | 2003 |
| 6406/2-1 Lavrans | 0,0 | 12,7 | 3,2 | 5,0 | 23,7 | 1995 |
| 6406/2-6 Ragnfrid | 0,0 | 2,6 | 0,0 | 1,8 | 4,4 | 1998 |
| 6406/2-7 Erlend | 0,0 | 1,0 | 0,0 | 0,6 | 1,6 | 1999 |
| 6406/3-2 Trestakk | 8,1 | 1,8 | 0,5 | 0,0 | 10,9 | 1986 |
| 6406/9-1 | 0,0 | 33,3 | 0,0 | 0,0 | 33,3 | 2005 |
| 6407/1-2 Tyrhans Sør | 0,9 | 0,2 | 0,0 | 0,0 | 1,1 | 1983 |
| 6407/9-9 | 0,2 | 1,2 | 0,0 | 0,2 | 1,5 | 1999 |
| 6506/11-2 Lange | 0,4 | 0,2 | 0,0 | 0,0 | 0,6 | 1991 |
| 6506/11-7 | 3,7 | 1,9 | 0,0 | 0,0 | 5,6 | 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 | 15,3 | 2,5 | 1,2 | 21,3 | 1992 |
| 6507/3-1 Alve | 0,0 | 6,2 | 0,0 | 1,2 | 7,4 | 1990 |
| 6507/7-13 | 0,9 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 2001 |
| 6608/11-2 Falk | 1,6 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 1,7 | 2000 |
| 6608/11-4 Linerle | 13,5 | 0,2 | 0,0 | 0,0 | 13,7 | 2004 |
| 6707/10-1 | 0,0 | 38,3 | 0,0 | 0,0 | 38,3 | 1997 |
| 7/7-2 | 3,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3,4 | 1992 |
| 7/8-3 | 6,0 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 6,1 | 1983 |

| | | | | | | |
|-----------------------|-------------|--------------|------------|-------------|--------------|------|
| 7121/4-2 Snøhvit Nord | 0,0 | 4,7 | 0,2 | 0,6 | 5,6 | 1985 |
| 7121/5-2 Beta | 0,0 | 3,3 | 0,0 | 0,2 | 3,5 | 1986 |
| Sum | 59,7 | 279,1 | 9,8 | 19,4 | 376,8 | |

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

2) Funnår for den eldste funnbrønnen som inngår

(Kjelde: Oljedirektoratet)

Tabell 2.7 Ressursar i nye funn som ikkje er evaluerte

| 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⁾ |
|--------------|-------------------------------|------------------------------|-------------------|------------------------------------|--|----------------------|
| 31/2-N -11 H | 6 | 0 | 0 | 0 | 6 | 2005 |
| 35/11-13 | 2,45 | 0 | 0 | 0 | 2,45 | 2005 |
| 35/2-1 | 0 | 16,0 | 0,0 | 0,0 | 16,0 | 2005 |
| 6605/8-1 | 0 | 29,0 | 0,0 | 0,0 | 29,0 | 2005 |
| 6302/6-1 | | 1,8 | | | 1,8 | 2005 |
| SUM | 8,45 | 46,8 | 0,0 | 0,0 | 55,3 | |

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

2) Funnår for den eldste funnbrønnen som inngår

(Kjelde: Oljedirektoratet)

Vedlegg 3 Operatører og rettshavarar

Tabellen nedanfor viser ei oversikt over operatører og rettshavarar i utvinningsløyve og felt på norsk kontinentalsokkel. Det er 289 aktive utvinningsløyve, men 291 operatørskap. Både Statoil ASA og Norsk Hydro Produksjon AS er operatører i utvinningsløyva 085 og 085B. I tillegg er Gassco AS operatør for store deler av gassrørleidningsnettet. Fleire fakta om petroleumsvirksomma finn du på nettstaden til Oljedirektoratet: www.npd.no. Ulike rapportar om utvinningsløyve og rettshavarar kan hentast frå www.npd.no/rapporter.

Tabell 3.1 Operatører og rettshavarar

| | Operatør | Utvinningsløyve | Felt |
|---|----------|-----------------|------|
| A/S Norske Shell | 11 | 24 | 7 |
| Amerada Hess Norge AS | 1 | 10 | 4 |
| BG Norge AS | 8 | 15 | |
| BP Norge AS | 12 | 16 | 5 |
| Chevron Norge AS | 1 | 6 | 1 |
| CNR International (Norway) AS | 1 | 1 | |
| ConocoPhillips Scandinavia AS | 8 | 10 | 9 |
| DONG Norge AS | 6 | 34 | 7 |
| Det Norske Oljeselskap AS | 8 | 22 | 2 |
| Endeavour Energy Norge AS | 1 | 12 | 2 |
| Eni Norge AS | 11 | 50 | 16 |
| Enterprise Oil Norge AS | 1 | 12 | 8 |
| ExxonMobil Exploration and Production Norway AS | 11 | 27 | 17 |
| Idemitsu Petroleum Norge AS | 1 | 9 | 6 |
| Lundin Norway AS | 6 | 16 | 2 |
| Marathon Petroleum Norge AS | 11 | 19 | 5 |
| Mobil Development Norway AS | 1 | 24 | 8 |
| Mærsk Oil Exploration Norway AS | 1 | 2 | |
| Mærsk Oil Norway AS | 1 | 1 | |
| Norsk Hydro Produksjon AS | 66 | 124 | 45 |
| Norske ConocoPhillips AS | 1 | 23 | 13 |
| Paladin Resources Norge AS | 5 | 24 | 5 |
| Pertra ASA | 4 | 10 | 3 |
| Petro-Canada UK Limited | 2 | 5 | |
| Revus Energy ASA | 1 | 26 | 4 |
| RWE Dea Norge AS | 2 | 22 | 7 |
| Statoil ASA | 88 | 163 | 48 |
| Talisman Energy Norge AS | 10 | 26 | 6 |
| Total E&P Norge AS | 11 | 66 | 39 |

(Kjelde: Oljedirektoratet)

| Andre rettshavarar: | Utvinningsløyve | Felt |
|----------------------------------|------------------------|-------------|
| Altinex Oil AS | 5 | |
| E.ON Ruhrgas Norge AS | 7 | 1 |
| Gaz de France Norge AS | 25 | 3 |
| Noble Energy Limited | 1 | |
| Norske AEDC A/S | 1 | 1 |
| Norwegian Energy Company AS | 3 | |
| Petoro AS | 100 | 41 |
| Premier Oil Norge AS | 5 | |
| Svenska Petroleum Exploration AS | 3 | 1 |
| Wintershall Norge AS | 3 | |

(Kjelde: Oljedirektoratet)

Vedlegg 4 Adresseliste

STYRESMAKTER

Olje- og energidepartementet

Postboks 8148 Dep, 0033 Oslo
Tlf. 22 24 90 90, faks 22 24 95 65
www.oed.dep.no

Oljedirektoratet

Postboks 600, 4003 Stavanger
Tlf. 51 87 60 00, faks 51 55 15 71
www.npd.no

Harstadkontoret

Postboks 787, 9488 Harstad
Tlf. 77 01 83 50, faks 77 06 38 95

Arbeids- og inkluderingsdepartementet

Postboks 8019 Dep, 0030 Oslo
Tlf. 22 24 90 90, faks 22 24 95 76
www.aid.dep.no

Petroleumstilsynet

Postboks 599, 4003 Stavanger
Tlf. 51 87 60 50, faks 51 87 60 80
www.ptil.no

Finansdepartementet

Postboks 8008 Dep, 0030 Oslo
Tlf. 22 24 90 90, faks 22 24 95 10
www.finans.dep.no

Miljøverndepartementet

Postboks 8013 Dep, 0030 Oslo
Tlf. 22 24 90 90, faks 22 24 95 60
www.md.dep.no

OPERATØRAR

Amerada Hess Norge AS

C.J. Hambros plass 2C, 0164 Oslo
Tlf. 22 94 00 00, faks 22 42 63 27
www.hess.com

A/S Norske Shell

Postboks 40, 4098 Tananger
Tlf. 51 69 30 00, faks 51 69 30 30
www.shell.com

BG Norge AS

Postboks 780 Sentrum, 4004 Stavanger
Tlf. 51 20 59 00, faks 51 20 59 90
www.bg-group.com

BP Norge AS

Postboks 197 Forus, 4065 Stavanger
Tlf. 52 01 30 00, faks 52 01 30 01
www.bp.no

Chevron Norge AS

Postboks 97 Skøyen, 0212 Oslo
Tlf. 22 13 56 60, faks 22 13 56 90
www.chevrontexaco.com

CNR International (Norway) AS

c/o Wikborg, Rein & Co.
Postboks 1315 Vika, 0117 Oslo
Tlf. 22 82 75 00, faks 22 82 75 01
www.cnrl.com

ConocoPhillips Skandinavia AS

Postboks 220, 4098 Tananger
Tlf. 52 02 00 00, faks 52 02 66 00
www.conocophillips.com

Det Norske Oljeselskap AS

Postboks 1345 Vika, 0113 Oslo
Tlf. 23 23 84 80, faks 23 23 84 81
www.dno.no

DONG Norge AS

Postboks 450 Sentrum, 4002 Stavanger
Tlf. 51 50 62 50, faks 51 50 62 51
www.dong.no

Endeavour Energy Norge AS

Postboks 1989 Vika, 0125 Oslo
Tlf. 22 01 04 70, faks 22 01 04 71
www.endeavourcorp.com

Eni Norge AS

Postboks 101 Forus, 4064 Stavanger
Tlf. 51 57 48 00, faks 51 57 49 30
www.eninorge.no

Enterprise Oil Norge AS

c/o A/S Norske Shell
Postboks 40, 4098 Tananger
Tlf. 51 69 30 00, faks 51 69 30 30
www.shell.com

**ExxonMobil Exploration
and Production Norway AS**

Postboks 60 Forus, 4064 Stavanger
Tlf. 51 60 60 60, faks 51 60 66 60
www.exxonmobil.no

Gassco AS

Postboks 93, 5501 Haugesund
Tlf. 52 81 25 00, faks 52 81 29 46
www.gassco.no

Idemitsu Petroleum Norge AS

Postboks 1844 Vika, 0123 Oslo
Tlf. 23 23 85 00, faks 23 23 85 01
www.idemitsu.no

Lundin Norway AS

Strandveien 50 D, 1366 Lysaker
Tlf. 67 10 72 50, faks 67 10 72 51
www.lundin-petroleum.com

Marathon Petroleum Norge AS

Postboks 480 Sentrum, 4002 Stavanger
Tlf. 51 50 63 00, faks 51 50 63 01
www.marathon.com

Mobil Development Norway AS

c/o ExxonMobil Exploration and Production
Norway AS
Postboks 60 Forus, 4064 Stavanger
Tlf. 51 60 60 60, faks 51 60 66 60
www.exxonmobil.com

Mærsk Oil Exploration Norway AS

Postboks 244, 1326 Lysaker
Tlf. 67 10 76 00, faks 67 10 76 01
www.maerskoil.dk

Norsk Hydro Produksjon AS

0246 Oslo
Tlf. 22 53 81 00, faks 22 53 22 34
www.hydro.com

Norske ConocoPhillips AS

Postboks 220, 4098 Tananger
Tlf. 52 02 00 00, faks 52 02 66 00
www.conocophillips.no

Pertra ASA

Nedre Bakklandet 58 C, 7014 Trondheim
Tlf. 90 70 60 00, faks 73 53 05 00
www.pertra.no

Revus Energy ASA

Postboks 230 Sentrum, 4001 Stavanger
Tlf. 51 50 63 50, faks 51 50 63 51
www.revus-energy.no

RWE Dea Norge AS

Postboks 243 Skøyen, 0213 Oslo
Tlf. 21 30 30 00, faks 21 30 30 99
www.rwe-dea.no

Statoil ASA

4035 Stavanger
Tlf. 51 99 00 00, faks 51 99 00 50
www.statoil.com

Talisman Energy Norge AS

Postboks 649 Sentrum, 4003 Stavanger
Tlf. 52 00 20 00, faks 52 00 15 00
www.talisman-energy.com

Total E&P Norge AS

Postboks 168 Sentrum, 4001 Stavanger
Tlf. 51 50 30 00, faks 51 72 66 66
www.total.no

ANDRE RETTSHAVARAR**Altinex Oil AS**

Postboks 61 Kokstad, 5863 Bergen
Tlf. 55 52 50 50, Faks 55 52 50 51
www.altinex.no

E.ON Ruhrgas Norge AS

Postboks 640 Sentrum, 4003 Stavanger
Tlf. 51 51 74 00, faks 51 51 74 10
www.ruhrgas.no

Gaz de France Norge AS

Postboks 242 Forus, 4066 Stavanger
Tlf. 52 04 46 00, faks 52 04 46 01
www.gazdefrance.com

Noble Energy (Europe) Limited

Suffolk House, 154 High Street, Sevenoaks,
Kent, TN13 1XE
Tlf. +44 1732 741 999, faks +44 1732 464 140
www.nobleenergyinc.com

Norske AEDC A/S

Postboks 207 Sentrum, 4001 Stavanger
Tlf. 51 91 70 40, faks 51 91 70 41
www.aoc.co.jp

Norwegian Energy Company AS

Postboks 550 Sentrum, 4003 Stavanger
Tlf. 99 28 39 00, faks 51 53 33 33
www.noreco.no

Petoro AS

Postboks 300 Sentrum, 4002 Stavanger
Tlf. 51 50 20 00, faks 51 50 20 01
www.petoro.no

Premier Oil Norge AS

Postboks 800 Sentrum

4004 Stavanger

Tlf: 40 00 34 54, faks 93 17 21 07

www.premieroil.co.uk

Svenska Petroleum Exploration AS

c/o RES

Postboks 383

1326 Lysaker

Tlf: 67 51 44 77, faks 67 10 91 99

www.spi.se

Wintershall Norge AS

Postboks 775 Sentrum

0106 Oslo

Tlf: 23 31 59 90, faks 23 31 59 99

www.wintershall.biz

Vedlegg 5 Omrekningsfaktorar

Olje-, kondensat- og gassmengder blir oppgjevne i standard kubikkmeter (Sm³) og NGL-mengder i tonn. Eit mål for dei totale ressursane får ein ved å summere energimengda av dei ulike petroleumstypane. Summen reknas i standard kubikkmeter oljeekvivalentar (Sm³ o.e.).

| | | |
|-----------------------------|---|--------------------------|
| 1 Sm ³ olje | = | 1,0 Sm ³ o.e. |
| 1 Sm ³ kondensat | = | 1,0 Sm ³ o.e. |
| 1000 Sm ³ gass | = | 1,0 Sm ³ o.e. |
| 1 tonn NGL | = | 1,9 Sm ³ o.e. |

| | | | |
|------|---------------|----------|-----------|
| Gass | 1 kubikkfot | 1 000,00 | Btu |
| | 1 kubikkmeter | 9 000,00 | kcal |
| | 1 kubikkmeter | 35,30 | kubikkfot |

| | | | |
|--------|-------------------|--------|------------------------|
| Råolje | 1 Sm ³ | 6,29 | fat |
| | 1 Sm ³ | 0,84 | toe |
| | 1 tonn | 7,49 | fat |
| | 1 fat | 159,00 | liter |
| | 1 fat per dag | 48,80 | tonn per år |
| | 1 fat per dag | 58,00 | Sm ³ per år |

Omtrentleg energiinnhald

| | MJ |
|-----------------------------|--------|
| 1 Sm ³ naturgass | 40 |
| 1 Sm ³ råolje | 35 500 |
| 1 tonn kullekvivalent | 29 300 |

Omrekningsfaktorar for volum

| | | |
|--------------------------|---|---|
| 1 Sm ³ råolje | = | 6,29 fat |
| 1 Sm ³ råolje | = | 0,84 tonn råolje (gjennomsnitt for olje frå norsk kontinentalsokkel) |
| 1 Sm ³ gass | = | 35,314 kubikkfot |

Omrekningsfaktorar mellom ulike einingar for energi

| | | MJ | kWh | BTU |
|-------|---------------------|----------|----------|---------|
| 1 MJ | Megajoule | 1 | 0,2778 | 947,80 |
| 1 kWh | kilowatttime | 3,6 | 1 | 3412,10 |
| 1 BTU | Britisk termal unit | 0,001055 | 0,000293 | 1 |

Vedlegg 6 Den geologiske tidsskalaen

