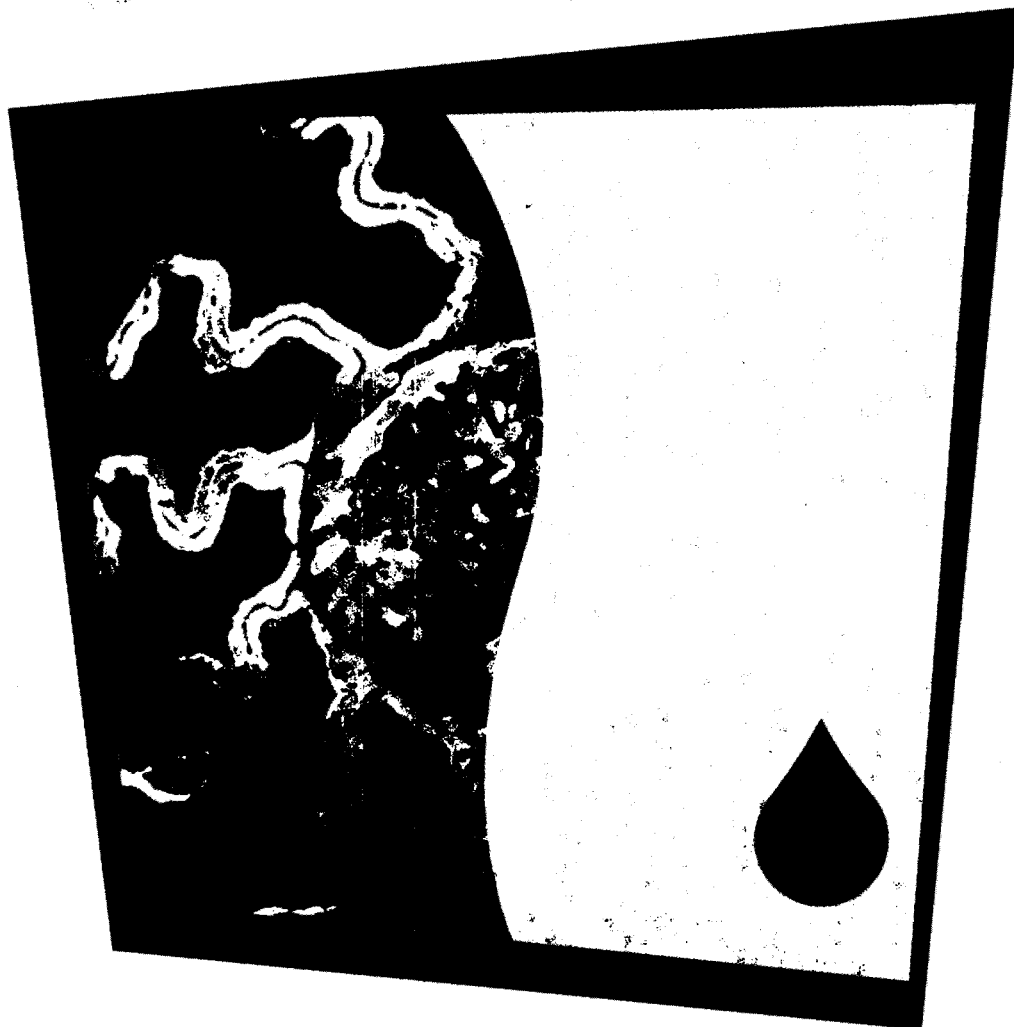


N00205269

Y--0103/4(B)

Fakta 2002

Norsk petroleumsvirksomhet



OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENTET

DISCLAIMER

Portions of this document may be illegible in electronic image products. Images are produced from the best available original document.

Fakta 2002

Norsk petroleumsvirksomhet

Olje- og energidepartementet

Gateadresse:

Einar Gerhardsens plass 1

Postadresse:

Postboks 8148 Dep, 0033 Oslo

Telefon 22 24 90 90

Faks 22 24 95 65

<http://www.oed.dep.no>

E-post: postmottak@oed.dep.no

Redaktør: Tore Fugelsnes, OED
Redaksjon avsluttet: mars 2002

Layout/design: Marketing Services AS, www.marketings.no

Illustrasjon: Inger Færvik

Foto: © Terje S. Knudsen, Norsk Hydro ASA, © Øyvind Hagen, Statoil ASA,
feltbilder fra operatørselskapenes bildearkiv

Papir: omslag: Munken Lynx 240 g, innmat: Uni Matt 115 g.

Trykk: BK Vestfold Grafiske

Opplag: 14 000 norsk / 9 000 engelsk

ISSN-1502-3133

Forord

Selv etter 30 års petroleumsproduksjon fra norsk kontinentalsokkel, regner vi med at kun om lag 24 prosent av ressursene er produsert. De gjenværende utvinnbare ressursene er anslått til 10,6 mrd. Sm³ oljeekvivalenter, og vil kunne gi grunnlag for ytterligere 50 år med oljeproduksjon og 100 år med gassproduksjon. Olje- og gassvirksomheten vil derfor også i fremtiden skape store verdier for det norske samfunnet.

Gjennomsnittlig forventet utvinningsgrad for oljefelt på norsk kontinentalsokkel økte med nesten 10 prosent mellom 1990 og 1997, men har i de senere år flatet ut på rundt 44 prosent. Store verdier kan skapes dersom vi lykkes i å øke utvinningsgraden ytterligere. Regjeringens mål er å oppnå en gjennomsnittlig utvinningsgrad for olje på 50 prosent og 75 prosent for gass, hvilket er meget høye tall i en internasjonal sammenheng.

Utviklingen i gassmarkedet er viktig for fremtidig aktivitetsnivå og verdipotensialet på kontinentalsokkelen. Flere av blokkene i 17. konsesjonsrunde har potensiale for store, nye gassfunn. Mulighetene til å gjøre nye gassfunn i Norskehavet faller godt sammen med økningen i etterspørselen etter gass ute i Europa.

En utfordrende oppgave fra fjoråret var arbeidet med overgangen til et nytt gassregime. GFU-ordningen ble som kjent avviklet med virkning fra 1. januar i år. Det har derfor vært arbeidet med å få på plass et gassforvaltningssystem tilpasset nye rammebetingelser. Jeg tror Gassco har alle muligheter for å kunne bli en førsteklasses operatør, og vil bidra til en god utnyttelse og videreutvikling av transportsystemet til beste for verdiskapingen fra kontinentalsokkelen. Også på eiersiden for rør-systemene står vi overfor endringer. Stortinget har bedt om et arbeid for å etablere et enhetlig eierskap for transportsystemet på kontinentalsokkelen. Dette arbeidet er i godt gjenge, og jeg ser fram til et snarlig resultat.

Norsk kontinentalsokkel er i ferd med å bli mer uensartet når det gjelder grad av modenhet

og utfordringer i ulike områder. En stor bredde i selskaper vil bidra til å møte mangfoldet av utfordringer vi står overfor. I dag er det et forholdsvis stort innslag av de største internasjonale oljeselskapene, mens de små og mellomstore selskapene er svakere representert. Prekvalifiseringssystemet er et nytt og viktig tiltak som vil gjøre det lettere for nye aktører å etablere seg på norsk kontinentalsokkel.

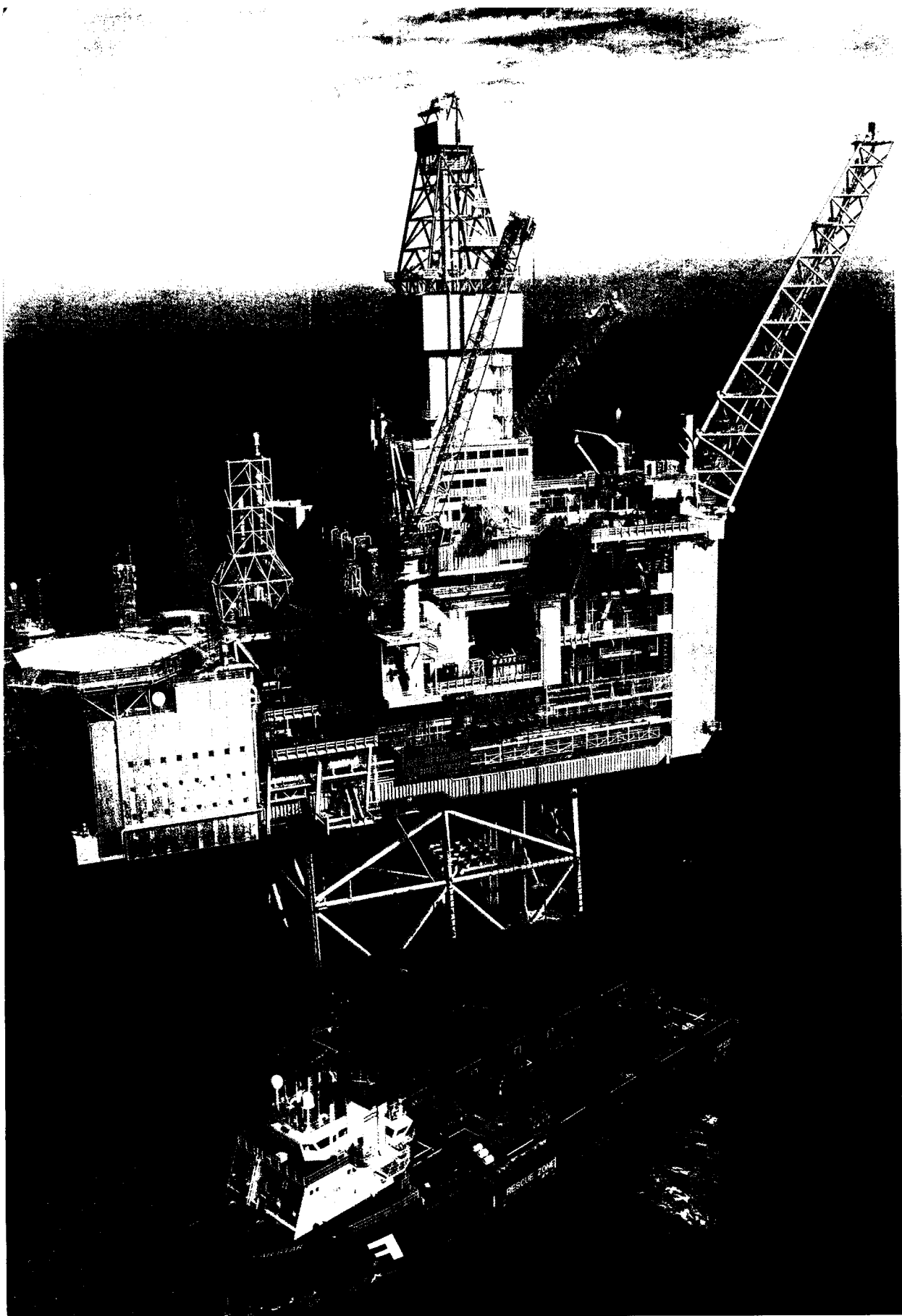
Norge ønsker et stabilt oljemarked med priser på et rimelig nivå. I løpet av 2001 fant det sted en betydelig svekkelse i oljemarkedet. Det ble antatt at presset på oljeprisene ville vedvare med mindre tiltak ble truffet for å redusere tilbudet av olje. Det ble på denne bakgrunn bestemt å redusere norsk produksjon av råolje med et gjennomsnitt på 150 000 fat per dag i perioden 1. januar til 30. juni 2002.

Petroleumsvirksomheten beveger seg stadig lenger nord og til mer kystnære strøk. Dette er bakgrunnen for at regjeringen ønsker å foreta en konsekvensutredning av helårig petroleumsvirksomhet i havområdene fra Lofoten og nordover. Det skal videre utarbeides en helhetlig forvaltningsplan for Barentshavet. Dette arbeidet vil bidra til å sikre den nødvendige stabilitet og forutsigbarhet for petroleumsvirksomheten.



Med vennlig hilsen

Einar Steensnæs
Olje- og energiminister



Innhold

Forord	5
KAPITTEL 1 - Sammendrag	10
KAPITTEL 2 - Norsk oljehistorie i korte trekk	12
Nordsjøen	14
Norskehavet	14
Barentshavet	15
KAPITTEL 3 - Statlig organisering av petroleumsvirksomheten	16
Olje- og energidepartementet	17
Arbeids- og administrasjonsdepartementet	18
Oljedirektoratet	18
Statlig deltakelse	19
KAPITTEL 4 - Petroleumsvirksomheten i norsk økonomi	22
Investeringer	23
Andre nøkkeltall	23
KAPITTEL 5 - Statens inntekter	26
Skatte- og avgiftssystemet	27
SDØE	27
KAPITTEL 6 - Industri, sysselsetting og teknologiutvikling	30
Industri knyttet til petroleumsvirksomheten	31
Sysselsetting i petroleumsvirksomheten	31
Teknologiutviklingens betydning for verdiskaping og konkurransekraft i olje- og gassvirksomheten	33
KAPITTEL 7 - Petroleumsressurser	36
KAPITTEL 8 - Produksjon	40
Produksjon 2001	43
Produksjonsutvikling	43
KAPITTEL 9 - Markedssituasjonen for norskprodusert petroleum	44
Normprisen	45
Norsk råolje på verdensmarkedet	45
Salg av våtgass (NGL)	47
Salg av tørgass	47
Raffineringsvirksomhet	49
Detaljomsetning	49
Petrokjemisk industri	49
KAPITTEL 10 - Petroleumsvirksomheten og miljøet	52
Utslipp til luft	53
Utslipp til sjø	54
Nasjonal virkemiddelbruk	55

KAPITTEL 11 - Lovgivning og konsesjonsverk	58
Innledning	59
Hovedtrekk i konsesjonssystemet	59
Sentrale dokumenter i konsesjonsverket og sentrale lovbestemmelser	60
Andre sentrale lovbestemmelser	61
 KAPITTEL 12 - Konsesjonsrunder og tildelinger	62
1. - 4. konsesjonsrunde	63
5. - 10. konsesjonsrunde	63
11. - 16. konsesjonsrunde	64
Barentshavsprosjektet	64
Tildelinger utenom konsesjonsrunder	64
Nordsjøtildelingene	65
 KAPITTEL 13 - Letevirksomhet	68
Seismiske undersøkelser	69
Leteboring	69
Nye funn	69
Fremtidig leting	72
 KAPITTEL 14 - Felt i produksjon	74
 Sørlige Nordsjø	76
Ekofisk-området (Ekofisk, Eldfisk, Embla og Tor)	77
Glitne	80
Gungne	81
Gyda (inkl. Gyda Sør)	82
Hod	83
Sleipner Vest	84
Sleipner Øst	85
Tambar	86
Ula	87
Valhall	88
Varg	89
 Nordlige Nordsjø	90
Balder (inkl. Ringhorne)	91
Brage	92
Frigg	93
Gullfaks (inkl. Gullfaks Vest)	95
Gullfaks Sør (inkl. Rimfaks og Gullveig)	97
Heimdal	99
Huldra	100
Jotun	101
Murchison	102
Oseberg (inkl. Oseberg Vest)	103
Oseberg Sør	105
Oseberg Øst	106
Snorre (inkl. Snorre B)	107
Statfjord	109
Statfjord Nord	111
Statfjord Øst	112
Sygna	113
TOGI	114

Tordis (inkl. Tordis Øst og Borg)	115
Troll fase I	117
Troll fase II	119
Veslefrikk	121
Vigdis	122
Visund	123
Norskehavet	124
Draugen	125
Heidrun	126
Njord	127
Norne	128
Åsgard	129
Felt der produksjonen er avsluttet	131
KAPITTEL 15 - Felt og prosjekt under utbygging	134
KAPITTEL 16 - Fremtidige utbygginger	142
KAPITTEL 17 - Rørledninger og landanlegg	152
KAPITTEL 18 - Rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel	172
KAPITTEL 19 - Selskapenes andeler i felt og utvinningstillatelser	198
KAPITTEL 20 - Stortingsdokumenter	206
KAPITTEL 21 - Adresseliste for myndigheter og rettighetshavere	210
Begreper og omregningsfaktorer	214

1 Sammendrag



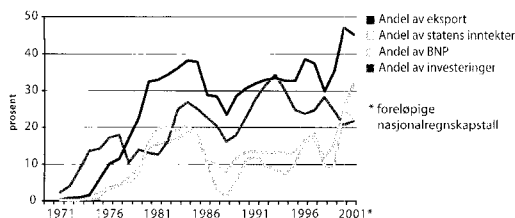


Fig. 1.1 Makroøkonomiske indikatorer for petroleumssektoren (Kilde: Statistisk sentralbyrå)

Petroleumssektoren har stor betydning for den norske økonomien. Jmfør figur 1.1, hvor forskjellige nasjonalregnskapsstørrelser for petroleumssektoren er presentert prosentvis i forhold til landets totale økonomi. Sektorens andel av BNP, av eksport og av statens totale inntekter har de siste 20 år vært betydelig, med et særdeles høyt nivå i 2000 og 2001. Hovedforklaringen på de spesielt høye inntektene i 2000 og 2001 er en høy oljepris kombinert med sterk dollarkurs og historisk høy petroleumproduksjon. Petroleumsinvesteringenes andel av de totale investeringer i økonomien var på sitt høyeste tidlig på 90-tallet.

Totale investeringer i petroleumssektoren har ligget over 40 mrd hvert år siden 1992, og nådde en topp i 1998 med ca 80 mrd kroner. For 2001 er investeringene redusert til 56,9 mrd kroner. I Figur 1.2 er investeringer i petroleumssektoren fordelt på leting, petroleumrelatert landvirksomhet, rør og felt.

For å vise komponentene i statens netto kontantstrøm fra petroleumsvirksomheten, bryter figur 1.3 kontantstrømmen ned i underkomponenter. Det fremgår at de klart viktigste inntektskildene for staten er kontantstrømmene fra SDØE og fra skatter.

Produksjonen av råolje har ligget rundt 3 millioner fat per dag fra 1996, og var i 2001 3,1 mill fat pr. dag. Inklusiv NGL og kondensat var

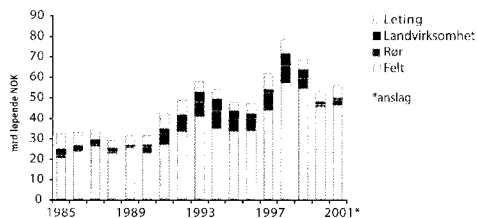


Fig. 1.2 Investeringer 1985-2001 (Kilde: Statistisk sentralbyrå)

gjennomsnittlig oljeproduksjon i 2001 3,4 mill fat o.e. pr. dag. Også gassproduksjonen - med 53 mill Sm³ o.e. - var høy i 2001. Total petroleumproduksjon i mill Sm³ o.e. er gjengitt i figur 1.4. I tiden fremover ventet vi at råoljeproduksjonen vil være tilnærmet uendret de nærmeste årene, for deretter å avta gradvis. Gassproduksjonen derimot forventes å øke betydelig de neste 5 - 10 år. I årene fremover forventes gass derfor å ha en økende betydning i norsk petroleumproduksjon.

Også internasjonalt er petroleumssektoren en betydelig aktør. Norge er verdens sjette største oljeprodusent, mens vi er verdens tredje største netto eksportør av olje. Norge er verdens tredje største eksportør av gass i rør. I 2001 utgjorde den norske gasseksporten om lag to prosent av verdens totale gassforbruk. Rundt ti prosent av Vest-Europas gassforbruk dekkes av norsk gass.

I 2001 skjedde flere endringer innen det statlige engasjementet. Staten solgte 15 prosent av SDØE porteføljen til Statoil som også ble delprivatisert. Ytterligere om lag 6,5 prosent av porteføljen ble solgt i 2002. I forbindelse med delprivatiseringen av Statoil ble det også opprettet to selskaper, Petoro, som skal ivareta SDØE-porteføljen, og Gassco, et transportselskap for naturgass¹.

¹ Se kapittel 3: Statlig organisering av petroleumsvirksomheten.

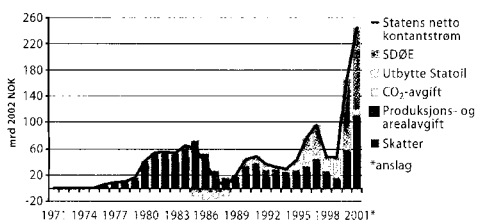


Fig. 1.3 Statens netto kontantstrøm fra petroleumsvirksomheten (Kilde: Statsregnskap og Statsbudsjett)

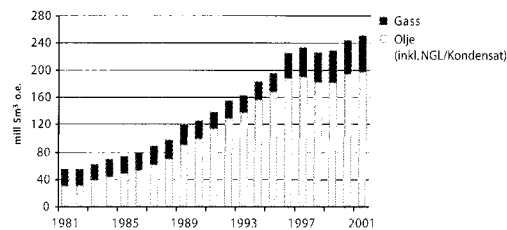


Fig. 1.4 Total petroleumproduksjon 1981-2001 (Kilde: OED/OD)

2 Norsk oljehistorie i korte trekk

Nordsjøen

Norskehavet

Barentshavet



Ved utgangen av 1950-årene var det svært få som trodde at havbunnen utenfor norskekysten skjulte olje- og gassrikdommer. Gassfunnet i Groeningen i Nederland i 1959 førte til geologisk nytenkning omkring Nordsjøens petroleumspotensial.

Høsten 1962 ba oljeselskapet Phillips, fulgt av andre selskaper, om tillatelse til å foreta geologiske undersøkelser i havområdene ved Norge.

Norges statshøyhet over norsk kontinental-sokkel for utforskning og utnyttelse av undersjøiske naturforekomster ble proklamert 31. mai 1963. Ny lov slo fast at staten var grunneier og at bare Kongen - det vil si Regjeringen - kunne gi tillatelser til leting og utvinning. Selskapene fikk anledning til å foreta forberedende undersøkelser det samme året. Undersøkelsestillatelsen ga blant annet rett til seismiske undersøkelser, men ikke til boring.

I mars 1965 ble avtaler om deling av kontinental-sokkelen etter midtlinjeprinsippet inngått mellom Norge og Storbritannia, og med Danmark i desember samme år.

Kontinentalsokkelen sør for Stad (62°N) ble oppdelt i 37 kvadranter. Hver kvadrant består av tolv blokker som har en størrelse på 15 breddeminutter og 20 lengdeminutter.

Første konsesjonsrunde ble utlyst 13. april 1965. Det ble tildelt 22 utvinningstillatelser for 78 blokker til oljeselskaper eller grupper av selskaper. Utvinningstillatelsen ga enerett til undersøkelse, boring og utvinning i konsesjonsområdet. Sommeren 1966 ble den første letebrønnen boret på norsk kontinentalsokkel. Brønnen var tørr.

Et stikkord for norsk olje- og gasspolitikk fra tidlig på 70-tallet var nasjonal styring og kontroll, oppbygging av et norsk oljemiljø og statlig

deltakelse. Storting, regjering, departement og et nytt direktorat, Oljedirektoratet, skulle stå for styring og kontroll. Beslutning om åpning av nye områder skulle fattes av Stortinget, og Regjeringen skulle tildele konsesjoner. I 1970-årene var letevirksomheten konsentrert til områdene sør for Stad. For å holde et moderat utviklingstempo ble sokkelen åpnet gradvis og kun et begrenset antall blokker ble utlyst i hver konsesjonsrunde. Utenlandske selskaper dominerte letevirksomheten i startfasen og sto for utbyggingen av de første olje- og gassfeltene. De utenlandske selskapene var tiltenkt en viktig rolle også på lang sikt, men målsettingen om å bygge opp et norsk oljemiljø ble også tillagt stor vekt. Den norske stats oljeselskap a.s., Statoil, ble opprettet og regelen om 50 prosent statsdeltakelse i hver utvinningstillatelse ble etablert. Senere har Stortinget vedtatt at denne andelen etter en konkret vurdering i hvert enkelt tilfelle vil kunne settes høyere eller lavere.

Statens deltagelse i petroleumsvirksomheten ble omorganisert fra 1. januar 1985. Statoils deltakerandel ble delt i to økonomiske andeler, en knyttet til selskapet og en knyttet til ordningen med et direkte statlig økonomisk engasjement (SDØE) i petroleumsvirksomheten. Ordningen går ut på at staten selv finansierer de leteutgifter, investeringer og driftsutgifter som faller på SDØE-andelene og mottar sin andel av produksjon og inntekter i forhold til eierandel i den enkelte utvinningstillatelse. Et stortingsflertall vedtok våren 2001 at 21,5 prosent av verdien av SDØE-andelene kan selges. 15 prosent ble solgt til Statoil våren 2001. De resterende 6,5 prosent ble solgt til andre selskaper i mars 2002.

I mai 1993 avsluttet man for første gang produksjonen på et felt på norsk kontinentalsokkel, da produksjonen på gassfeltet Nordøst Frigg opphørte. Per januar 2002 er i alt tolv felt nedstengt på norsk kontinentalsokkel.

I løpet av de siste ti årene har norsk olje- og gassproduksjon økt betydelig, og vi er i dag verdens tredje største eksportør av råolje etter Saudi Arabia og Russland. Oljevirkksomheten utgjør nå en betydelig andel av norsk økonomi og bidrar med store inntekter for staten.

Nordsjøen

I 1967 ble Balderfeltet i Nordsjøen funnet. I desember 1969 ble Ekofiskfeltet påvist, og tidlig i 1970 var det klart at dette funnet var betydelig. Senere samme år ble det gjort flere interessante funn i det samme området.

Oljeproduksjonen i Nordsjøen tok til i 1971 fra Ekofiskfeltet. Frem til oljerørledningen i Teesside (Norpipe) sto ferdig i 1975 ble den produserte oljen bøyelastet på feltet. En tørrgassrørledning fra Ekofisk til Emden i Tyskland ble ferdigstilt i 1977, og åpnet for gasseksport til kontinentet.

Innretningene i Ekofisk-området utviklet seg til å bli et knutepunkt for olje- og gassrørledninger.

Friggfeltet ble påvist i 1971, og produksjonen fra feltet tok til seks år senere. Det ble bygget en gassrørledning til St. Fergus i Skottland.

Tre år senere, i 1974, ble Statfjordfeltet påvist. Forekomsten ligger delvis på norsk og delvis på britisk kontinentalsokkel. Produksjonsinnretningene befinner seg på norsk side. Den

første av de tre betongplattformene på feltet startet å produsere olje i november 1979. I 1985 ble den første Nordsjøgassen ilandført i Norge gjennom rør fra Statfjord til Kårstø. Her blir kondensatet fradelt og tørrgassen eksportert videre gjennom Statpipe/Norpipe til kontinentet. Driften av Statfjordfeltet var Statoils første store operatøroppgave.

Tampen-området ble med feltene Statfjord, Gullfaks, Snorre og flere mindre felt det viktigste oljeproduserende området på norsk sokkel gjennom 1980- og 90-tallet. Transport av olje ut fra dette området foregår via bøyelasting til skip.

Osebergfeltet ble vedtatt utbygd i 1984, med produksjonsstart i 1988. Olje fra Oseberg transporteres i rør til Sture. Osebergfeltet var det første på norsk sokkel som fikk overført gass fra et annet felt for injeksjon. Dette ble mulig via rørledning fra Troll (TOGI).

Stortinget vedtok i 1986 utbygging av gassfeltene Sleipner Øst og Troll Fase I. Dette illustrerer en utvikling der gasseksporten får en større betydning for samlet norsk petroleumsproduksjon. Utbyggingen av Troll er et av verdens største energiprosjekter. Troll Fase II, som omfatter utvinning fra tynne oljeførende lag, ble vedtatt i 1992 og har etter oppstart i 1995 ført Troll opp blant de store oljefeltene på norsk sokkel. Olje fra Troll blir ilandført via rør til Mongstad.

Norskehavet

I 1980 ble de første tre utvinningstillatelsene nord for Stad, 62°N, tildelt. Det første funnet av petroleum

på Haltenbanken ble gjort i 1981 da gassfeltet Midgard (del av Åsgard) ble oppdaget. Senere er et betydelig antall olje- og gassforekomster påvist. Oljefeltet Draugen ble som første felt på Haltenbanken besluttet utbygget høsten 1988, og produksjonen startet i oktober 1993. I ettertid har også feltene Heidrun, Njord, Norne og Åsgard kommet i produksjon. I 2001 ble Plan for utbygging og drift (PUD) godkjent for feltene Kristin og Mikkel.

I februar 1992 godkjente Stortinget etablering av en rørledning mellom Heidrun og Tjeldbergodden (Haltenpipe). Produksjonen på Heidrun startet opp i 1995 og assosiert gass fra feltet har fra 1997 blitt benyttet til metanolproduksjon på Tjeldbergodden. I forbindelse med utbyggingen av Åsgard ble det også søkt om godkjenning for bygging av ny gassrørledning (Åsgard Transport) fra Åsgard til Kårstø. Denne ble godkjent i 1998 og gasseksporten startet opp i oktober 2000. Dette er i dag den eneste rørledningen for gasseksport fra Haltenbanken. I februar 2001 ble to mindre rørledninger fra Norne (Norne gasseksport) og Heidrun (Heidrun gasseksport) til Åsgard Transport satt i drift.

I forbindelse med 15. konsesjonsrunde i 1995 ble det for første gang lyst ut dypvannsområder i Norskehavet. Sju av atten tildelte utvinningstillatelser var lokalisert på dypt vann i Møre- og Vøringområdet. I løpet av 1997 ble det gjort to funn i disse utvinningstillatelsene. Begge var store

funn som bekreftet at området har stort potensiale. Det ene av disse var Ormen Lange, som ligger i utvinningstillatelsene 208, 209 og 250. Ressurs-estimer fra Oljedirektoratet viser at Ormen Lange er det nest største gassfunnet på norsk sokkel, med 400 milliarder standard kubikkmeter gass. Nye utvinningstillatelser ble tildelt i dette området i forbindelse med 16. konsesjonsrunde i 2000.

Barentshavet

Siden 1980 har det vært tildelt i alt 39 utvinningstillatelser i Barentshavet. I flere av utvinningstillatelsene er det påvist en rekke mindre og middels store gassfunn.

Søknaden for Plan for utbygging og drift (PUD) og Plan for anlegg og drift (PAD) av Snøhvit LNG ble levert myndighetene i september 2001 og godkjent av Stortinget i mars 2002. Planlagt utbyggingsløsning er basert på havbunnsinnretninger hvor gass og kondensat sendes i flerfaserørledning til Melkøya utenfor Hammerfest. På Melkøya blir gassen prosessert og konvertert til flytende form (LNG), og sendt til markedet i spesialbygde skip.

Oljefunnet Goliat ble påvist i 2000. Flere forskjellige utbyggingsalternativer er blitt vurdert og rettighetshaverne arbeider nå videre med å sikre det tekniske-økonomiske grunnlaget for en beslutning om å gå videre med utvikling av Goliat.

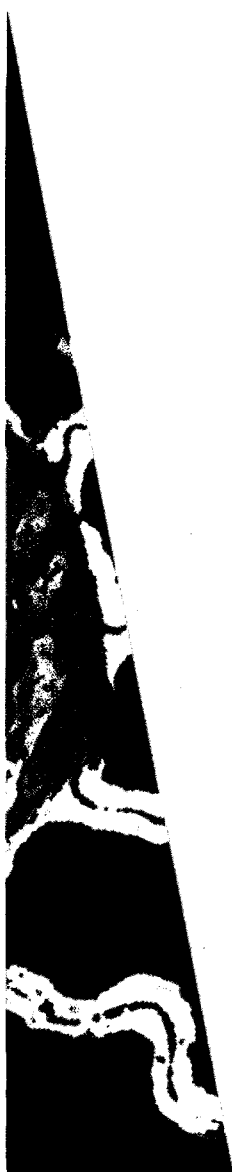
3 Statlig organisering av petroleumsvirksomheten

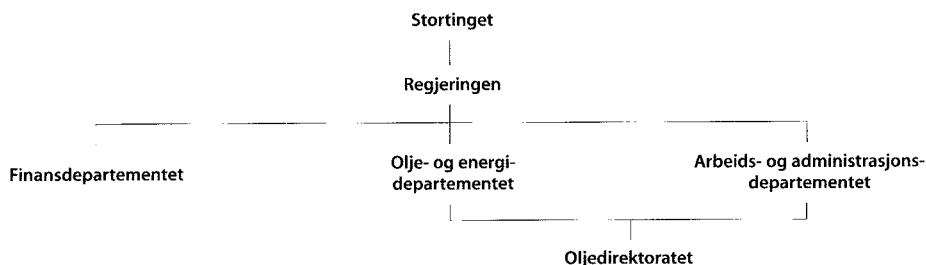
Olje- og energidepartementet

Arbeids- og administrasjonsdepartementet

Oljedirektoratet

Statlig deltakelse





Figur 3.1 Statlig organisering av petroleumsvirksomheten.

Stortinget setter rammene for petroleumsvirksomheten i Norge. Store utbyggingssaker eller saker av prinsipiell betydning skal behandles og godkjennes av Stortinget. Kongen i statsråd er gitt fullmakt til å godkjenne utbyggingssaker hvor investeringene er antatt mindre enn 10 milliarder kroner. Olje- og energidepartementet (OED) har det overordnede forvaltningsmessige ansvar for petroleumsvirksomheten på norsk kontinental-sokkel.

Det er departementets oppgave å påse at petroleumsvirksomheten skjer etter de retningslinjer Stortinget trekker opp.

Olje- og energidepartementet

Olje- og energidepartementet er organisert i fire avdelinger. Disse er Utvinnings- og markedsavdelingen, Petroleumsavdelingen, Energi- og vassdragsavdelingen og Administrasjons- og økonomiavdelingen. Ansvaret for petroleumsvirksomheten ligger i Utvinnings- og markedsavdelingen og Petroleumsavdelingen.

Utvinnings- og markedsavdelingen er organisert som følger:

Oljeseksjonen

Seksjonen er ansvarlig for spørsmål vedrørende utbygging, drift og transport for oljefelt samt markedsspørsmål vedrørende olje og våtgass. Videre er seksjonen ansvarlig for beredskapsspørsmål for oljesektoren. Seksjonen er også sekretariat for Petroleumspriserådet.

Gasseksjonen

Seksjonen er ansvarlig for spørsmål vedrørende utbygging, drift og transport for gassfelt, herunder eieroppfølging av Gassco AS. Markedsspørsmål vedrørende naturgass er tillagt denne seksjonen. Seksjonen har videre et koordinerende ansvar for disponeringsspørsmål.

Leteseksjonen

Seksjonen har ansvaret for å koordinere arbeidet med åpning av nye områder for letevirksomhet, gjennomføre konsesjonstildelinger, utforme konsesjons- og letepolitikk og følge opp letevirksomheten.

Petroleumsavdelingen er organisert som følger:

Miljøseksjonen

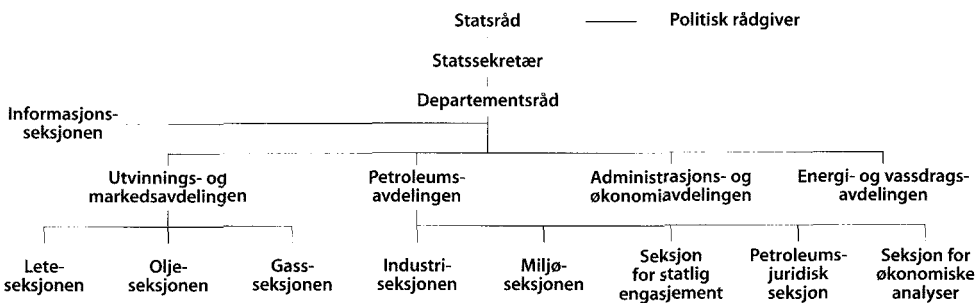
Seksjonen er ansvarlig for koordinering av avdelingens arbeid med miljøspørsmål, herunder klimaspørsmål. Videre er seksjonen ansvarlig for departementets arbeid med internasjonale miljøavtaler vedrørende luftutslipp.

Industriseksjonen

Seksjonen er ansvarlig for spørsmål vedrørende leverandørindustriens engasjement i virksomheten. Industriseksjonen har også ansvaret for den forskningspolitiske oppfølgingen av næringen. Videre er seksjonen ansvarlig for departementets arbeid med internasjonalisering av norsk olje- og gassindustri.

Seksjon for statlig engasjement

Seksjonen har ansvaret for eieroppfølging av statens aksjer i Statoil ASA, Statens direkte



Figur 3.2 OEDs organisering.

økonomiske engasjement (SDØE), Petoro AS og Statens petroleumsforsikringsfond.

Seksjon for økonomiske analyser

Seksjonen er ansvarlig for økonomiske analyser som bidrag til utformingen av petroleumpolitikken, herunder departementets arbeid med petroleums-skattesystemet og statens samlede proveny fra petroleumssektoren.

Petroleumsjuridisk seksjon

Seksjonen er ansvarlig for utarbeidelse av lover, forskrifter og annet juridisk rammeverk. Seksjonen har videre ansvaret for å yte juridisk bistand på alle rettsområder som er relevant for departementets arbeid innen petroleumsvirksomheten.

Energi- og vassdragsavdelingen

Energi- og vassdragsavdelingen har ansvaret for arbeidet knyttet til landbasert energiproduksjon, vassdragsforvaltning og energibruk. Arbeidsområdet omfatter blant annet vassdrags-, konsesjons- og energilovgivning, forretningsmessig oppfølging av Statnett SF, koordinering av internasjonalt energisamarbeid, energiøkonomisering og energieffektivisering. Til avdelingen ligger også energi- og miljosaker.

Administrasjons- og økonomiavdelingen

Avdelingen ivaretar departementets administrative oppgaver og fellesfunksjoner. Avdelingen har ansvaret for organisasjon og personalforvaltning, samt budsjett og økonomiforvaltning.

Arbeids- og administrasjonsdepartementet

Arbeids- og administrasjonsdepartementet har det overordnede ansvaret for arbeidsmiljøet og for de sikkerhets- og beredskapsmessige sidene ved petroleumsvirksomheten.

Oljedirektoratet

Den 2. juni 1972 vedtok Stortinget å opprette et oljedirektorat (OD). Oljedirektoratet er administrativt underlagt Olje- og energidepartementet. I saker vedrørende arbeidsmiljø, sikkerhet og beredskap er Oljedirektoratet administrativt underlagt Arbeids- og administrasjonsdepartementet.

Oljedirektoratets viktigste oppgaver knyttet til Olje- og energidepartementets ansvarsområde er:

- å føre den forvaltningsmessige og økonomiske kontroll med at undersøkelse etter og utnyttelse av petroleum er i overensstemmelse med lovgivning, forskrifter, vedtak, konsesjonsvilkår m.v.
 - å føre kontroll med at undersøkelser etter og utnyttelse av petroleumsforekomster er i overensstemmelse med de retningslinjer departementet fastsetter
 - å være rådgivende organ for departementet i spørsmål vedrørende undersøkelser etter og utnyttelse av undersjøiske naturforekomster
- Oljedirektoratet ligger i Stavanger, og det er opprettet et avdelingskontor i Harstad.

Statlig deltakelse

Olje- og gassressursene tilhører hele det norske samfunnet og skal forvaltes til beste for nålevende og kommende generasjoner. Et overordnet mål for regjeringens olje- og gasspolitikk er derfor at en størst mulig andel av verdiskapingen fra olje- og gassvirksomheten skal tilfalle fellesskapet.

Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE)

Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) i petroleumsvirksomheten ble opprettet med virkning fra 1. januar 1985, ved at de fleste av Statoils utvinningstillatelser på norsk kontinental-sokkel ble delt i en direkte økonomisk del til staten (SDØE) og en økonomisk del til Statoil.

SDØE-ordningen er et feltspesifikt virkemiddel ved at andelen blir tilpasset lønnsomheten og ressurspotensialet i den enkelte utvinnings-tillatelse. Fra opprettelsen og fram til 14. konsesjonsrunde i 1993, ble det fastsatt SDØE-andeler i alle utvinningstillatelser som er blitt tildelt. I utvinningstillatelser tildelt i 15. konsesjonsrunde, er det SDØE-deltakelse i 16 av 18 tildelte, mens i 16. konsesjonsrunde er det SDØE-deltakelse i til sammen 8 av 14 tildelte (hvorav 2 er tilleggs-tildelinger). Dette gjenspeiler ressurspotensialet og den forventede lønnsomheten i de respektive rundene på det tidspunktet da tildelingen fant sted. For nærmere omtale av SDØE henvises det til kapittel 5.

I 2001 besluttet Stortinget å restrukturere det statlige engasjementet. Dette innebar blant annet at staten solgte SDØE-andeler tilsvarende 15 prosent av porteføljens verdi til Statoil. Et salg av

ytterligere 6,5 prosent til andre selskaper enn Statoil ble gjennomført i mars 2002.

Statoil ASA

Samtidig med opprettelsen av Oljedirektoratet i 1972 vedtok Stortinget å opprette et helstatlig oljeselskap, Statoil. Statoil har til formål selv, eller gjennom deltakelse i eller sammen med andre selskaper, å drive undersøkelse etter og utvinning, transport, foredling og markedsføring av petroleum og avledede produkter, samt annen virksomhet. 18. juni 2001 ble Statoil delprivatisert og notert på Oslo Børs og New York Stock Exchange. 18,2 prosent av selskapet ble solgt til private aksjonærer i Norge og utlandet. Staten eier dermed per 1. januar 2002 81,8 prosent av aksjene i selskapet. Stortinget har åpnet for ytterligere reduksjon av statens eierinteresse ned til 2/3.

Delprivatiseringen av Statoil innebærer endringer knyttet til statens rolle og beslutningsmyndighet overfor selskapet. Allmennaksjelovens bestemmelser gjelder fullt ut. Særreglene for statsaksjeselskaper er falt bort. Som majoritets-eier i selskapet har staten likevel stor innflytelse, blant annet i forhold til selskapets vedtekter.

Staten ved Olje- og energidepartementet ønsker å opptre som en profesjonell eier, på linje med de øvrige aksjonærene. I prospektet for børs-noteringen av Statoil er det nevnt at staten har gitt uttrykk for at den - som en av flere aksjonærer - vil konsentrere seg om saker som knytter seg til avkastningen på kapital og utbytte, med vekt på langsiktig utvikling av lønnsom virksomhet og verdiskaping for alle aksjonærer.

Statoil vil fremdeles ha ansvaret for avsetningen av statens olje og gass.

Petoro AS

Statoil var tidligere ivaretaker av SDØE. Denne ordningen bygget på at Statoil var et heleid statsaksjeselskap hvor regjeringen hadde styrings- og kontrollmulighet med SDØE i tråd med Grunnlovenes krav til ivaretagelse av statens eiendom og organisering av statlig forretningsdrift. Delprivatisering av Statoil medførte at ordningen med Statoil som ivaretaker for SDØE ikke kunne fortsette uendret. På bakgrunn av dette vedtok Stortinget et nytt kapittel i petroleumsloven, kapittel 11, der hovedtrekkene i ny forvalterordning for SDØE ble nedfelt. Dette dannet grunnlag for opprettelsen av et nytt ivaretakerselskap for SDØE. Dette selskapet heter Petoro AS og ble stiftet 9. mai 2001. Selskapet er organisert som et heleid statsaksjeselskap og er lokalisert i Stavanger. Selskapet skal ha om lag 60 ansatte.

Petoro har tre oppgaver:

1. Ivaretagelse av statens eierandeler i de interessentskap der staten til enhver tid har slike
2. Overvåkning av Statoils avsetning av den petroleum som produseres fra statens direkte deltakerandeler
3. Føre regnskap for statens direkte deltakerandeler

Petoros virksomhet er begrenset til norsk sokkel, og selskapet skal ikke selv eie andeler på sokkelen. Det skal ikke selv søke om nye utvinningstillatelser og skal heller ikke gis operatør-

skap. Selskapet kan ikke selge, bytte eller kjøpe andeler, men kan komme med råd i slike saker. Petoros oppgaver skal være begrenset til ivaretagelsen av statens deltakerinteresser.

Petoro skal drives på grunnlag av bevilgninger fra staten og skal ikke erverve inntekter fra SDØE-andelene. SDØE-andelene skal ivaretas for statens regning og risiko. Utgifter og inntekter knyttet til SDØE vil som tidligere bli kanalisert over statsbudsjettet.

Gassco AS

I forbindelse med delprivatiseringen av Statoil vedtok Stortinget å opprette et eget selskap for transport av naturgass. Selskapet heter Gassco AS og ble stiftet 14. mai 2001.

Myndighetenes målsetting ved opprettelsen av Gassco var følgende:

- Transport- og behandlingsanleggene skal tjene alle produsenter av gass og bidra til en samlet effektiv utnyttelse av ressursene på kontinental-sokkelen.
- Den ansvarlige for driften av transportsystemene for gass skal opptre nøytralt i forhold til alle brukerne av transportsystemet.
- Den ansvarlige for driften har en sentral rolle når det gjelder videreutvikling av transportsystemet.

Gassco tok over som operatør 1. januar 2002 og er lokalisert på Bygnes i Karmøy kommune. Selskapet er 100 prosent statlig eid.

.....

4 **Petroleumsvirksomheten i norsk økonomi**

Investeringer

Andre nøkkeltall



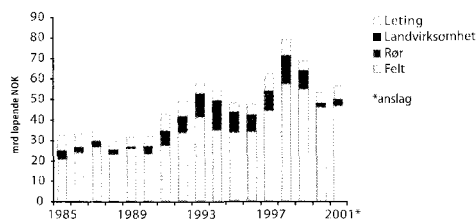


Fig 4.1 Investeringer 1985-2001
(Kilde: Statistisk sentralbyrå)

Utvinning og rørtransport av petroleum skaper store inntekter til rettighetshaverne og til staten. Samtidig legger virksomheten beslag på betydelige ressurser knyttet til utbygging og drift. I det følgende gis det en oversikt over ressursbruk og verdiskaping knyttet til utvinning og rørtransport av petroleum.

Investeringer

I perioden 1985 til 1990 utgjorde investeringene i petroleumssektoren om lag 30 milliarder løpende kroner per år. Etter 1990 har investeringsnivået økt betydelig, og har spesielt vært på et høyt nivå i 1993 og i årene 1997-1999. Det høye investeringsnivået skyldes både store investeringer i nye felt og investeringer i nye gassrørledninger til kontinentet. I figur 4.1 er nivået på investeringene i petroleumsvirksomheten brutt ned i underkomponentene leting, petroleumrelatert landvirksomhet, rør og felt.

Ved årsskiftet 2001/02 var følgende felt og prosjekt på norsk sokkel i utbyggingsfasen: Grane, Tune, Kvitebjørn, Valhall vanninjeksjon, Valhall Flanker, Fram Vest, Kristin (Haltenbanken Vest), Mikkell, Sigyn og Vale. Når olje- og gassfeltene etter hvert tømmes og produksjonen på det enkelte felt avsluttes, vil det påløpe kostnader knyttet til fjerning eller etterbruk av installasjonene. Anslag for de årlige investeringene i petroleumssektoren frem til 2010 er gjengitt i figur 4.2.

Andre nøkkeltall

Tallgrunnlaget i tabell 4.1 og 4.2 er hentet fra nasjonalregnskap og annen offentlig statistikk og følger definisjonene til Statistisk sentralbyrå. Verdiskaping og ressursbruk tilknyttet bore- og letevirksomhet, leverandøriindustrien, samt raffinering- og petrokjemisk industri er ikke inkludert i tallene.

Bruttoprodukt

Bruttoproduktet er et uttrykk for verdiskapingen i en sektor i løpet av et år, og er lik bruttoproduktverdien fratrasket vareinnsatsen under produksjonen. Bruttonasjonalproduktet (BNP) er summen av bruttoproduktet i alle sektorer.

Eksportverdi

Eksportverdien anslås ved norsk grense. For eksportverdien av gass innebærer det verdien på sokkelgrensen. Eksportverdien av olje anslås ved lastebøyen ved båttransport og på sokkelgrensen ved rørtransport. Eksportverdien av rørtransport-tjenester er verdien av transporten i norskeide rørledninger fra norsk sokkel til terminaler i utlandet.

Påløpte investeringer

Totale påløpte investeringer er de samlede investeringene i sektorene utvinning og rørtransport, og inkluderer letekostnader og investeringskostnader på land direkte tilknyttet petroleumsvirksomheten.

Investeringene knyttet til norsk petroleumsvirksomhet utgjør en betydelig andel av de samlede investeringer i Norge. I perioden 1984 - 1990 svarte investeringene i petroleumsvirksomheten på ca. 25 prosent av de samlede investeringene i Norge.

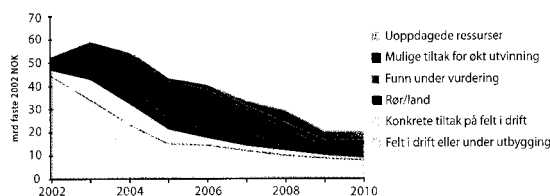


Fig 4.2 Anslag for investeringer i felt og rør 2002-2010
(Kilde: OED/OD)

Tabell 4.1 Nøkkeltall i petroleumssektorene utvinning og rørtransport, mrd. løpende kroner.

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001*
Bruttoprodukt	106,8	111,5	118,6	163,3	177,0	125,7	175,5	337,3	318,5
Eksportverdi	105,7	108,5	115,4	160,1	167,4	122,9	164,8	312,0	306,9
Påløpte investeringer, i alt	57,6	54,7	48,6	47,9	62,5	79,2	69,1	53,6	56,9
Sysselsatte (1 000)	18,1	17,8	17,6	16,7	16,5	15,8	16,3	15,2	14,9

(Kilde: Statistisk sentralbyrå og Finansdepartementet)

*Anslag

Tabell 4.2 Petroleumsvirksomheten i forhold til annen næringsvirksomhet.

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001*
Prosent av BNP	13,3	13,2	13,1	16,5	16,7	12,0	15,4	24,4	22,6
Prosent av samlet eksport	33,5	32,6	32,7	38,6	37,4	29,9	35,3	47,0	45,1
Prosent av sysselsatte i alt	0,9	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6

(Kilde: Statistisk sentralbyrå)

*Anslag

virksomheten til ca 30 prosent av de samlede investeringene i Fastlands-Norge. På begynnelsen av 90-tallet var forholdstallet betydelig høyere (65% i 1993). Dette var forårsaket både av en nedgang i investeringene i Fastlands-Norge og av en økning i investeringene i olje- og gassvirksomheten.

De senere årene har investeringene i Fastlands-Norge tatt seg opp, og for 2001 var forholdstallet i overkant av 24 prosent.

Sysselsetting

Sysselsettingen knyttet direkte til utvinning og rørtransport av råolje og naturgass er forholdsvis liten og utgjør i underkant av en prosent av den samlede sysselsettingen i landet. Dersom vi

inkluderer indirekte virkninger, vil sysselsettningstallene bli større enn det som er angitt i tabell 4.1. Se også kapittel 6 "Industri, sysselsetting og teknologiutvikling".

Totalformuen i petroleumssektoren

Totalformuen i petroleumssektoren er nåverdien av netto kontantstrøm fra petroleumsvirksomheten. I nasjonalbudsjettet for 2002 anslås totalformuen i petroleumssektoren til om lag 2400 milliarder 2002-kroner. Statens andel utgjør omlag 2100 milliarder 2002-kroner. Det er i beregningen benyttet en realdiskonteringssats på fire prosent. Det er viktig å understreke den betydelige usikkerheten som hefter ved slike beregninger. Dette gjelder anslag

for fremtidige priser, valutakurs, kostnadsutvikling, produksjonsprofil og ressurser. Valg av diskonteringssats vil også ha betydning.

Petroleumsfondet

Petroleumsfondet ble opprettet av Stortinget i 1990. De første reelle overføringene til fondet fant imidlertid ikke sted før i 1996 for regnskapsåret 1995.

Fondets inntektsside består av statens netto kontantstrøm fra petroleumsvirksomheten, i tillegg til avkastningen fra fondet. Fondets utgifter består av bruken av petroleumsinntekter over

statsbudsjettet, dvs dekning av det oljekorrigerte underskuddet.

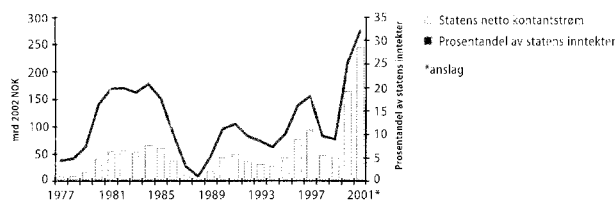
Formuen i petroleumsfondet har to formål. Å være en buffer som gir større handlefrihet i den økonomiske politikken dersom oljeprisen eller aktiviteten i fastlandsøkonomien svikter, samt å være et redskap for å håndtere de finansielle utfordringer knyttet til bl.a. en aldrende befolkning og samtidig avtakende petroleumsinntekter. Pr. 31.12 2001 var petroleumsfondet på 618 mrd NOK. Dette utgjør om lag 42 prosent av brutto nasjonal produkt. Økningen i fondet fra utgangen av 2000 var på 232 milliarder kroner.

5 Statens inntekter

Skatte- og avgiftssystemet

SDØE





Figur 5.1 Statens netto kontantstrøm fra petroleumsvirksomheten 1977-2001
(Kilde: Statsregnskap og Statsbudsjett)

Et viktig siktemål ved utformingen av petroleumspolitikken er å sikre staten høye og jevne inntekter fra petroleumsvirksomheten. Skatte- og avgiftssystemet, Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) og utbytte fra og verdistigning knyttet til statens eierskap i Statoil og Norsk Hydro er de viktigste instrumentene staten har til å generere inntekter fra petroleumssektoren både på kort og lang sikt.

Figur 5.1 viser statens netto kontantstrøm (skatter, avgifter, netto kontantstrøm fra SDØE, salg av SDØE-andeler og betalt utbytte fra Statoil) fra petroleumsvirksomheten for perioden 1977 til 2001. Nettoinntekten fra salg av Statoilaksjer på rundt 14 mrd. kroner er ikke inkludert i statens netto kontantstrøm i figur 5.1.

Skatte- og avgiftssystemet

Petroleumsbeskatningen bygger på reglene for den ordinære bedriftsbeskatningen. På grunn av den ekstraordinære lønnsomheten ved utvinning av petroleum (petroleumsrenten), er det i tillegg utformet en særskatt på denne typen næringsvirksomhet. Den ordinære skattesatsen er som på land, lik 28 prosent. Særskattesatsen er på 50 prosent. Ved beregning av ordinær- og særskattegrunnlaget avskrives investeringene lineært over seks år fra det år investeringen påløper. Det gis fradrag for selskapenes nettofinanskostnader fordelt mellom land og sokkel på basis av skattemessige formuesverdier på henholdsvis land og sokkel. Til fratrekk i beregningsgrunnlaget for særskatten kommer en friinntekt på fem prosent

av investeringene. Denne beregnes i seks år fra investeringsåret.

De viktigste avgiftene knyttet til petroleumsvirksomheten er produksjonsavgiften, arealavgiften og CO₂-avgiften. Produksjonsavgiften er knyttet til oljeproduksjon fra felt besluttet utbygget før 1. januar 1986, og utgjør fra 8 til 16 prosent av brutto produksjonsverdi.

Produksjonsavgiften er i ferd med å bli faset ut. I dag betaler fire felt produksjonsavgift. Avgiften vil være faset ut for alle felt per 1. januar 2006. Arealavgiften påløper for alle tildelte utvinningstillatelser etter leteperioden. Etter utløpet av leteperioden betales det for de fleste utvinningstillatelser arealavgift som stiger fra 7 000 til 70 000 kr per km² per år, i løpet av ti år. Hvis selskapene oppgir forkjøpsretten i utvinningstillatelsen kan de søke om en 40 prosent reduksjon i arealavgiften. Det gjelder spesielle regler for de eldste utvinningstillatelsene, og for utvinningstillatelser i Barentshavet. CO₂-avgiften er bestemt ved en avgiftssats per Sm³ gass som forbrennes eller slippes direkte ut og per liter olje som forbrennes. For 2002 er satsen satt til 73 øre.

SDØE

Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) ble opprettet i 1985 ved at Statoils eierinteresser i de fleste utvinningstillatelser på norsk kontinental-sokkel ble splittet i en økonomisk del til Statoil og en direkte økonomisk del til staten. I de fleste tillatelser tildelt etter 1985 har staten gjennom SDØE en eierandel. Dette har medført at staten

Tabell 5.1 Betalte skatter og avgifter, mrd 2002-kroner. (Kilde: Statsregnskap og Statsbudsjett)

	Inntektsskatt	Særskatt	Produksjons- avgift	Arealavgift	CO ₂ -avgift	Sum
1980	22,0	10,9	8,1	0,1	0,0	41,1
1981	27,3	16,0	10,5	0,1	0,0	53,9
1982	27,4	16,5	10,5	0,1	0,0	54,5
1983	24,2	15,1	13,1	0,1	0,0	52,4
1984	29,6	17,8	15,7	0,1	0,0	63,1
1985	33,6	20,0	17,9	0,3	0,0	71,9
1986	25,6	14,8	12,0	0,3	0,0	52,7
1987	10,2	4,6	10,7	0,3	0,0	25,9
1988	7,1	1,5	7,6	0,3	0,0	16,4
1989	6,4	2,0	9,6	0,3	0,0	18,4
1990	15,8	6,3	10,8	0,3	0,0	33,2
1991	18,3	8,2	10,9	0,7	1,0	39,2
1992	8,9	8,6	9,6	0,7	2,2	30,1
1993	7,4	10,9	9,0	0,6	2,6	30,5
1994	7,0	10,1	7,4	0,2	2,8	27,5
1995	8,7	11,9	6,5	0,6	2,8	30,5
1996	10,8	14,1	6,9	1,2	3,0	36,0
1997	16,6	20,9	6,7	0,7	3,2	48,2
1998	9,6	11,6	3,9	0,6	3,4	29,2
1999	5,8	6,4	3,3	0,6	3,4	19,5
2000	22,6	33,9	3,6	0,1	3,1	63,3
2001*	42,0	65,1	2,5	1,0	2,9	113,5

* Foreløpige nasjonalregnskapstall for 2001

nå har en direkte eierandel i de fleste olje- og gassfelt samt transportsystemer på norsk kontinentalsokkel. I tilknytning til delprivatiseringen fikk Statoil kjøpe 15 prosent av SDØE i 2001.

Ytterligere 6,5 prosent av SDØE ble solgt til andre selskaper på sokkelen i 2002.

Ordningen med SDØE innebærer at staten betaler en andel av alle investeringer og drifts-

Tabell 5.2 Nøkkeltall for SDØE. (Kilde: Statsregnskap og Statsbudsjett)

	Innbetalinger mrd NOK	Utbetalinger mrd NOK	Investeringer mrd NOK	Netto kontantstrøm mrd NOK	Netto kontantstrøm mrd 2002 NOK
1985	0,0	17,4	16,7	-17,4	-26,8
1986	1,0	13,0	11,1	-12,0	-17,7
1987	4,0	14,7	11,7	-10,7	-15,3
1988	5,4	14,5	10,0	-9,1	-12,5
1989	15,6	14,8	8,8	0,8	1,0
1990	22,1	14,8	8,5	7,3	9,3
1991	28,4	22,5	12,3	5,9	7,2
1992	31,6	28,0	15,1	3,6	4,3
1993	37,2	37,1	23,9	0,2	0,2
1994	39,1	39,1	26,5	0,0	0,0
1995	42,9	33,7	21,2	9,3	10,2
1996	67,6	32,6	16,8	35,0	38,2
1997	77,2	36,7	20,3	40,4	43,3
1998	60,4	45,9	27,3	14,6	15,5
1999	75,1	49,3	30,3	25,8	26,9
2000	142,9	44,7	22,6	98,2	101,1
2001*	170,4	46,0	17,8	124,4	125,9

* Foreløpige nasjonalregnskapstall for 2001

kostnader i de ulike prosjektene tilsvarende statens direkte økonomiske eierandel. Staten får på linje med de øvrige rettighetshaverne en tilsvarende andel av produksjonen og andre inntekter. Petoro¹ er ivaretaget av SDØE-porteføljen.

Tabell 5.2 viser netto kontantstrømmer og investeringer for SDØE. Engangsoppkjøret i 1985 mellom SDØE og Statoil på 9 082 millioner 1985-kroner er inkludert i investeringer og fratrukket i

kontantstrømmen. Nettoinntekten fra salg av SDØE-andeler til Statoil på rundt 40 mrd. kroner er inkludert i SDØEs netto kontantstrøm for 2001.

SDØE utgjør nå en stor del av petroleumsvirksomheten. I 2001 utgjorde SDØEs investeringer av de totale investeringene på kontinentalsokkelen ca 30 prosent.

¹ Se kapittel 3, Statlig organisering av petroleumsvirksomheten

6 Industri, sysselsetting og teknologiutvikling

Industri knyttet til petroleumsvirksomheten

Sysselsetting i petroleumsvirksomheten

Teknologiutviklingens betydning for verdiskaping
og konkurransekraft i olje- og gassvirksomheten



Industri knyttet til petroleumsvirksomheten

Da det ble funnet olje og gass i Nordsjøen var en av målsettingene at ressursene skulle legge grunnlag for utvikling av en norsk olje- og gassindustri. Overføring av kompetanse fra utlandet og oppbygging av norsk virksomhet var viktige ingredienser i en slik utvikling. Gradvis har det blitt bygd opp en kompetent og konkurransedyktig norsk industri for leveranser til oljevirksomheten.

I dag har vi et stort antall norske leverandørselskaper som har virksomhet innen de fleste ledd i verdikjeden for olje- og gassutbygginger – fra lettevirksomheten via utbygging til produksjon og drift. På enkelte områder er norske leverandører til petroleumsindustrien blant de ledende i verden. Dette gjelder spesielt innen områdene seismikk, undervannsanlegg og flytende produksjonsløsninger.

Aktiviteten i leverandørindustrien har frem til i dag stort sett vært knyttet til nye investeringer, vedlikehold og driftsoppgaver på norsk kontinental-sokkel. Utsikter til et lavere aktivitetsnivå på norsk sokkel i fremtiden, kombinert med høy kompetanse i industrien, fører til at industrien i større grad fokuserer på internasjonale markedsmuligheter.

Det globale markedet for leveranser til olje- og gassvirksomheten er betydelig. I følge Norland Consultants vil det i den nærmeste fireårsperioden være en vekst på 30 prosent i offshore-markedet, som forventes å utgjøre 110 mrd USD i 2005. Prognosen tilsier at Norge vil ha en moderat stabil vekst på rundt fem prosent, mens det i Mexicogolfen og Vest-Afrika forventes en sterk

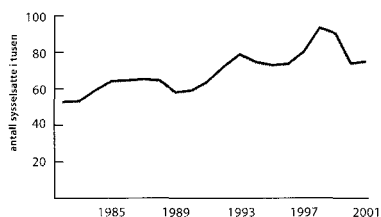
vekst på henholdsvis 30 og 65 prosent.

I 1997 etablerte myndighetene i samarbeid med norsk petroleumsindustri stiftelsen INTSOK - Norwegian Oil and Gas Partners for å fremme norsk industri på det internasjonale markedet. INTSOK består i dag av 84 selskaper. INTSOK har som målsetting at omsetningen i utlandet skal øke fra dagens nivå på knappe 30 mrd til 50 mrd kroner i året innen 2005. En slik vekst krever en betydelig og målrettet innsats. Olje- og energidepartementet har i statsbudsjettet for 2002 bevilget 10 millioner kroner til dette formålet.

Et nytt forum for topledere ble introdusert i september 2000. Olje- og energiministeren leder forumet som består av mer enn 20 topledere fra oljeselskaper, leverandørindustrien, fagforeninger og myndigheter. Dette er et felles initiativ for å revitalisere den norske petroleumssektoren. Mandatet til topplederforumet er å identifisere og igangsette prosjekter for å styrke sokkelens og næringens konkurransekraft. Forumet har blant annet iverksatt prosjekter og arbeidsprosesser relatert til konfliktløsning, marginale felt og forbedringer i riggmarkedet. Forumet skal i tillegg følge opp etablerte prosesser som OG21, Intsok og Miljøforum.

Sysselsetting i petroleumsvirksomheten

Aetat Arbeidsdirektoratet har siden 1973 utarbeidet årlige statistikker over sysselsettingen knyttet til petroleumsvirksomheten. Den siste undersøkelsen ble utført i august 2001. (Figur 6.1 viser utviklingen



Figur 6.1 Total sysselsetting i norsk petroleumsindustri 1982 - 2001.
(Kilde: Aetat)

i sysselsettingen fra 1982 til 2001.)

I august 2001 var 73 904 personer ansatt i petroleumsvirksomheten i Norge. Dette er 2 469 (ca tre prosent) flere enn i 2000, og antallet utgjør omtrent tre prosent av den totale sysselsettingen i Norge. Fra august 1998 til august 2000 gikk antall personer ansatt i petroleumsvirksomheten i Norge ned med hele 21 186 personer (ca 23 prosent). Dette var den største nedgangen siden undersøkelsen startet i 1973. Nedgangen ser altså ut til å ha stoppet, men det er enda langt igjen til sysselsettingstoppen i 1998. Denne toppen skyldtes gjennomføring av mange store utbyggingsprosjekter i denne perioden.

Tabell 6.1. viser sysselsettingen i de siste syv årene fordelt på fire funksjonsområder. Etter det dramatiske fallet i antall sysselsatte fra august 1998 til august 2000, kan en registrere en svak økning innenfor tre av de fire områdene.

Sysselsetting i petroleumsrettet virksomhet kan også deles inn etter bedriftstype. Av de 73 904 personene ansatt i petroleumsindustrien arbeider 15 724 i oljeselskapene, mens de resterende er ansatt i leverandørindustrien. I leverandørindustrien er det bedriftene innen industri, bygg og anlegg som har flest ansatte med 20 878, deretter følger ingeniørselskapene med 8 429 og serviceselskapene med 7 614.

Tabell 6.1 Sysselsetting fordelt på funksjonsområder. (Kilde: Aetat)

Gruppe	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Undersøkelser, boring og produksjon mm.	25 678	25 469	27 861	30 270	30 130	26 372	27 968
Baser, transport, forpleining, administrasjon mm.	10 635	11 522	12 480	13 652	13 285	13 469	13 924
Bygging og vedlikehold av faste og flyttbare innretninger	29 693	30 160	34 200	43 535	41 032	27 633	28 422
Bygging og drift av foredlings- og ilandføringsanlegg	6 522	6 020	5 161	5 164	5 072	3 961	3 590
Sum	72 528	73 171	79 702	92 621	89 519	71 435	73 904



Ingeniørselskapene hadde størst oppgang i sysselsettingen i 2001, denne gruppen hadde en økning på 1200 personer (ca 16 prosent). I oljeselskapene var økningen på 700, og i serviceselskapene 600 personer. Industri, bygg og anlegg hadde en svak nedgang på 400 personer.

Teknologiutviklingens betydning for verdiskaping og konkurransekraft i olje- og gassvirksomheten

Behovet for en samlet strategigjennomgang innen teknologi og forskning er omtalt i Stortingsmelding 39 (1999-2000) om olje- og gassvirksomheten. Som en oppfølging satte Olje- og energidepartementet sommeren 2000 i gang et arbeid med få frem anbefalinger om en nasjonal strategi knyttet til den samlede teknologi- og forskningsinnsatsen innen petroleumssektoren. Arbeidet, som går under tittelen OG21 (Olje og gass i det 21. århundre), er utført av representanter fra oljeselskapene, leverandørindustrien og forskningsinstitusjoner. En sluttrapport som skal danne grunnlaget for det videre arbeidet ble fremlagt for Olje- og energidepartementet i februar 2001. Det nye styret for OG21 ble etablert i august 2001, og et sekretariat ble utnevnt i oktober 2001.

Bakgrunnen for initiativet var bl.a. at industrien har definert teknologi som den enkeltfaktor som bidrar mest til å få ned kostnadene og øke konkurransekraften på norsk sokkel. Samtidig står oljevirksomheten overfor store utfordringer der teknologi vil være avgjørende for å møte disse.

Forskningsinnsatsen innen sektoren har til nå

fremstått som fragmentert. Det er derfor behov for å etablere en mer helhetlig og målrettet struktur for teknologi og FoU rettet mot petroleumsvirksomheten.

OG21 har definert fem satsningsområder som vil ligge til grunn for det videre arbeidet:

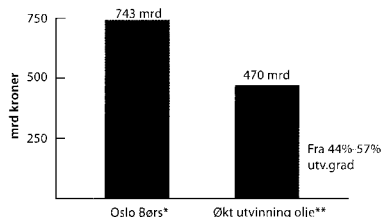
- økt utvinning
- miljø
- dypt vann
- småfelt
- gassverdikjeden

En økt og mer samordnet teknologisk utvikling vil legge grunnlag for å sikre:

- økt ressursutnyttelse og fortsatt lønnsom verdiskaping
- styrket industriell konkurransekraft, internasjonalisering, herunder økt eksport
- store nasjonale miljøforbedringer.

En av hovedkonklusjonene i OG21-rapporten er at det ligger urealiserte verdier i ressursene på norsk kontinentalsokkel uten sidestykke i nasjonal sammenheng. Dette verdipotensialet har imidlertid så langt vært underfokuset, og rapporten peker på at det må fokuseres sterkere på de muligheter som ligger uutnyttet gjennom fremtidig teknologiutvikling.

Visjonen er at norsk sokkel skal bli den mest produktive petroleumsprovinen i verden. OG21 har sett på verdiskapingspotensialet på sokkelen ut fra bl.a. en gjennomgang av forbedringspotensialet innen økt utvinning for ulike kategorier felt; små felt (<50 mill Sm³ tilstedeværende reserver), mellomstore felt (50-200 mill Sm³) og store felt



Figur 6.2 Mulig verdiskaping av økt oljeutvinning (Kilde: OG21)
 *per februar 2002, ** Brutto nåverdi, størrelsen avhenger av innfasing av volumer

(>200 mill Sm³). Et forbedringspotensiale i gjennomsnittlig utvinningsgrad for oljeressursene på sokkelen fra dagens nivå på 44 prosent til 57 prosent er identifisert på grunnlag av dette. Gjennom en slik økning av utvinningsgraden vil Norge kunne hente ut tilleggsvolum fra oljeproduksjonen som tilsvarer en brutto nåverdi på 470 milliarder kroner målt i gjeldende prisanslag (Langtidsprogrammet 2002-2005). Til sammenlikning er børsverdien på Oslo Børs rundt 743 milliarder kroner per 4. februar 2002, jfr. figur 6.2.

Økt produktivitet i utnyttelse av gassressursene er ikke medregnet i ovennevnte bruttoverdi. Potensiell verdiøkning som følge av produktivitetsøkninger for gass vil øke den samlede verdien av tilleggsvolumer fra økt utvinning.

Oljedirektoratet har siden 1997 operert med en målsetting på gjennomsnittlig 50 prosent utvinningsgrad. Ifølge OG21 rapporten vil målsettingen om 57 prosent gjennomsnittlig utvinningsgrad kreve en økning i utvinningen fra 28-35 prosent for små felt, 39-50 prosent for mellomstore felt og 46-60 prosent for store felt.

En analyse utført av Rogalandsforskning, Verteksrapporten, peker på at det i dag ikke finnes teknologi som kan bringe utvinningsgraden opp til det ønskede nivået. Analysen konkluderer på den annen side med at med dagens teknologi kan utvinningsgraden falle fra dagens gjennomsnitt på 44 prosent, bl.a. fordi de gjenværende ressursene er mer teknisk- og økonomisk krevende å utvinne enn de som er produsert.

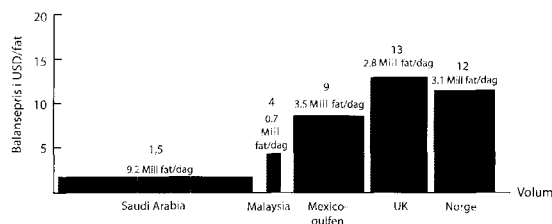
Markedsfluktuasjonene i 1998/99 med påfølgende svingninger i inntekter og aktivitetsnivå viser at det er behov for større økonomisk

robusthet i virksomheten på sokkelen. Mye av dette skyldes et høyt kostnadsnivå. Sammenstillingen av kostnadsnivået på norsk sokkel med andre oppstrømsprovinser i figur 6.3 viser dette.

Figur 6.3 viser at kostnadsnivået på norsk sokkel er av de høyeste i markedet. Reduksjon av kostnadene er derfor en hovedutfordring med tanke på å sikre en fortsatt konkurransekraftig norsk kontinentalsokkel. Som det fremgår av figur 6.3 er gjennomsnittlig balansepris for oljefelt på norsk kontinentalsokkel 12 USD/fat (1998-tall).

Demo 2000 samarbeidet innen prosjektrettet teknologiutvikling har bidratt til en reduksjon på 2-3 USD/fat i balanseprisene ved nye utbygginger på norsk sokkel. Det ligger et omfattende verdiskapingspotensiale i å utvikle neste generasjons utbyggings- og utvinningsløsninger. Jfr. omtalen av Demo 2000- samarbeidet i Stortingsmelding nr. 39 (1999-2000), om olje- og gassvirksomheten, representerer fremtidige teknologiske sprang et potensiale for reduksjoner i kostnadsnivået ned mot 5 USD/fatet.

I tillegg til å øke verdiskapingen på norsk kontinentalsokkel, vil ny teknologi kunne bidra til en jevnere og mer robust vekst i norsk leverandørindustri gjennom internasjonalisering. OG21 konkluderer med at målet bør være å øke verdien av eksport fra norsk leverandørindustri knyttet til olje- og gassnæringen fra om lag 27 mrd idag kr til 70 mrd kroner innen 2010. Markedsvekst i perioden er da ikke medregnet. Det globale offshore-markedet er meget dynamisk med kontinuerlig utvikling av krav og behov. Ny teknologi og spisskunnskap vil derfor være en forutsetning for en



Figur 6.3 Dagsproduksjon og balansepriser for ulike oppstrømsprovinser (1998)
(Kilde: Reve / Jacobsen "Et verdiskapende Norge")

6

slik vekst. Styrket norsk kunnskap blant annet innen områder som dypvannsteknologi, økt utvinning og utnyttelse av småfelt vil kunne representere et grunnlag for vesentlige internasjonale muligheter.

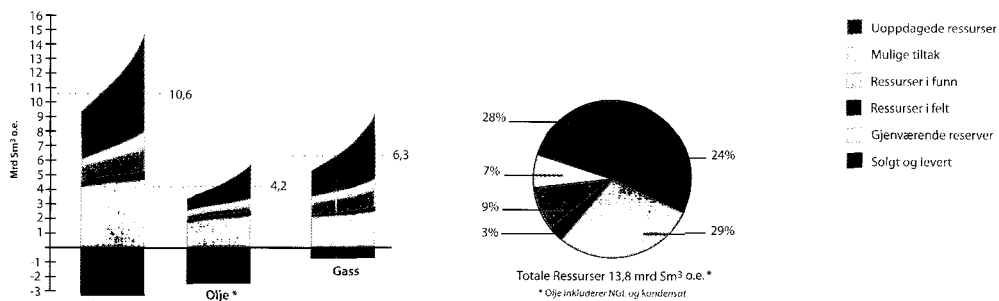
Også miljøgevinstene vil kunne være store ved teknologiske sprang. Det bør være et mål at ny teknologi skal redusere den totale miljøbelastningen som følger av petroleumsvirksomheten. En stor del av den samme teknologien som det vil være aktuelt å utvikle og ta i bruk for å øke utvinningen på norsk kontinentalsokkel, vil også kunne gi en positiv miljø-

effekt. Eksempelvis vil teknologi som muliggjør separasjon av brønnstrømmen på havbunnen eller i brønnen være energisparende.

Det er enighet blant partene i OG21 om at det er behov for å etablere et mer kraftfullt og helhetlig system for FoU, demonstrasjon og kommersialisering inn mot sektoren for bl.a. å realisere de verdiskapingsmuligheter som er pekt på ovenfor og for å styrke samordningen og produktiviteten av den samlede virksomheten på området.

7 **Petroleumsressurser**





Figur 7.1 Status petroleumressurser og usikkerheten i anslagene. (Kilde: Oljedirektoratet)

De totale oppdagede og uoppdagede ressursene på norsk kontinentalsokkel forventes å utgjøre til sammen noe over 13,8 mrd Sm³ o.e. Dette er en liten økning på omlag 0,2 mrd siden siste år. Det er produsert i alt 3,25 mrd Sm³ o.e., tilsvarende 24% av de totale ressurser. De gjenværende totale utvinnbare ressurser utgjør 10,6 mrd Sm³ o.e. hvorav de påviste ressurser utgjør 5,7 mrd Sm³ o.e. I tillegg er det forventet at mulige fremtidige tiltak for å øke ressursutnyttelsen i felt utgjør til sammen knapt 1 mrd Sm³ o.e.

I løpet av 2001 innførte Oljedirektoratet et nytt klassifikasjonssystem for petroleumressursene på norsk kontinentalsokkel. Endringene medfører at man ikke direkte kan sammenlikne tall fra eldre rapporter med årets regnskap på nedbrutt nivå.

Viktige endringer er:

- Petroleumsmengder i felt i produksjon som kan settes i produksjon uten vesentlige investeringer, kan rapporteres som reserver. Dette omfatter bl.a. betydelige gassmengder i Troll og Oseberg som tidligere var klassifisert som ressurser i høyere ressursklasser.
- Reserver defineres nå som en egen klasse som omfatter gjenværende reserver. Dette omfatter kategoriene Felt i produksjon, Felt som er godkjent for utbygging og Funn som rettighetshaverne har besluttet å bygge ut.
- Ressurser i planleggingsfasen har nå en tids-horisont på ca fire år til forventet PUD.
- Oppdagede ressurser som ikke er satt i produksjon betegnes som betingede ressurser.

For å kunne sammenlikne ressursregnskapet med

forrige års regnskap, er regnskapet for 2000 blitt reklassifisert i henhold til det nye klassifikasjonssystemet. Ressursregnskapet viser forventningsverdien av ressursene.

Leteaktiviteten siste år var relativt høy med en teknisk funnrate på hele 60 prosent. Imidlertid var de fleste funn små og samlet dekker de bare om lag to måneders oljeproduksjon og fem måneders gassproduksjon.

Tabell 7.1 viser de produserte, de oppdagede gjenværende reservene og de betingede ressurser på norsk kontinentalsokkel. I tillegg kommer det fremtidige potensialet for forbedret ressursutnyttelse på til sammen nær 1 mrd Sm³ o.e. som er vist i de totale ressurser, men som ikke er fordelt på de tre regionene Nordsjøen, Norskehavet eller Barentshavet. Videre kommer uoppdagede ressurser på til sammen 3,9 mrd Sm³ o.e.

Siden produksjonen av petroleum startet på norsk kontinentalsokkel i 1971, er det produsert i alt 3,25 mrd Sm³ o.e. Av de feltene som var i produksjon ved årsskiftet 2001/2002 ligger 37 i Nordsjøen og fem ligger i Norskehavet. I tillegg har ni felt fått godkjent utbyggingsplan, men er ennå ikke kommet i produksjon (inkludert Snøhvit).

De uoppdagede petroleumressursene på norsk sokkel er anslått til å være 3,9 mrd Sm³ o.e. Disse fordeler seg med rundt 30 prosent i Nordsjøen, 45 prosent i Norskehavet og 25 prosent i Barentshavet. Gass utgjør 64 prosent av dette. Usikkerheten ved anslaget er stort og ligger mellom 1,5 og 7 mrd Sm³ o.e.

Totalt var det en økning av gjenværende

Tabell 7.1 Totalt utvinnbart potensial og gjenværende påviste reserver og ressurser per 01.01.2002. (Kilde: Oljedirektoratet)

Totalt utvinnbart potensial	Ressursregnskap pr. 31.12.01					Endringer fra 2000				
	Olje	Gass	NGL	Kond	Total	Olje	Gass	NGL	Kond	Total
Prosjekt status kategori	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	2 368	730	57	50	3 258	181	53	5	7	251
Gjenværende reserver **	1 501	2 189	111	131	4 033	-110	166	15	30	116
Betingede ressurser i felt	221	173	20	16	447	-19	-75	-12	-44	-162
Betingede ressurser i funn	189	972	16	73	1 264	1	-150	-5	-40	-198
Sum gjenværende påviste reserver og ressurser	1 912	3 333	147	219	5 745	-128	-59	-2	-55	-245
Mulige fremtidige tiltak for økt utvinning*	400	500			900	-25	0			-25
Uoppdaget	1 420	2 510			3 930	70	110			180
Sum Totalt	6 100	7 074	205	270	13 832	98	104	3	-47	161
Nordsjøen										
Produsert	2 150	721	56	49	3 027	136	47	4	6	197
Gjenværende reserver **	1 224	1 740	63	32	3 115	-76	-56	-2	-25	-161
Betingede ressurser i felt	201	115	13	6	346	-18	1	6	-2	-8
Betingede ressurser i funn	102	204	3	24	336	5	1	-3	-3	-3
Sum gjenværende påviste reserver og ressurser	1 528	2 059	78	62	3 798	-90	-54	1	-30	-171
Uoppdaget	630	570			1 200	8	22			30
Sum	4 308	3 350	135	111	8 025	54	15	5	-24	55
Norskehavet										
Produsert	218	9	1	1	230	45	6	1	1	54
Gjenværende reserver **	277	285	44	81	726	-34	58	12	37	85
Betingede ressurser i felt	20	58	7	10	101	0	-76	-19	-42	-154
Betingede ressurser i funn	70	715	13	46	855	10	-6	4	-19	-7
Sum gjenværende påviste reserver og ressurser	367	1 058	64	137	1 683	-24	-24	-2	-24	-77
Uoppdaget	480	1 270			1 750	75	81			156
Sum	1 064	2 337	65	139	3 663	96	63	-1	-23	133
Barentshavet										
Produsert	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gjenværende reserver **	0	164	5	18	191	0	164	5	18	191
Betingede ressurser i felt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Betingede ressurser i funn	18	53	0	2	73	-14	-145	-6	-18	-188
Sum gjenværende påviste reserver og ressurser	18	217	5	20	264	-14	19	-1	0	3
Uoppdaget	310	670			980	-13	7			-6
Sum	328	887	5	20	1 244	-27	26	-1	0	-3

* Ressurser fra fremtidige tiltak for økt utvinning er bare beregnet for totalt utvinnbart potensial, og en har ikke gjort et skille mellom de forskjellige regioner

**Inkluderer ressurskategori 1, 2 og 3 (Se forklaring på side 75)

reserver i 2001 på 116 mill Sm³ o.e. Gassreservene økte med 166 mrd Sm³, mens det ble registrert en reduksjon av oljereservene på 110 mill Sm³. I 2001 var samlet produksjon på 251 mill Sm³ o.e. Det har vært en reduksjon på ca 162 mill Sm³ o.e. i ressurser knyttet til felt.

Det ble gjort tolv nye funn med samlede ressurser i størrelsesorden 33-38 mill Sm³ olje, og 15-22 mrd Sm³ gass. Betingede ressurser knyttet til funn viser en reduksjon på ca 200 mill Sm³ o.e. på tross av nye funn. Den viktigste årsak til reduksjonen er bl.a. at Kristin, Mikkel, Sigyn, Snøhvit, Valc, Fram og Tune er overført til klassen Reserver etter at utbygging er besluttet av rettighetshaverne.

I Nordsjøen er det oppdaget totalt 6,8 mrd Sm³ o.e. Det er produsert 3,0 mrd Sm³ o.e. og gjenværende reserver utgjør 3,1 mrd Sm³ o.e., der olje utgjør om lag 40%. De gjenværende reserver i Nordsjøen er redusert med om lag 160 mill Sm³ o.e. som følge av siste års produksjon. En rekke nye felt (seks) er godkjent for utbygging og har fått status som reserver. Dette har i sin tur medført at betingede ressurser knyttet til funn er blitt redusert tilsvarende. Det er foretatt en gjennomgang av potensialet for uoppdagede ressurser i Nordsjøen som i år har medført en mindre økning på om lag 30 mill Sm³ o.e.,

vesentlig gass.

I Norskehavet er det oppdaget i alt 1,9 mrd Sm³ o.e., hvorav 230 mill Sm³ o.e. er produsert. De gjenværende reserver utgjør om lag 0,7 mrd Sm³ o.e.; hvorav råolje utgjør 38 prosent. Gjenværende reserver er økt med 85 mill Sm³ o.e. En vesentlig årsak til dette er at to nye felt er godkjent for utbygging og er derved klassifisert som reserver. Dette har bidratt vesentlig til reduksjonen av betingede ressurser knyttet til funn. Det har blitt foretatt en oppjustering av potensialet for uoppdagede ressurser i løpet av året, noe som har medført en økning på ca. 160 mill Sm³ o.e. med en svak overvekt på gass. Dette er den viktigste enkeltårsak til at de totale ressurser på sokkelen er økt i forhold til siste år.

I Barentshavet er det oppdaget 0,3 mrd Sm³ o.e. Framsendelsen av Plan for utbygging og drift (PUD) for Snøhvit har medført at petroleumsmengdene i funnet nå klassifiseres som reserver. Dette er hovedårsaken til at petroleumsmengder nå er bokført som gjenværende reserver i Barentshavet og at betingede ressurser i funn tilsvarende er blitt redusert. Det er gjort et mindre oljefunn i Barentshavet i år som er et positivt bidrag til den videre utforskning og fremtidige utvinning i Barentshavet.

8 Produksjon

Produksjon 2001

Produksjonsbetingelser



Tabell 8.1 Felt i produksjon pr.31.12.01 eller med godkjent utbyggingsplan eller som er besluttet utbygd av lisenshaverne

(Kilde: Oljedirektoratet)

FELT	RESSURSER OPPRINNELIG UTVINNBARE ¹					GJENVÆRENDE RESERVER ⁵				
	Olje		Gass	NGL	Kondensat	Olje		Gass	NGL	Kondensat
	Mill Sm ³	Mrd Sm ³	Mill tonn	Mill Sm ³	Mill Sm ³	Mill Sm ³	Mrd Sm ³	Mill tonn	Mill Sm ³	Mill Sm ³
BALDER ^a	72,4	2,9	0,0	0,0	75,3	63,5	2,9	0,0	0,0	66,3
BRAGE	44,9	2,6	0,7	0,0	48,9	5,8	0,8	0,1	0,0	6,8
DRAUGEN	137,0	7,4	2,0	0,0	148,2	60,2	7,1	1,6	0,0	70,4
EKOFISK	478,5	174,0	14,0	0,0	679,0	183,6	55,8	3,7	0,0	246,4
ELDFISK	108,5	45,3	4,1	0,0	161,5	39,4	12,8	0,9	0,0	53,9
EMBLA	13,6	6,6	0,7	0,0	21,4	6,1	4,2	0,4	0,0	11,1
FRAM ³	16,1	3,6	0,1	0,0	19,8	16,1	3,6	0,1	0,0	19,8
FRIGG	0,0	121,6	0,0	0,5	122,1	0,0	7,7	0,0	0,0	7,7
GLITNE	3,6	0,0	0,0	0,0	3,6	2,8	0,0	0,0	0,0	2,8
GRANE ³	120,0	0,0	0,0	0,0	120,0	120,0	0,0	0,0	0,0	120,0
GULLFAKS ^b	335,2	22,2	2,0	0,0	361,1	49,2	2,7	0,5	-0,7	52,2
GULLFAKS SØR ^c	40,2	47,4	5,8	0,0	98,7	31,1	46,9	5,8	0,0	89,0
GUNGNE	0,0	10,1	1,3	3,1	15,7	0,0	10,1	0,8	1,5	13,1
GYDA ^d	34,1	5,8	1,8	0,0	43,3	3,8	0,6	0,1	0,0	4,7
HEIDRUN	178,0	28,2	1,2	0,0	208,4	106,4	24,7	1,1	0,0	133,1
HEIMDAL	6,9	41,8	0,0	0,0	48,7	0,8	0,3	0,0	0,0	1,0
HOD	7,8	1,6	0,2	0,0	9,8	0,9	0,3	0,0	0,0	1,2
HULDRA	5,0	12,9	0,1	0,0	18,1	4,9	12,8	0,1	0,0	17,9
JOTUN	31,1	0,8	0,0	0,0	31,9	17,6	0,3	0,0	0,0	17,9
KRISTIN ³	0,0	34,9	8,5	34,6	85,7	0,0	34,9	8,5	34,6	85,7
KVITEBJØRN ³	0,0	54,2	0,5	20,6	75,6	0,0	54,2	0,5	20,6	75,6
MIKKEL ³	0,0	19,8	4,2	5,5	33,3	0,0	19,8	4,2	5,5	33,3
MURCHISON	13,6	0,4	0,4	0,0	14,7	0,5	0,1	0,1	0,0	0,7
NJORD	23,7	0,0	0,0	0,0	23,7	11,3	0,0	0,0	0,0	11,3
NORNE	84,8	13,5	1,3	0,0	100,8	47,9	12,5	1,2	0,0	62,7
OSEBERG	346,0	89,0	0,0	0,0	435,0	54,1	84,1	-0,5	-0,6	136,5
OSEBERG SØR	54,0	7,0	0,0	0,0	61,0	48,1	7,0	0,0	0,0	55,1
OSEBERG VEST	2,0	6,0	0,0	0,0	8,0	0,9	6,0	0,0	0,0	6,9
OSEBERG ØST	24,5	0,8	0,0	0,0	25,3	17,2	0,8	0,0	0,0	18,0
SIGYN ³	0,0	5,3	1,5	3,0	11,1	0,0	5,3	1,5	3,0	11,1
SLEIPNER VEST	0,0	104,0	6,9	27,0	144,1					
SLEIPNER ØST ^e	0,0	55,2	11,3	25,2	101,7					
SLEIPNER VEST OG ØST ⁶						0,0	90,3	6,2	13,1	115,2
SNORRE	231,6	8,9	6,7	0,0	253,3	140,0	4,8	4,0	-0,6	151,9
SNØHVIT ⁴	0,0	163,5	5,1	18,1	191,3	0,0	163,5	5,1	18,1	191,3
STATFJORD	561,4	58,4	14,4	0,0	647,1	43,4	13,5	4,2	-3,2	61,6
STATFJORD NORD	40,0	2,8	0,8	0,0	44,4	16,9	1,6	0,5	0,0	19,5
STATFJORD ØST	37,1	4,1	1,3	0,0	43,6	12,6	2,2	0,7	0,0	16,3
SYGNA	12,7	0,0	0,0	0,0	12,7	9,5	0,7	0,0	0,0	10,2
TAMBAR	7,2	2,4	0,3	0,0	10,1	6,7	2,4	0,3	0,0	9,6
TOR	25,8	11,4	1,2	0,0	39,5	4,4	0,8	0,1	0,0	5,4
TORDIS ^f	52,5	4,2	1,4	0,0	59,3	20,9	1,7	0,7	0,0	24,0
TROLL ^g	215,9	1 321,7	24,8	1,6	1 586,2	119,5	1 210,4	24,8	0,0	1 376,9
TUNE ³	6,1	22,9	0,1	0,0	29,1	6,1	22,9	0,1	0,0	29,1
ULA	77,9	3,7	2,6	0,0	86,6	15,6	0,0	0,3	0,0	16,1
VALE ³	3,0	2,3	0,0	0,0	5,3	3,0	2,3	0,0	0,0	5,3
VALHALL	166,7	25,6	4,1	0,0	200,1	96,0	11,4	1,6	0,0	110,5
VARG	5,2	0,0	0,0	0,0	5,2	0,5	0,0	0,0	0,0	0,5
VESLEFRIKK	54,6	3,1	1,1	0,0	59,8	14,3	1,1	0,0	0,0	15,4
VIGDIS	29,8	2,1	0,0	0,0	31,9	10,5	2,1	0,0	0,0	12,6
VISUND	42,9	50,5	5,1	0,0	103,1	37,5	50,5	5,1	0,0	97,7
ÅSGARD	71,4	190,7	27,6	42,0	356,5	51,3	186,4	27,0	41,1	330,0
Sum	3 823,1	2 803,0	164,9	181,2	7 120,6	1 500,8	2 186,8	111,3	132,3	4 031,3

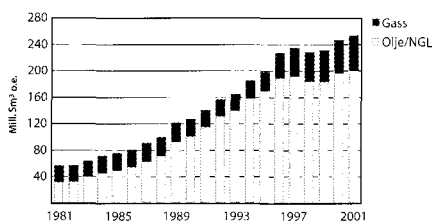


Fig. 8.1 Total produksjon 1981 - 2001
(Kilde: OED/OD)

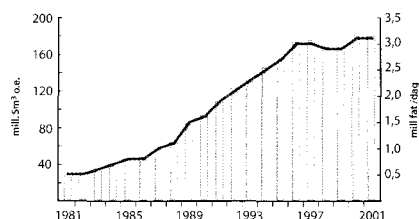


Fig. 8.2 Råoljeproduksjon 1981-2001
(Kilde: OED/OD)

- 1) Tabellen gir forventningsverdier. Alle estimat er gjenstand for usikkerhet
- 2) Omregningsfaktor for NGL i tonn til Sm^3 er 1,9
- 3) Felt som er godkjent for utbygging men som ved årsskiftet ennå ikke var satt i produksjon (ressurskategori 2)
- 4) Funn som lisenshaverne har besluttet å utvinne (ressurskategori 3)
- 5) Negative tall for gjenværende reserver på enkelte felt skyldes at produktet ikke er rapportert under opprinnelig utvinnbart volum. Dette gjelder produsert NGL og kondensat
- 6) Produksjonen for Sleipner Øst og Vest blir målt samlet. Som et resultat av dette blir også gjenværende reserver vist samlet
 - a) Balder inneholder Ringhorne
 - b) Gullfaks inneholder Gullfaks Vest
 - c) Gullfaks Sør inneholder Rimfaks og Gullveig
 - d) Gyda inneholder Gyda Sør
 - e) Sleipner Øst inneholder Løke
 - f) Tordis inneholder Tordis Øst og Borg
 - g) Troll inneholder TOGI

Tabell 8.2 Total petroleumsproduksjon i mill Sm^3 o.e. (Kilde: Oljedirektoratet)

	1971-1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	Totalt
Olje/NGL/Kond.	803	129,0	137,9	156,2	168,3	188,2	190,3	182,3	181,9	194,7	198,1	2 529,9
Gass	349,1	25,8	24,8	26,8	27,8	37,4	42,9	44,2	48,3	49,7	53,2	730,0
Sum	1 152,1	154,8	162,7	183,0	196,1	225,6	233,2	226,5	230,2	244,4	251,3	3 259,9

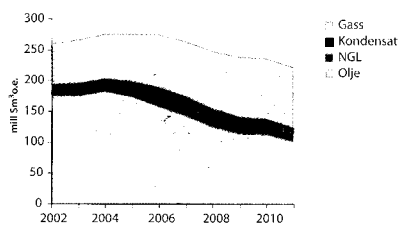


Fig. 8.3 Produktionsprognose for petroleum 2002 - 2011
(Kilde: OED/OD)

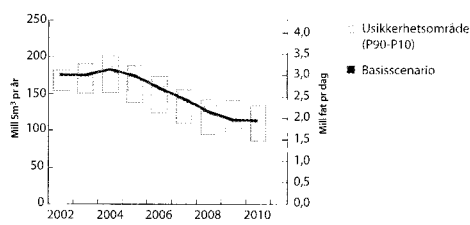


Fig. 8.4 Produktionsanslag råolje, 2002 - 2011
(Kilde: OED/OD)

Produksjon 2001

Den samlede produksjonen av petroleum på norsk sokkel var i 2001 på 251 millioner Sm³ o.e. Av dette utgjorde råoljeproduksjonen 181 millioner Sm³ o.e. (3,1 millioner fat per dag), gassproduksjonen 53 millioner Sm³ o.e. og NGL-produksjonen (inkludert kondensat) 17 millioner Sm³ o.e. Dette representerte en økning sammenlignet med året før, da den samlede produksjonen av petroleum var 244 millioner Sm³ o.e.

Produksjonsutvikling

Etter en lengre periode med økning i petroleumsproduksjonen, har det fra 1996 vært en moderat utvikling. Produksjonen av olje (inkludert NGL/kondensat) ble for 2001 på 3,4 mill fat o.e. per dag, noe som er det høyeste nivået vi har hatt her i landet. Figur 8.2 viser den historiske produksjonen av råolje på norsk kontinentalsokkel.

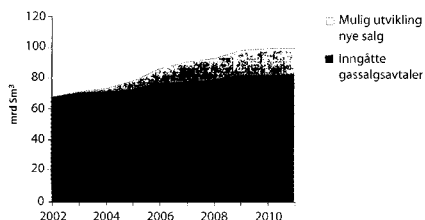


Fig. 8.5 Tørrgassleveranser fra norsk sokkel
(Kilde: OED/OD)

I tiden fremover forventes det at gassens andel av samlet petroleumsproduksjon vil stige betydelig, fra i overkant av 20 prosent i 2001 til om lag 42 prosent i 2010. Oljeproduksjonen forventes derimot å være rundt dagens nivå de nærmeste årene, for deretter å avta gradvis. I figur 8.3 er produksjonsprognosen for petroleum fra norsk kontinentalsokkel fordelt på henholdsvis råolje, NGL, kondensat og gass.

Det er knyttet betydelig usikkerhet til prognoser for fremtidig produksjonsnivå. Usikkerheten henger blant annet sammen med tidspunkt for når de ulike feltene slutter å produsere på platånivå, hvor raskt produksjonen faller og når felt under vurdering kommer i produksjon. Andre usikkerhetsfaktorer er utviklingen av ny teknologi og utvinningsgraden for feltene. På litt lengre sikt vil også antallet og størrelsen på nye funn være faktorer som påvirker produksjonsnivået. Lønnsomheten i bransjen vil også påvirke det fremtidige produksjonsnivået. I figur 8.4 er produksjonsanslagene for olje vist med et usikkerhetsspenn.

Gassalget har de seneste årene ligget på et nivå omkring 40-50 mrd Sm³ i året, men er forventet å øke betydelig. Et fremtidig salgsnivå på 100 mrd Sm³ anses å være et realistisk scenario.

9 Markedssituasjonen for norskprodusert petroleum

Normprisen

Norsk råolje på verdensmarkedet

Salg av våtgass (NGL)

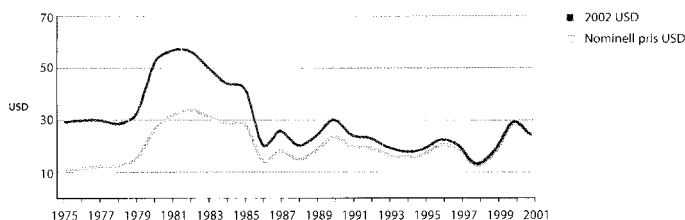
Salg av tørgass

Raffineringsvirksomhet

Detaljomsetning

Petrokjemisk industri





Figur 9.1 Pris på norsk råolje 1975-2001.

(Kilde: OED)

Et hovedprinsipp i norsk avsetningspolitikk har vært at avsetning av norsk olje skal ivaretas av kommersielle selskaper og baseres på forretningsmessige kriterier innenfor de generelle rammene som myndighetene fastsetter. Dette innebærer at produsentene på sokkelen avsetter råoljen til markedsbetingelser.

Normprisen

I lov om skattlegging av undersjøiske petroleumssforekomster av 13. juni 1975 (petroleumsskatte-loven) er det gitt hjemmel for en administrativ fastsettelse av priser på petroleum for skatte- og avgiftsformål, såkalte normpriser. Figur 9.1 viser prisutviklingen for norsk råolje siden 1975, gitt ved gjennomsnittlig normpris.

Petroleumsløven § 4-9, sjette ledd hjemler slik prisfastsettelse til bruk som beregningsgrunnlag for produksjonsavgift (royalty). Forskrifter om normpriser av 25. juni 1976 med senere endringer angir retningslinjer for verdsettelsen, og er utformet for å gjelde generelt for disse tre anvendelsesområdene. Ved anvendelse for skatteformål legges normprisen til grunn for all petroleum, både når den blir avsatt mellom uavhengige parter og overført internt.

Petroleumsprisrådet er delegert myndighet til å fastsette foreløpige og endelige normpriser, herunder bestemme at normpris ikke skal fastsettes for enkelte produksjonsområder. Petroleumsprisrådet fastsetter normprisen etterskuddsvis, normalt for hvert kvartal. I de senere år, med store svingninger i oljeprisen, har Petroleumsprisrådet

gjennomgående fastsatt månedsvise normpriser for råolje.

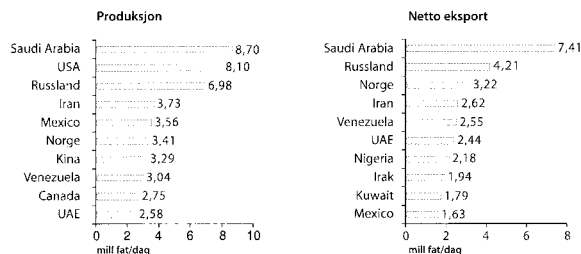
Normprisen skal svare til det petroleum kunne ha vært omsatt til mellom uavhengige parter i et fritt marked. Med uavhengige parter menes kjøpere og selgere som innbyrdes ikke har slike felles interesser at det kunne ha påvirket en avtalt pris. Normprisen vil være en skjønnsmessig fastsatt pris på basis av en totalvurdering av markeds-situasjonen, hvor det må tas hensyn til flere typer transaksjoner, flere referansemarkeder og vurderingsmetoder.

Normprisforskriftene er utformet for å gjelde alle typer petroleum produsert på norsk kontinental-sokkel. For tørgass legges de kontraktsbestemte priser til grunn ved beskatning og innkreving av produksjonsavgift. Årsaken er at markedene for tørgass skiller seg fra råoljemarkedet. Gassen selges på langsiktige kontrakter. Petroleumsprisrådet har hittil ikke fastsatt normpris for NGL (Natural Gas Liquids - etan, propan, butan og kondensat). Når normpris ikke fastsettes, legges realisererte priser til grunn for beskatningen.

Norsk råolje på verdensmarkedet

Produksjonsnivået på norsk sokkel i 2001 var i gjennomsnitt ca 3,4 millioner fat olje pr. dag (inkl. NGL) og plasserte Norge som nummer 6 på listen over verdens største oljeprodusenter. Det norske produksjonsnivået var omtrent uendret i forhold til 2000.

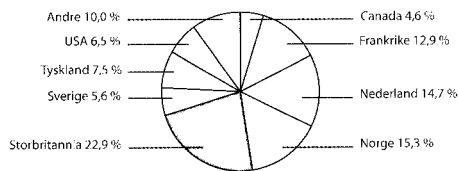
Norges forbruk av petroleumprodukter utgjør omlag 200 000 fat pr dag, og vår netto



Figur 9.2 Produksjon og netto eksport av olje inkl. NGL/kondensat 2001
(Kilde: Petroleum Economics Ltd.)

Tabell 9.1 Markedsføring av norsk råolje på verdensmarkedet i 2002.

Markedsføring av norsk råolje	Oljetyper som inngår i den enkelte blend	Utskipning fra	Anslag for prod. 2002,1000 fat/dag
Ekofisk	Ekofisk Embla Gyda inkl. Gyda Sør Hod Eldfisk Tor Valhall Ula Tambar	Terminal (Teesside)	522
Statfjord Blend	Statfjord Snorre Statfjord Øst Statfjord Nord Sygna	Bøye/via Mongstad	468
Oseberg Blend	Oseberg inkl. Oseberg Vest Oseberg Øst Oseberg Sør Veslefrikk Brage Huldra Tune	Terminal (Sture)	404
Gullfaks Blend	Gullfaks A Gullfaks B Gullfaks Vest Gullfaks Sør (inkl. Rimfaks og Gullveig) Vigdís Visund	Bøye/via Mongstad	311
Gullfaks C	Gullfaks C Tordis inkl. Borg	Bøye/via Mongstad	75
Brent Blend	Murchison	Terminal (Sullom Voe)	2
Forties	Heimdal kondensat Vale	Terminal (Cruden Bay)	10
Draugen	Draugen	Bøye	197
Heidrun	Heidrun	Bøye/via Mongstad	167
Norne	Norne	Bøye	179
Jotun	Jotun	Bøye	54
Balder	Balder Ringhorne	Bøye	68
Njord	Njord	Bøye	36
Glitne	Glitne	Bøye	31
Troll	Olje Troll fase 2	Terminal (Mongstad)	316
Varg	Varg	Bøye	8
Åsgard	Åsgard	Bøye	146



Figur 9.3 Salg av norsk råolje 2001*. Totalt: 184,3 mill Sm³ o.e.
(Kilde: Oljedirektoratet) *fordelt på første mottakerland

eksport av olje er ca 3,2 millioner fat pr dag (inkl. NGL/kondensat). Dette plasserer Norge som nummer 3 på listen over verdens største netto-eksportører, etter Saudi Arabia og Russland.

Figur 9.3 viser skipninger av norsk råolje fordelt på første mottakerland i 2001. Av kommersielle og tekniske hensyn markedsføres ofte de enkelte oljetyper sammen som en blanding ("blend"). Både oljekvalitet og fleksibilitet med hensyn til lasting og lagring påvirker prisen som oppnås. Tabell 9.1 viser hvordan norsk råolje markedsføres som ulike blends.

Salg av våtgass (NGL)

NGL består av produktene etan, propan, butaner, naturbensen og kondensat (se figur 9.4). Produksjonen av NGL fra norsk kontinentalsokkel var i 2001 ca 17,4 millioner Sm³ o.e., hvorav ca 7,5 millioner Sm³ o.e. var kondensat og 9,9 millioner Sm³ o.e. var øvrig NGL. Produksjonen av NGL var i 2001 om lag 30% høyere enn i 2000.

Markedet for LPG (Liquified Petroleum Gases - propan og butaner) i Europa kan deles i tre hovedsegmenter: varmemarkedet (industrielt brensel og husholdning), petrokjemimarkedet og autogassmarkedet (direkte som brennstoff, bensinnblanding og alkylering til høyoktan-produkter).

Varmemarkedet utgjør ca 60 prosent av det totale markedet, mens petrokjemimarkedet utgjør 30 prosent og autogassmarkedet utgjør de resterende 10 prosent.

I vinterhalvåret er etterspørselen etter LPG

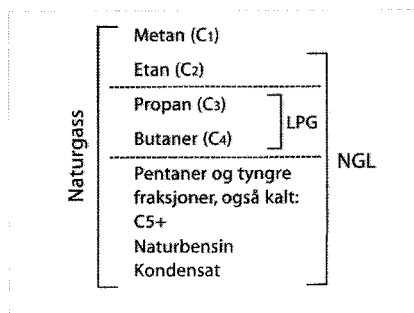
stor i varmemarkedet, og dette driver prisene opp. I vinterhalvåret blir derfor LPG mindre attraktiv som erstatning for nafta i petrokjemisk industri. Figur 9.5 på neste side viser skipninger av våtgass i 2001, fordelt på mottakerland.

Salg av tørrgass

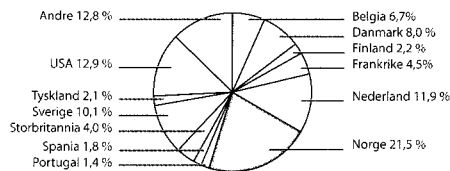
Fra 1986 og fram til 2001 ble gasssalgsavtaler fremforhandlet av Gassforhandlingsutvalget (GFU), bestående av Statoil (leder), Norsk Hydro og Saga (frem til Hydro overtok Saga).

GFU hadde ansvaret for å forberede og gjennomføre alle forhandlinger om salg av norsk gass frem til kontraktsinngåelsen. Myndighetene utpekte deretter hvilke felt som hadde kontraktsansvar for avtalen og hvilke felt som skulle levere gassen. Regjeringen besluttet i mai 2001 at avsetning av norsk gass gjennom GFU skulle avvikles permanent fra 2002.

Definisjon av naturgass



Figur 9.4 Definisjon av naturgass (Kilde: OED)



Figur 9.5 Salg av NGL/Kondensat 2001*. Totalt: 16,4 mill Sm³ o.e.
(Kilde: Oljedirektoratet) *fordelt på første mottakerland

Beslutningen var gjort på bakgrunn av vurderinger om at økt modenhet av norsk sokkel, åpning av gassmarkedene i Europa og endringer i selskapsstrukturer langs verdikjeden for gass, gjør at produsent-selskapene på norsk kontinental-sokkel bør få større kommersiell handlefrihet. Avviklingen av GFU medfører at hvert selskap heretter selv avsetter sin egen gass.

Avtaler om salg av tørrgass

Figur 9.6 viser norsk eksport av tørrgass i 2001 fordelt på mottakerland.

Gassen fra Frigg-feltet er solgt under en avtale fra 1973. I 1980 ble det inngått salgavtaler for gassen fra Odin og satellittene til Frigg. Kjøper er British Gas. Noen av feltene er allerede stengt og noen av de andre feltene forventes å stenge i løpet av et par år.

De løpende leveransene av gass fra Ekofisk-området skjer under fire forskjellige avtaler. Phillips-gruppen inngikk to avtaler i henholdsvis 1973 og 1975 med en kjøpergruppe bestående av tyske Ruhrgas, nederlandske Gasunie, belgiske Distrigaz og franske Gaz de France for sine andeler i alle de åtte feltene i Ekofiskområdet. Avtalene ble slått sammen i 1990.

I 1981 ble det inngått en rammeavtale om leveranser av gass fra feltene Statfjord, Heimdal og Gullfaks fase 1 med kjøpere på kontinentet. Det er senere inngått endelige salgavtaler for gassen fra disse tre feltene.

I mai 1986 ble det inngått en avtale mellom partnerne på Trollfeltet og de tre tyske selskapene Ruhrgas, Thyssengas og BEB, samt Distrigaz, Gasunie og Gaz de France. I tillegg inngikk

Trollgruppen en avtale om salg av gass til Østerrike i november 1986. En avtale om salg av norsk gass til Spania ble undertegnet av rettighetshaverne på Trollfeltet og det spanske selskapet Enagas i april 1988.

I september 1988 inngikk GFU en avtale med den nederlandske sammenslutningen av kraftprodusenter, SEP.

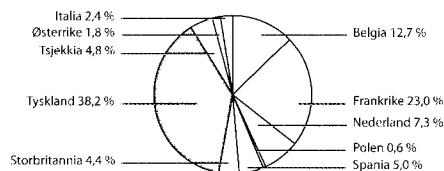
Norske gassellgere inngikk i 1993 avtaler om nye gassleveranser til Distrigaz for kraftproduksjon i Belgia, til gass-selskapet Verbundnetz Gas i det østlige Tyskland, samt avtale om salg av tilleggsvolumer til Ruhrgas.

I 1994 inngikk norske gassellgere avtaler om leveranser til Gaz de France og tyske Mobil (MEEG). I 1995 ble en tilleggssavtale inngått med Gaz de France. Fra 1995 selges gassen fra Frøyfeltet til britiske kjøpere. For 1997 ble deler av gassen fra Frøyfeltet også solgt til irske kjøpere. I 1996 inngikk norske gassellgere avtale om tilleggsvolumer til Ruhrgas. I januar 1997 inngikk norske gassellgere avtale med italienske SNAM om salg av norsk gass. I april 1997 inngikk GFU en gasssalgsavtale med tsjekkiske Transgas.

Assosiert gass fra Heidrun-feltet ilandføres på Tjeldbergodden i Aure kommune. Gassen benyttes som råstoff i bl.a. metanolproduksjon.

I 1999 inngikk norske gassellgere en avtale om et mindre salg av gass til polske interessenter.

GFU fremforhandlet i 2001 en langsiktig avtale om større leveranser av gass til Polen med oppstart i 2007. I 2001 ble også gass fra det planlagte Snøhvitfeltet solgt til selskaper i USA og Spania. Oppstart av leveransene er planlagt til 2006. Statoil inngikk i 2001 en avtale med BP om årlige leveranser av gass



Figur 9.6 Norsk tørgasseksport 2001. Totalt: 50,5 mrd Sm³
(Kilde: Oljedirektoratet)

9

til Storbritannia over en 15-års periode.

Norsk tørgass i internasjonalt perspektiv

Den norske eksporten av tørgass var i 2001 på 50,5 milliarder Sm³, som var en økning på om lag fire prosent fra 2000.

Norge er verdens tredje største eksportør av gass i rør. Den norske gasseksporten utgjorde i år 2001 om lag to prosent av verdens totale gassforbruk på ca. 2 400 milliarder Sm³. Norge er en viktig leverandør av gass til Europa - rundt ti prosent av Vest-Europas gassforbruk dekkes av norsk gass.

millioner tonn pr år. Tabell 9.2 og 9.3 viser den norske produksjonen og eksporten av petroleumsprodukter i perioden 1997 til 2001, fordelt på de ulike kvaliteter.

Detaljomsetning

Figur 9.7 gir en oversikt over de fleste selskaper som er involvert i omsetning av petroleumsprodukter i Norge, med tilhørende markedsandeler.

Petrokjemisk industri

Statoil eier 50 prosent av det internasjonale petrokjemiselskapet Borealis. Borealis er ledende innen polyolefinproduksjon (plastråvarer) i Europa. Selskapets hovedkvarter ligger i København og til sammen sysselsetter selskapet rundt 6 000 ansatte.

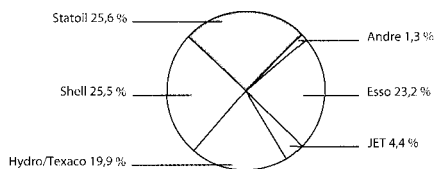
Norsk Hydro og Borealis eier i fellesskap I/S

Raffineringsvirksomhet

Den norske raffineringsindustrien består av to raffinerier. Disse er Mongstad med en raffineringskapasitet på vel 10,0 millioner tonn pr år og Essos raffineri på Slagen, med en kapasitet på ca 4,5

Tabell 9.2 Norsk produksjon av petroleumsprodukter, 1000 tonn. (Kilde: IEA-rapportering)

Produkt	1997	1998	1999	2000	2001
Bilbensin	3 418	3 233	3 204	3 398	3 306
Nafta og annen bensin	586	778	990	1 324	1 088
Parafin	1 127	877	875	838	242
Mellomdestillater	7 126	6 921	7 279	8 174	8 008
Tungolje	1 878	1 997	1 958	1 856	1 683
Totalt	14 135	13 806	14 306	15 590	14 328



Figur 9.7 Markedsandeler 2001.
(Kilde: Norsk Petroleumsinstitutt)

Tabell 9.3 Norsk eksport av petroleumsprodukter, 1000 tonn. (Kilde: Statistisk sentralbyrå)

Produkt	1997	1998	1999	2000	2001
Bilbensin	1 806	1 829	1 830	2 068	2 952
Nafta og annen bensin	4 561	3 563	4 742	3 557	2 128
Parafin	305	224	200	206	129
Mellomdestillater	3 681	3 760	3 485	3 501	3 835
Tungolje	1 637	1 428	1 638	1 488	1 151
Totalt	11 990	10 804	11 895	10 821	10 195

Noretyl som produserer eten og propen samt kjemikalier. Selskapene eier henholdsvis 51 og 49 prosent av anlegget, med Norsk Hydro som operatør. I/S Noretyl er lokalisert på Rafnes, hvor Norsk Hydro også driver en klor- og VCM-fabrikk.

Borealis' anlegg på Bamble ligger i samme område som I/S Noretyl, og produserer plastråvarer

som polyeten og polypropen (polyolefiner) basert på eten og propen fra I/S Noretyl.

Statoil og Conoco har dessuten et anlegg for metanolproduksjon på Tjeldbergodden. Anlegget ble satt i drift i 1997.

Virksomheten til selskapene Jotun Polymer A.S. og Dyno Kjemigruppen A.S. regnes også som petrokjemisk industri.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
---	---	---	---	---	---	---	---	---	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	-----

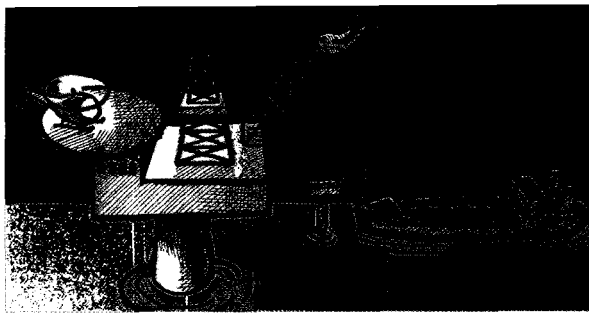
10 **Petroleumsvirksomheten og miljøet**

Utslipp til luft

Utslipp til sjø

Nasjonal virkemiddelbruk





Figur 10.1 Utslipp til luft.

10

Utslippene til sjø og luft fra petroleumsvirksomheten har sitt opphav i aktiviteter som leting, utbygging, produksjon og transport av olje og gass. Alle disse aktivitetene er nødvendige ledd i utvinningen av olje og gass. Utslippene fra norsk petroleumsvirksomhet vil derfor til en viss grad være bestemt av aktivitetsnivået, men fortsatt teknologisk fremgang og ytterligere optimalisering av driften kan bidra til en frikobling mellom utslipps- og aktivitetsnivå. Den største utfordringen er å få til dette for karbondioksid (CO_2).

De ulike utslippene fra aktiviteten bidrar til ulike miljøproblemer: CO_2 og CH_4 (metan) er klimagasser som bidrar til drivhuseffekten, utslipp av NO_x (nitrogenoksider) kan medføre overgjødsling, forsurening og sammen med nmVOC (flyktige organiske komponenter utenom metan), dannelse av bakkenært ozon, mens det er knyttet bekymring til mulige langtidseffekter i det marine liv av olje- og kjemikalieutslipp.

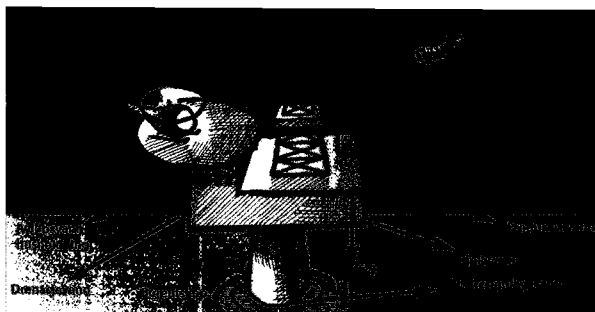
Undersøkelser har vist at utslippene per produsert enhet er lave på norsk sokkel i forhold til sammenlignbar aktivitet i andre land. Unntaket er utslippene av nmVOC som er relativt høye i Norge på grunn av utstrakt oljelasting offshore. Aktiviteten på kontinentalsokkelen er underlagt et strengt regime som sikrer at miljøhensynene ivaretas innenfor sektoren. Kravene som stilles er delvis utarbeidet ut fra de forpliktelser Norge har påtatt seg gjennom internasjonale miljøavtaler, og delvis ut fra rene nasjonale miljømål.

Utslipp til luft

Figur 10.1 viser de viktigste kildene til luftutslipp i tilknytning til innretningene offshore. Utslippene til luft består hovedsakelig av CO_2 , NO_x , nmVOC og metan. For CO_2 (27%), NO_x (23%) og nmVOC (64%) er utslippene fra petroleumssektoren betydelige i nasjonal sammenheng. Tallene i parentesene reflekterer andelen av nasjonale utslipp fra petroleumssektoren i 2000.

Utslipp av CO_2 og NO_x oppstår i hovedsak ved produksjon av energi til bruk på innretningene. Naturgass er den mest benyttede energikilden, i tillegg benyttes noe diesel. Mer energieffektiv utvinning er derfor, sammen med mer effektiv kraftgenerering, viktig i arbeidet med å begrense denne type utslipp fra sektoren. For CO_2 finnes det i dag ikke teknologi som til kostnader lavere enn dagens CO_2 - avgift kan bidra til vesentlige utslippsreduksjoner av denne gassen. For NO_x derimot tas det i økende grad i bruk lav- NO_x brennere som kan redusere utslippene fra en turbin med inntil 90 prosent.

Energibehovet knyttet til å produsere olje og gass på norsk sokkel forventes å øke framover. Dette skyldes både at transportavstanden til markedene øker når gassproduksjonen flyttes nordover, og at de store oljefeltene modnes og går inn i en fase med avtakende produksjon. Siden behandling og transport av produsert gass er mer energikrevende enn produksjon av væske, fører



Figur 10.2 Utslipp til sjø.

også økningen i norsk gasstransport til økt energibehov. Når felt modnes, produseres det relativt mindre olje og gass i forhold til vann fra reservoaret. En stor del av innretningenes energibehov er uavhengig av produksjonsnivået, og behovet for energi avhenger også av den totale væskeproduksjonen (olje, gass og vann) og ikke bare produksjonen av hydrokarboner (olje og gass). Dette bidrar til å øke energibehovet per produsert enhet.

Brenning av gass over fakkel medfører også utslipp av CO_2 og NO_x . Av ressurs hensyn har fakling lenge vært holdt på et lavt nivå på norsk kontinentalsokkel. Mulighetene til å redusere utslippene fra fakling ytterligere er imidlertid til stede. Gjenvinning av gass til fakkel og slokking av pilotflammen på flere felt samt ytterligere bedring i driftsrutinene kan bidra til dette.

Størstedelen av sektorens utslipp av nmVOC er knyttet til fordamping av olje ved lagring og lasting av råolje offshore. Det er nå utviklet ny teknologi, som gjør at anslagsvis 70 prosent av nmVOC-utslippene fra en bøyelaster kan gjenvinnes. Utslipptet av nmVOC forventes å bli redusert betydelig. Dette skyldes at gjenvinningsutstyr vil bli installert i tråd med pålegg gitt av myndighetene.

Utslipp til sjø

Figur 10.2 viser hovedkildene til utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten. De viktigste av disse utslippene er kjemikalier, olje og andre organiske forbindelser. Produsert vann, som er med oljen og gassen fra reservoaret, er hovedkilden til utslipp av olje til sjø. Det foregår en omfattende rensing av

vannet, men små oljedråper er fortsatt i vannet når det slippes ut. Oljeholdig borekaks og borevæske som tidligere sto for en vesentlig andel av oljeutslippene fra aktiviteten, blir nå injisert under havbunnen eller tatt til land for videre behandling. Også produsert vann injiseres tilbake på en økende andel av feltene. Andre metoder for å begrense volumene av produsert vann er under utvikling eller utprøving. Mindre oljeutslipp stammer også fra oljeflagrene i foten på de store betongplattformene og fra kjølevann. Det forekommer også utslipp i tilknytning til uhell og søl.

Det brukes mange typer kjemikalier for å sikre jevn og sikker drift i petroleumsvirksomheten. Hoveddelen av utslippene av kjemikalier stammer fra boreoperasjoner, men det følger også med rester av benyttede produksjonskjemikalier i det produserte vannet.

Mesteparten av kjemikaliene består av stoffer som er naturlige bestanddeler i havet eller på land. Det er streng kontroll av kjemikaliebruken, og de fleste kjemikaliene som slippes ut har dokumentert liten eller ingen miljøeffekt.

Det pågår et kontinuerlig arbeid i industrien for å erstatte miljøfarlige kjemikalier med mindre farlige. Kjemikalier som har bioakkumulerende eller hormonforstyrrende egenskaper skal fases ut.

Relevante internasjonale miljøavtaler

Internasjonale miljøproblemer krever tiltak både på internasjonalt og nasjonalt nivå. Uten et internasjonalt avtaleverk vil nasjonal innsats for å løse globale eller regionale miljøproblemer, kunne bli lite effektiv eller nær virkningsløs. Norge har inngått flere internasjonale avtaler og påtatt seg

forpliktelser som gjennom sine effekter på markedene for olje og naturgass samt krav til nasjonal regulering av utslippene, legger rammer for virksomheten også på kontinentalsokkelen.

Klimakonvensjonen, som ble vedtatt på Rio-konferansen i 1992, trådte i kraft i 1994. Sentrale prinsipper er nedfelt i konvensjonen, men konkrete, bindende forpliktelser for de industrialiserte landene ble først etablert i Kyoto-protokollen. For i-landene inneholder Kyoto-protokollen fra desember 1997, tallfestede og tidsbestemte utslippsbegrensninger for klimagasser. I-landene samlet skal i perioden 2008-2012 redusere sine årlige klimagassutslipp med minst fem prosent i forhold til 1990-nivå. Landene kan innfri sine nasjonale forpliktelser både gjennom tiltak nasjonalt og i andre land. Reduksjoner i andre land kan skje gjennom kyotomekanismene (internasjonal kvotehandel, den grønne utviklingsmekanismen og felles gjennomføring) og skal være et supplement til nasjonale tiltak.

Under ECE-konvensjonen av 1979 om langtransporterte grenseoverskridende luftforurensninger er det nedfelt flere protokoller som regulerer bl.a. utslippene av NO_x og nmVOC. I henhold til eksisterende NO_x -protokoll skal de norske utslippene fra og med 1994 være lavere enn i 1987. Norge overholder i dag denne protokollen. For nmVOC er kravet at utslippene fra hele fastlandet og norsk økonomisk sone sør for 62°N skal reduseres med 30 prosent innen 1999 i forhold til 1989-nivå. Norge har ikke innfridd denne forpliktelsen innen tidsfristen, men den reguleringen som nå er innført for nmVOC vil føre til at forpliktelsen oppfylles når tiltakene er gjennomført. Gøteborg-

protokollen som ble vedtatt i 1999, regulerer utslippene av henholdsvis NO_x , nmVOC, SO_2 og ammoniakk. I henhold til protokollen må Norge redusere NO_x -utslippene til 156 000 tonn innen år 2010, noe som tilsvarer en 29 prosent reduksjon sammenlignet med 1990. For nmVOC er forpliktelsen tilnærmet lik det Norge har påtatt seg under den gjeldende VOC-protokollen. I tillegg skal de nasjonale utslippene ikke overstige 195 000 tonn/år.

Den viktigste internasjonale avtalen som regulerer utslipp til sjø er OSPAR-konvensjonen (Convention for the Protection of the Marine Environment of the North-East Atlantic). Konvensjonen har som formål å forhindre forurensning av det nord-østlige Atlanterhav og beskytte sjøområdet mot skadevirkninger av menneskelig aktivitet. I 1998 fattet Ministermøtet i OSPAR en beslutning om at utrangerte offshoreinstallasjoner i konvensjonsområdet skal fjernes. Betonginnretninger og visse deler av store stålennretninger er unntatt fra forbudet. På Kommissjonsmøtet i 1999 ble det vedtatt en strategi for offshore olje- og gassaktiviteter.

I tillegg vil EØS-relevante direktiver fra EU også gi føringer på den nasjonale miljøpolitikken.

Nasjonal virkemiddelbruk

Konsekvensutredninger

Petroleumsloven inneholder bestemmelser om konsekvensutredninger som en del av beslutningsgrunnlaget på flere stadier i petroleumsvirksomheten. Det kreves konsekvensutredninger før åpning av et område for utvinning av petroleum, i forbindelse med utbygging av felt og transport-

systemer og ved disponering av innretninger når petroleumsvirksomheten avsluttes.

Olje- og energidepartementet har ansvaret for at det blir foretatt konsekvensutredninger før et område blir åpnet med sikte på tildeling av utvinningstillatelser. Spørsmålet om å åpne nye områder er meget viktig både ut fra en samfunnsmessig helhetsvurdering og ut fra lokale interesser. Det er derfor viktig å sikre en allsidig og grundig saksbehandling. Formålet med konsekvensutredningen er å klarlegge miljømessige virkninger av petroleumsvirksomheten og mulig fare for forurensninger, samt de økonomiske og sosiale virkninger utnyttelse av petroleumreservene kan ha i området.

På bakgrunn av en slik utredning foretar Stortinget en samlet vurdering av fordeler og ulemper av petroleumsvirksomhet i et område. Områder der ulempene ved slik aktivitet veier tyngst åpnes ikke for leteaktivitet. Både Storting og Regjering kan dessuten pålegge enkeltområder særlige vilkår, eksempelvis borefrie perioder.

I forbindelse med operatørenes søknad om myndighetenes godkjenning av utbyggingsplanene for feltinnretninger, transport- eller ilandføringsledninger og andre innretninger benyttet i petroleumsvirksomhet (PUD/PAD), skal det foreligge en konsekvensutredning. Denne skal blant annet beskrive miljømessige effekter av de forventede utslippene fra prosjektet, og inneholde en gjennomgang av kostnader og nytte av alternative avbøtende tiltak. Utredningene sendes ut på en bred offentlig høring for å sikre at alle effekter av prosjektet belyses best mulig. Hvilke tiltak som

blir iverksatt besluttet således ved den endelige godkjenning av prosjektet i enten Storting eller Regjering.

Før konsesjonstiden utløper eller bruken av en innretning opphører, skal rettighetshaverne legge frem en avslutningsplan. I forbindelse med avslutningsplanen skal det legges frem en konsekvensutredning hvor virkningene av aktuelle måter å disponere innretninger på vurderes. Myndighetene behandler planen og fatter så et disponeringsvedtak.

CO₂-avgiften

Gjennom lov om avgift på utslipp av CO₂ i petroleumsvirksomheten på kontinentalsokkelen, ble virksomheten pålagt en CO₂-avgift med virkning fra 1.1.1991. Avgiften er pålagt forbrenning av fossile brenslers som medfører utslipp av CO₂ - i første rekke naturgass og diesel. Fra 1. januar 2002 er CO₂-avgiften på sokkelen 73 øre per liter olje/standard kubikkmeter gass.

Forurensningsloven

Utslipp til sjø fra petroleumssaktiviteten er regulert med hjemmel i forurensningsloven.

Det legges til grunn at hovedregelen ved nye, selvstendige utbygginger på kontinentalsokkelen skal være at det ikke slippes ut miljøskadelige stoffer til sjøen (nullutslipp). Også tiltak overfor eksisterende innretninger skal vurderes i lys av en nullutslippsfilosofi.

Fra høsten 2000 er nmVOC-utslippene fra lagring og lasting av råolje regulert gjennom forurensningsloven.

Samarbeid med industrien

Den sterke fokuseringen på de miljømessige sidene ved norsk olje- og gassproduksjon har uten tvil ført til at vi har en petroleumssektor som er i forkant på dette området. Dette er et resultat både av at myndighetene i høy grad har inkludert miljøhensyn i sektorens rammebetingelser, og av industriens innsats på området.

MILJØSOK ble etter initiativ fra oljeindustrien opprettet av departementet i 1995. Formålet er å styrke og videreutvikle samarbeidet mellom industrien og myndighetene slik at norsk oljeindustri også i fremtiden kan ligge i forkant

internasjonalt når det gjelder miljøriktig og kostnadseffektiv petroleumsvirksomhet. MILJØSOK har hatt deltagelse både fra forskningsmiljøene, industrien, miljøorganisasjonene, fiskeriinteressene og berørte myndigheter. MILJØSOK fase 2 ble avsluttet i 2000. Det ble her lagt frem en rapport som bl.a. inneholder anbefalinger for hvordan samarbeidet mellom industrien og myndighetene kan videreføres. Det arbeides nå med oppfølging av disse anbefalingene blant annet ved at MILJØSOK nå følges opp av en ny samarbeidsarena, MILJØFORUM. Det første møtet i MILJØFORUM fant sted høsten 2001.

11

Lovgivning og konsesjonsverk

Innledning

Hovedtrekk i konsesjonssystemet

Sentrale dokumenter i konsesjonsverket
og sentrale lovbestemmelser

Andre sentrale lovbestemmelser



Innledning

Lov 29. november 1996 nr. 72 om petroleumsvirksomhet (petroleumsloven) inneholder de overordnede hjemler for konsesjonssystemet som regulerer norsk petroleumsvirksomhet. Med hjemmel i petroleumsloven er det gitt forskrifter til loven ved kongelig resolusjon av 27. juni 1997. I medhold av loven med forskrifter kan det tildeles tillatelser for undersøkelse etter, utvinning og transport av petroleum mv. Beskatningsmyndigheten blir ivarettatt gjennom lov 13. juni 1975 nr. 35 om skattlegging av undersjøiske petroleumsforekomster mv. (petroleumsskatteloven).

Det norske konsesjonsverket består av flere dokumenter som inneholder nærmere bestemmelser om de rettigheter og plikter de ulike partene har utover det som er fastsatt i petroleumsloven med tilhørende forskrifter. Disse gis en kort omtale nedenfor.

Europaparlamentets og Rådets direktiv 94/22/EF om betingelser for tildeling og bruk av tillatelser for leting etter og utvinning av hydrokarboner (konsesjonsdirektivet) ble vedtatt av Rådet i EU 30. mai 1994. EØS-komiteen besluttet 5. april 1995 å innlemme konsesjonsdirektivet i EØS-avtalens vedlegg IV Energi. Vedtaket trådte i kraft 1. september 1995, hvilket innebærer at konsesjonsdirektivet fikk anvendelse for Norge som EØS-land fra da av. Det norske konsesjonssystemet er i samsvar med de krav konsesjonsdirektivet oppstiller.

Hovedtrekk i konsesjonssystemet

Petroleumsloven slår fast at eiendomsretten til undersjøiske petroleumsforekomster på norsk kontinentalsokkel tilligger staten, jf. petroleumsloven § 1-1. Statens eiendomsrett til petroleumsressursene danner grunnlaget for den offentlig-rettslige regulering av petroleumsvirksomheten.

I henhold til petroleumsloven § 2-1 kan et selskap søke om tillatelse til å drive undersøkelse etter petroleum. En undersøkelsestillatelse gir rett til å foreta geologiske, petrofysiske, geofysiske,

geokjemiske og geotekniske undersøkelser, herunder grunne boringer. Tillatelsen gir ikke eksklusive rettigheter i de områdene som er nevnt i tillatelsen og gir heller ikke rett til vanlig leteboring.

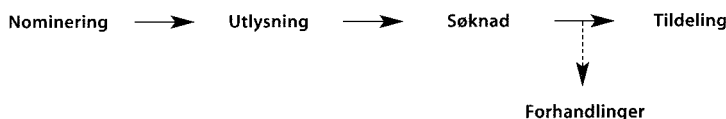
Før det gis tillatelse til leteboring (utvinnings-tillatelse) må området der det skal bores være åpnet for letevirksomhet (petroleumsloven § 3-1). Det skal i denne forbindelse utarbeides konsekvensutredning med vurdering av blant annet miljømessige, økonomiske og sosiale virkninger som virksomheten kan ha for andre næringer og tilstøtende distrikter.

Tildeling av utvinningstillatelser skjer normalt ved konsesjonsrunder. Regjeringen kunngjør da et visst antall blokker det kan søkes om utvinningstillatelse for (petroleumsloven § 3-5). Søkere kan som hovedregel søke individuelt om deltakelse, eller som gruppe. Til grunn for tildeling av utvinningstillatelsene ligger saklige, objektive, ikke-diskriminerende og kunngjorte kriterier.

Utlysningsteksten inneholder en nærmere redegjørelse for hvilke vilkår og kriterier som vil bli lagt til grunn ved tildeling.

På bakgrunn av de innkomne søknader setter Olje- og energidepartementet sammen en gruppe av selskaper for hver utvinningstillatelse, eller det kan gjøres tilpasninger i en gruppe som har avgitt gruppesøknad. Departementet utpeker en operatør for interessentskapet (petroleumsloven § 3-7). Operatøren forestår den operative virksomheten som utføres i medhold av tillatelsen.

Fra og med tildelingen av Statfjord-feltet i 1973 og frem til og med 13. konsesjonsrunde var den samlede statlige deltakelse minst 50 prosent i hvert interessentskap. Statens direkte deltakelse er i gjennomsnitt redusert fra 13. til 16. konsesjonsrunde. Stortinget vedtok våren 2001 et nytt kapittel 11 i petroleumsloven der hovedtrekkene i forvalterordningen for statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) er nedfelt. På bakgrunn av dette er Petoro AS etablert og utpekt som forvalterselskap for SDØE. Staten er eier av deltaker-



Figur 11.1 Konsesjonsrunde.

andelene. Petoro er et heleid statsaksjeselskap. Selskapets organisering, ansvar og hovedoppgaver er nærmere beskrevet i St. prp. nr. 36 (2000-2001), Innst. S. nr. 198 (2000-2001), Ot. prp. nr. 48 (2000-2001) og Innst. O. nr. 70 (2000-2001).

Se også kapittel 3, Statlig organisering av petroleumsvirksomheten.

Sentrale dokumenter i konsesjonsverket og sentrale lovbestemmelser

Utvinningstillatelsen

Utvinningstillatelsen regulerer de deltakende selskapers rettigheter og plikter i forhold til staten. Dokumentet utfyller bestemmelsene i petroleumsloven og gir detaljerte vilkår for de enkelte tillatelsene. Tillatelsen gir enrett til undersøkelse, leteboring og utvinning av petroleum innenfor tillatelsens angitte geografiske område (petroleumsloven § 3-3). Rettighetshaverne blir eiere av den petroleum som produseres.

Utvinningstillatelsen gis i første omgang for en initiell periode (leteperiode) som kan vare i inntil 10 år (petroleumsloven § 3-9). I denne perioden skal det utføres en fastlagt arbeidsforpliktelse i form av seismisk kartlegging og/eller leteboring mv. (petroleumsloven § 3-8). Såfremt arbeidsforpliktelsen er fullført ved utløpet av perioden, kan rettighetshaverne som hovedregel kreve å beholde inntil halvparten av det området tillatelsen omfatter i inntil 30 år. Det skal betales en arealavgift per kvadratkilometer etter nærmere fastsatte regler (petroleumsloven §

4-9). Dersom det er enighet mellom rettighetshaverne om å oppgi utvinningstillatelsen, kan denne tilbakeleveres (petroleumsloven § 3-13).

Samarbeidsavtalen

I medhold av petroleumsloven § 3-3 settes det som vilkår for tildeling av en utvinningstillatelse at rettighetshaverne inngår en samarbeidsavtale med de øvrige deltakere i den aktuelle tillatelse. Avtalen har store likheter med privatrettslige selskapsavtaler, og den regulerer forholdet mellom de private parter. Samarbeidsavtalen danner grunnlaget for den daglige organisering av, drift av og utbytte fra virksomheten. Samarbeidsavtalen pålegger interessentskapet å opprette en styringskomite som utgjør interessentskapets øverste organ. Alle selskapene som er rettighetshaver og har deltakerandel i utvinningstillatelsen er representert i styringskomiteen. Avtalen regulerer også operatørens oppgaver og plikter i forhold til interessentskapet. Videre inneholder avtalen individuelt fastsatte stemmereglene for det enkelte interessentskap.

Regnskapsavtalen

Rettighetshaverne må også inngå en regnskapsavtale som inneholder detaljerte bestemmelser vedrørende regnskapsføring og økonomiske forhold for den felles virksomhet.

Tilbudsbrevet

Forut for en tildeling av utvinningstillatelser, vil departementet anbefale regjeringen at enkelte selskaper får andeler i de forskjellige tillatelsene. I

denne forbindelse sendes det ut et tilbudsbrev til de aktuelle selskapene med tilbud om deltagerandeler og eventuelt operatørskap i tillatelsene. Dette brevet inneholder vilkår som vil gjelde for vedkommende tillatelse og anses derfor som et sentralt dokument i forbindelse med en tildeling.

Forskjellige avtaler

Dersom et funn strekker seg over mer enn en utvinningstillatelse, er rettighetshaverne forpliktet til å inngå en avtale (samordningsavtale) for å sikre en forsvarlig utnyttelse av ressursene (petroleumsloven § 4-7). Denne avtalen vil blant annet regulere rettighetene til forekomsten. Grunnlaget for eierfordelingen i det samordnede feltet er vanligvis fordelingen av forekomstens ressurser mellom de berørte utvinningstillatelser. Rettighetshavernes eierandeler i et samordnet felt vil derfor være forskjellig fra eierandelene i utvinningstillatelsene feltet omfatter. Avtalen krever Olje- og energidepartementets godkjenning.

Videre kan en rettighetshaver inngå en avtale (pass-through avtale) med sitt utenlandske morselskap om å overføre virksomheten etter en tillatelse til den norske filialen av morselskapet (petroleumsloven § 10-5). Avtalen krever Olje- og energidepartementets samtykke.

Andre sentrale lovbestemmelser

Ved utbygging og drift av petroleumsforekomster utarbeider rettighetshaverne i henhold til petroleumsloven § 4-2 en plan for utbygging og drift (PUD). Før rettighetshaverne kan begynne utbygging av en forekomst, skal planen fremlegges for og godkjennes av Olje- og energidepartementet. Med hjemmel i petroleumsloven § 4-3 kan departementet gi rettighetshaverne tillatelse til anlegg og drift (PAD) av innretninger for transport og utnyttelse av petroleum. Andres bruk av slike innretninger skal etter petroleumsloven § 4-8 godkjennes av departementet.

Kongen kan i medhold av petroleumsloven § 4-10 bestemme hvor og på hvilken måte ilandføring av petroleum skal skje.

Etter petroleumsloven § 5-1 skal rettighetshaver som hovedregel legge frem en avslutningsplan 2-5 år før konsesjonstiden utløper eller tillatelsen oppgis, eller bruken av en innretning endelig opphører. Olje- og energidepartementet skal deretter fatte vedtak om disponering av innretningene, jfr. § 5-3.

12 Konesesjonsrunder og tildelinger

1. - 4. konesesjonsrunder

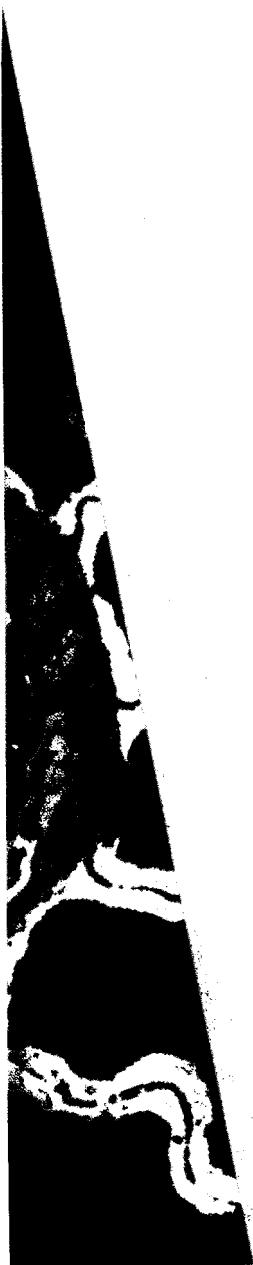
5. - 10. konesesjonsrunder

11. - 16. konesesjonsrunder

Barentshavsprosjektet

Tildelinger utenom konesesjonsrunder

Nordsjøtildelingene



Gjennom tildelingspolitikken for nye utvinnings-tillatelser og godkjenning av overdragelser kan myndighetene påvirke aktørbildet på norsk kontinentalsokkel. Det overordnede målet for politikken er å bidra til et aktørbilde som fremmer best mulig ressursforvaltning og som derigjennom legger grunnlag for at det skapes størst mulige verdier og statsinntekter.

1. - 4. konsesjonsrunde

De første blokkene på norsk kontinentalsokkel ble utlyst i 1965. Utlysningen omfattet samtlige blokker sør for 62°N, med unntak av de som ligger nærmest grensen mot svensk og dansk kontinentalsokkel. Departementet mottok elleve søknader for 208 av til sammen 278 utlyste blokker. 22 utvinnings-tillatelser bestående av 78 blokker ble tildelt, og dette er den største tildelingen som er foretatt i noen konsesjonsrunde på norsk kontinentalsokkel. De geologiske forholdene på sokkelen var den gang lite kjent og det var begrensede muligheter til å velge ut spesielt lovende blokker.

I 2. konsesjonsrunde i 1969 ble det utlyst begrensede områder i den hensikt å tildele visse tilleggsblokker til allerede tildelte utvinnings-tillatelser. Frigg-feltet, som ble påvist i 1972 på blokk 25/1, ble tildelt i denne konsesjonsrunden.

I 3. konsesjonsrunde ble 32 blokker utlyst. Totalt 20 blokker ble tildelt i årene 1974, 1976 og 1977. Dette var den første konsesjonsrunden hvor Statoil ble tildelt 50 prosent deltakerandel i alle tildelte utvinningstillatelser. Statoil, Hydro og Saga fikk sine første operatøroppgaver i denne

konsesjonsrunden.

I 4. konsesjonsrunde i 1978 ble 15 blokker utlyst. I alt åtte blokker ble tildelt. I denne runden ble blokk 31/2 (del av Troll) tildelt med Shell som operatør.

5. - 10. konsesjonsrunde

I 5. konsesjonsrunde i 1979 ble det for første gang utlyst og tildelt blokker nord for 62°N (Haltenbanken og Tromsøflaket). Runden ble delt i tre avdelinger, og i alt tolv blokker fordelt på tolv utvinningstillatelser ble tildelt mellom 1980 og 1982.

I 6. konsesjonsrunde i 1981 ble det tildelt ni blokker på tilbakeleverte områder i den sørlige delen av Nordsjøen.

I 7. konsesjonsrunde samme år ble det tildelt fem blokker på Trænabanken, et nytt område utenfor Nordland fylke. Alle blokkene er tilbakelevert.

I 8. konsesjonsrunde i 1984 ble det for første gang utlyst blokker i alle områdene på kontinentalsokkelen (Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet). Den mest interessante blokken i denne runden var 34/7 (Snorre), som Saga ble tildelt operatørskap for.

9. konsesjonsrunde året etter omfattet også blokker i alle områdene på kontinentalsokkelen. Det ble tildelt elleve utvinningstillatelser bestående av til sammen 13 blokker.

10. konsesjonsrunde ble delt i to avdelinger. Del A (1985) omfattet bare blokker i Nordsjøen. I del B (1986) ble det utlyst og tildelt blokker i et

nytt område, Nordland II. Til sammen ble det tildelt 17 blokker i 10. konsesjonsrunde.

11. - 16. konsesjonsrunde

11. konsesjonsrunde i 1987 ble også delt i to avdelinger, A og B. Det ble til sammen tildelt 13 utvinningstillatelser, hvorav fire av tillatelsene besto av nøkkelblokker i Barentshavet. De 13 utvinningstillatelsene dekker 22 blokker eller deler av blokker. Utvinningstillatelsene ble fordelt med henholdsvis én i Nordsjøen, én på Møre Sør, fire på Haltenbanken og syv i Barentshavet.

Også 12. konsesjonsrunde ble delt i to avdelinger. I del A (1988) ble det tildelt 16 blokker eller deler av blokker i Nordsjøen fordelt på elleve utvinningstillatelser. Del B (1989) omfattet 13 blokker i ni utvinningstillatelser, hvorav tre tillatelser (seks blokker) i Barentshavet, én i Nordland II, tre på Haltenbanken og to på Møre I (tre blokker).

13. konsesjonsrunde ble tildelt i 1991 og omfattet 36 blokker i 22 utvinningstillatelser, fordelt på tolv tillatelser i Nordsjøen, tre i Norskehavet og syv i Barentshavet.

I 14. konsesjonsrunde i 1993 ble det tildelt 31 blokker fordelt på 17 utvinningstillatelser, hvorav elleve utvinningstillatelser i Nordsjøen, fire i Norskehavet og to i Barentshavet.

I 15. konsesjonsrunde i 1996 ble det tildelt 46 blokker fordelt på 18 utvinningstillatelser, hvorav fire i Nordsjøen og 14 i Norskehavet. Denne runden er den første konsesjonsrunden som er gjennomført innenfor rammene av konsesjons-

direktivet (se omtale i kapittel 11).

I 16. konsesjonsrunde i 2000 ble det tildelt 34 blokker eller deler av blokker fordelt på 14 utvinningstillatelser. Alle utvinningstillatelsene tildelt i denne konsesjonsrunden ligger i Norskehavet.

Barentshavsprosjektet

I mai 1997 ble det tildelt nye utvinningstillatelser i syv områder i Barentshavet. For fire av områdene skjedde tildelingen i form av seismikkområder. Barentshavsprosjektet ble igangsatt som en følge av de særlige utfordringene en stod overfor i området, både med hensyn til redusert interesse fra selskapenes side, og med hensyn til fiskeri- og miljøinteressene.

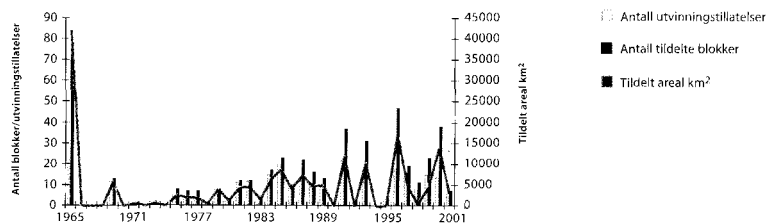
Tildelinger utenom konsesjonsrunder

I 1973 ble Statoil/Mobil-gruppen tildelt utvinnings-tillatelse for blokkene 33/9 og 33/12 (Statfjord-feltet). Mobil ble operatør for blokkene. Statoil overtok som operatør 1. januar 1987.

Blokk 34/10 (Gullfaks) ble tildelt i 1978 med kun norske eierandeler.

En del av Oseberg-feltet er lokalisert i blokk 30/9. Denne delen av 30/9 ble i 1982 tildelt de tre norske selskapene Statoil, Hydro og Saga, med Hydro som operatør for utvinningstillatsen.

Troll-feltet som ble påvist i blokk 31/2, strekker seg inn i blokkene 31/3, 31/5 og 31/6. Disse blokkene ble i 1982 tildelt som tilleggsareal



Figur 12.1 Tildelinger per år. (Kilde: OD)

med henholdsvis Statoil, Hydro og Saga som operatører.

I 1985 ble utvinningstillatelse 112 tildelt som tilleggsareal til rettighetshaverne på Øst-Frigg. Tilbakelevert del av blokk 25/1 ble tildelt på nytt med Hydro som operatør i 1986.

I 1991 ble utvinningstillatelse 185 tildelt som tilleggsareal til Brage-feltet.

Utvinningsstillatelse 085B ble tildelt rettighets-haverne på Troll-feltet i 1992.

I 1995 ble utvinningstillatelse 018B tildelt rettighetshaverne på Ekofisk-feltet. Videre ble utvinningstillatelse 050B tildelt rettighetshaverne på Gullfaks-feltet og utvinningstillatelse 114B tildelt rettighetshaverne på Yme-feltet dette året.

I 1998 ble det tildelt åtte utvinningstillatelser, hvorav fem var fradelinger. Dette vil si at en del av området for en utvinningstillatelse fradeles og at det utstedes en egen utvinningstillatelse for det fradelte området. Dette gjelder i 1998 for utvinningstillatelsene 019C, 037B, 053B, 102B og 103B. De andre utvinningstillatelsene som ble tildelt var 114C, 128B og 237 som tilleggsarealer til Yme-, Norne- og Åsgardfeltene.

I 1999 ble det tildelt seks utvinningstillatelser utenfor tildelingsrunder. En av disse, tillatelse 250, var et tilleggsareal til funnet 6305/8-1 Ormen Lange. De tre andre var fradelinger. I dette tilfellet gjelder det tillatelsene 001B, 027B og 028B. I tillegg ble utvinningstillatelsene 050C og 055B tildelt som tilleggsareal til hhv Gullfaks- og Bragefeltet.

I år 2000 var det åtte fradelinger i eksisterende utvinningstillatelser. Disse var utvinningstillatelse 006B (Valhallfeltet), 006C (gjenstående areal i den

tidligere utvinningstillatelse 006 etter at Valhall-feltet og Tor-feltet ble fradelte), 027C (tillegg til Ringhornfeltet), 028C (fradeling fra Balderfeltet), 037C (tilleggsareal til Murchisonfeltet), 134B (tilleggsareal til Kristinfeltet), 169B1 og 169B2 (tilleggsareal til Granefeltet) og 171B (tilleggsareal til Oseberg Sør-feltet.)

I år 2001 var det fem fradelinger i eksisterende utvinningstillatelser. Disse var utvinningstillatelse 029B (tilleggsareal til Glitnefeltet), 033B (tillegg til Valhallfeltet), 048B (fradeling av Glitnefeltet), 052B (tillegg til Huldrafeltet) og 072B (fradeling fra Sigynfeltet).

Nordsjøtildelingen 1999

I juni 1999 ble 14 utvinningstillatelser tildelt i Nordsjøen i Nordsjøtildelingen 1999. Elleve av disse var i nye områder. De resterende tre var tilleggsarealer til eksisterende funn eller felt. Disse var utvinningstillatelsene 050C, 055B og 249, hhv. tilleggsarealer til 34/10-23 Gamma (Gullfaks), Brage og 25/4-6 S Vale.

Til sammen utgjorde tildelingen 22 blokker eller deler av blokker.

Nordsjøtildelingen 2000

I april 2001 ble seks utvinningstillatelser tildelt i Nordsjøtildelingen 2000. To av tildelingene skjedde i form av seismikkområder. Utvinnings-tillatelsene omfatter syv blokker eller deler av blokker og seismikkområdet åtte blokker.

Tabell 12.1 Tildelinger og konsesjonsrunder.

Tildelingsrunde	Tildelt år	Antall blokker tildelt	Utvinningsstillatelser
1.	1965	78	001-022
2.	1969-71	14	023-036
Bl. 33/9-12 (Statfjord)	1973	2	037
3.	1974-76	11	038-043
Bl. 1/9, 24/11-12, 15/8-9, 33/2-5, 15/2-5	1976-77	9	044-049
Bl. 34/10 (Gullfaks)	1978	1	050
4.	1979	8	051-058
5. avd. 1 og 2	1980-81	6	059-064
5. avd. 3	1982	6	073-078
6.	1981	9	065-072
Bl. 30/9 ¹	1982	1	079
7.	1982	5	080-084
Bl. 31/3-5-6 (Troll)	1982	3	085
8.	1984	17	086-100
9.	1985	13	101-111
Bl. 25/2 ¹	1985	1	112
10. A	1985	8	113-120
10. B	1986	9	121-128
Bl. 25/1 ¹	1986	1	129
11. A	1987	11	130-137
11. B	1987	11	138-142
12. A	1988	16	143-153
12. B	1989	13	154-162
13.	1991	36	163-184
Bl. 31/7 ¹	1991	1	185
Bl. 31/3-5-6 ¹	1992	3	085B
14.	1993	31	186-202
Bl. 1/6 ¹ (Ekofisk)	1995	1	018B
Bl. 34/10 ¹ (Gullfaks)	1995	1	050B
Bl. 9/5 ¹ (Yme)	1995	1	114B
15.	1996	46	203-220
Barentshavprosjektet ²	1997	25	221-236
Bl. 7/12 ³	1998	2	019C

Tildelingsrunde	Tildelt år	Antall blokker tildelt	Utvinningstillatelser
Bl. 33/12 ³	1998	1	037B
Bl. 30/6 ³	1998	1	053B
Bl. 25/5 ³	1998	1	102B
Bl. 25/07 ³	1998	1	103B
Bl. 9/1, 9/2 og 9/4 (Yme)	1998	3	114C
Bl. 6508/1 (Norne)	1998	1	128B
Bl. 6407/3 (Åsgard)	1998	1	237
Nordsjøtildelingen 1999	1999	21	238-249
Bl. 16/1 ³	1999	1	001B
Bl. 25/8 ³	1999	1	027B
Bl. 25/10 ³	1999	1	028B
Bl. 30/1, 34/10 (Gullfaks)	1999	2	050C
Bl. 31/4 (Brage)	1999	1	055B
Bl. 6306/8 (Ormen Lange)	1999	1	250
16.	2000	34	251-264
Bl. 2/8 (Valhall) ³	2000	1	006B
Bl. 2/5, 2/8 ³	2000	2	006C
Bl. 25/8 (Ringhorne) ³	2000	1	027C
Bl. 25/10 ³	2000	1	028C
Bl. 037 (Murchison) ³	2000	1	037C
Bl. 6506/11 (Kristin) ³	2000	1	134B
Bl. 25/11 (Grane) ³	2000	1	169B (1 og 2)
Bl. 30/12 (Oseberg Sør) ³	2000	1	171B
Nordsjøtildelingen 2000 ²	2001	7	265-270
Bl. 15/6 (Glitne) ^{1,3}	2001	1	029B
Bl. 2/11 (Valhall) ^{1,3}	2001	1	033B
Bl. 15/5 (Glitne) ^{1,3}	2001	1	048B
Bl. 30/3 (Huldra) ^{1,3}	2001	1	052B
Bl. 16/7 ^{1,3}	2001	1	072B

¹ Tildelingen omfatter ikke hele blokken.

² Deler av arealet er tildelt som seismikkområder som senere vil bli avgrenset geografisk.

³ Fradeling.

13 Letevirksomhet

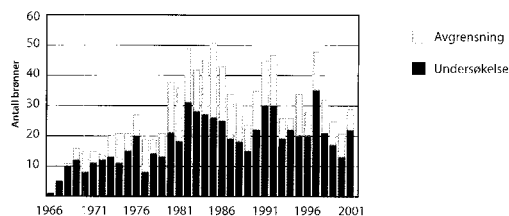
Seismiske undersøkelser

Leteboring

Nye funn

Fremtidig leting





Figur 13.1 Letebrønner avsluttet per år etter reklassifisering.
(Kilde: Oljedirektoratet)

13

Siktemålet med letevirksomheten er å påvise nye, lønnsomme petroleumsressurser, bidra til et stabilt og jevnt aktivitetsnivå, og legge grunnlaget for fremtidige feltutbygginger, produksjon og statsinntekter.

I dag er om lag 60 prosent av norsk kontinentalsokkel åpnet for letevirksomhet. Av dette er om lag ni prosent konsesjonsbelagt i form av tildelte utvinningstillatelser. Innenfor et så stort område vil letevirksomheten naturlig ha forskjellig utgangspunkt med hensyn på ressurspotensial, etablert infrastruktur og miljømessige utfordringer.

Seismiske undersøkelser

Ved seismiske undersøkelser skaffes data som gir informasjon om bergartene under havbunnen. Lydbølger sendes gjennom bergartslagene og reflekteres opp til fartøy på havoverflaten. Ved bearbeiding av disse dataene kan man kartlegge de geologiske forholdene dypt under havbunnen.

Seismiske data skilles i flere kategorier, hvorav de vanligste er todimensjonal (2D) og tredimensjonal (3D) seismikk. 3D seismikk er en mer omfattende, og også dyrere, datainnsamling enn 2D seismikk.

Den seismiske kartleggingen av norsk kontinentalsokkel startet i 1962. Ved utgangen av 2001 er det samlet inn i alt 7 282 433 linjekilometer seismikk. Av dette er 3 468 677 linjekilometer samlet inn nord for Stad (62°N). Undersøkelsene startet i dette området i 1969. I 2001 ble det samlet inn 748 911 linjekilometer seismikk på norsk kontinentalsokkel i regi av Oljedirektoratet, oljeselskaper og seismikkselskaper.

Leteboring

Letebrønner omfatter undersøkelses- og avgrensingsbrønner. En undersøkelsesbrønn er den første brønningen som bores på en funnmulighet, mens en avgrensingsbrønn bores for å bestemme utstrekning og omfang av funnet.

I 2001 ble totalt 29 letebrønner avsluttet eller midlertidig forlatt på norsk sokkel, fordelt på 22 undersøkelsesbrønner og syv avgrensingsbrønner. Geografisk fordelte letebrønnene seg som følger: 14 letebrønner (tolv undersøkelses- og to avgrensingsbrønner) i Nordsjøen, ti letebrønner (seks undersøkelses- og fire avgrensingsbrønner) i Norskehavet og fem letebrønner (fire undersøkelses- og en avgrensingsbrønn) i Barentshavet. Operatøransvaret for de avsluttede boringene i 2001 er som følger: Statoil tolv, Norsk Hydro ni, BP to, Conoco to, Saga en, Esso en, Chevron en og Agip en. Frem til 31. desember 2001 var 1015 letebrønner avsluttet eller midlertidig forlatt på norsk kontinentalsokkel.

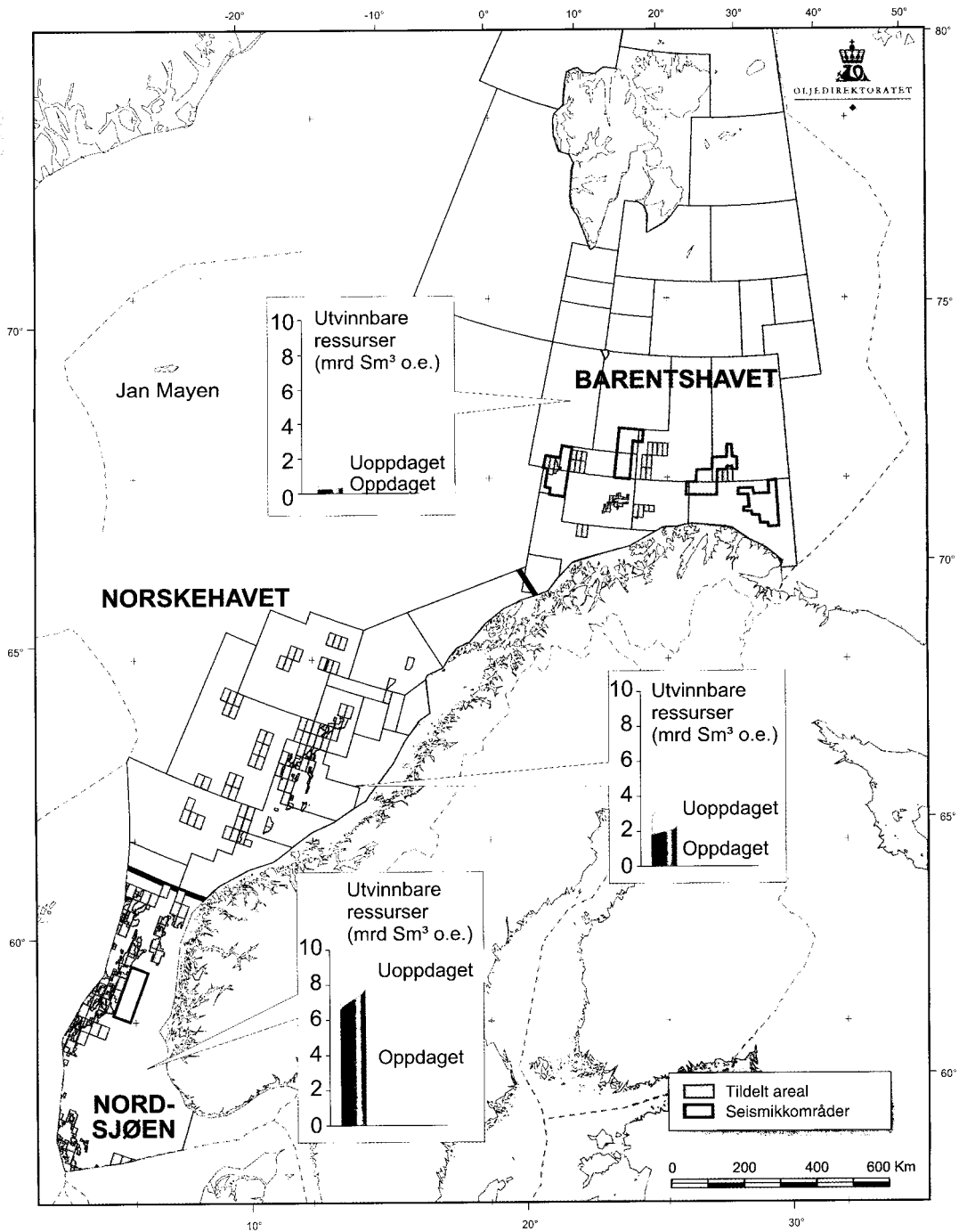
Fremtidig letaktivitet bestemmes av flere faktorer. De viktigste er forventninger til utviklingen i oljeprisen, omfanget av nye tildelinger, samt nye funn som fører til avgrensingsboringer.

Nye funn

Det ble påvist olje eller gass i tolv av undersøkelsesbrønnene som ble boret i 2001. Av disse ble syv gjort i Nordsjøen, fire i Norskehavet og ett i Barentshavet.

Den samlede ressurstilvekst fra letevirksomheten i 2001 er beregnet til 33 - 38 millioner Sm³

13



Figur 13.2 Letestatus; oppdagede og uoppdagede ressurser. (Kilde: Oljedirektoratet)

olje og 15-22 milliarder Sm³ gass. De påviste oljeresursene er i størrelsesorden sammenlignbare med 2000 resultatet. Siden de fleste oljefunn er gjort nær eksisterende infrastruktur vil flere av funnene være lønnsomme, selv om de er små sammenlignet med størrelsen på de felt som er i produksjon i dag. De påviste gassressursene er mindre enn forventet, og i 2001 ble det påvist mindre gass enn hva som ble produsert.

I Nordsjøen er alle funn i 2001 gjort i jurabergarter, hvorav de fleste er gjort nær eksisterende felt i Tampen- og Osebergområdet.

I Tampenområdet har Norsk Hydro gjort to oljefunn. Disse er 34/7-31 ("Borg Nord") like nord for Tordisfeltet og 34/8-12 sør for Visundfeltet. Begge vurderes som lovende med hensyn til framtidig utnyttelse av eksisterende og planlagt infrastruktur i området. De gir også grunnlag til optimisme med hensyn til å kunne gjøre flere funn i området. 34/7-31, "Borg Nord", inngår allerede i en planlagt utbygging av sentralområdet mellom Vigdis, Statfjord Øst og Tordisfeltene. Eventuell utbygging av 34/8-12 -funnet mellom Visund og Gullfaks kan først vurderes etter ytterligere

undersøkelser i området.

Statoil har gjort to mindre olje-/kondensatfunn i Tampenområdet, begge nær Gullfaks. Et av disse, 34/10-44 ("Rimfaks Lunde") representerer en lete-modell som er lite utforsket i dette området. Forekomsten utgjør en liten, men interessant tilleggssressurs til Gullfaks Sør.

Vest for Osebergfeltet har Norsk Hydro gjort to oljefunn i brønnene 30/6-26 og 30/6-27. Samlet representerer disse funnene ressurser som vil inngå i planer for videre utvikling av området. I tillegg har Norsk Hydro gjort et olje-/gassfunn i brønn 15/12-12 sør for Vargfeltet.

I Norskehavet er det gjort fire nye funn, alle i jurabergarter. To av disse er gjort av Statoil. I det største ble det påvist lett olje i brønn 6506/11-7, nord for Kristin. Det andre Statoil-funnet er et mindre gassfunn i brønn 6406/1-1, i nærheten av Erlendfunnet. Conoco gjorde et mindre oljefunn nord for Heidrunfeltet i brønn 6507/7-13, mens Norsk Hydro gjorde et lite gassfunn vest for Midgardfeltet i brønn 6507/11-6.

I Barentshavet gjorde Statoil et funn i triasbergarter i Nordkappbassenget. Dette vurderes

Tabell 13.1 Nye funn på norsk sokkel i 2001 (utvinnbare ressurser). (Kilde: Oljedirektoratet)

Brønn	Operatør	Hydrokarbontype	Olje/kondensat millioner Sm ³	Gass milliarder Sm ³
6506/11-7	Statoil	olje/gass	10	5
15/12-12	Norsk Hydro	olje/gass	6-7	2-3
34/7-31	Norsk Hydro	olje	6	
30/6-26	Norsk Hydro	olje	3-5	
7228/7-1	Statoil	olje/gass	<1	5-10
6507/11-6	Norsk Hydro	olje/gass	<1	2-3
34/8-12	Norsk Hydro	olje	3	
6507/7-13	Conoco	olje	1-2	
30/6-27	Norsk Hydro	olje	1-2	
6406/1-1	Statoil	olje/gass	<1	1
34/10-44	Statoil	olje	<1	
34/10-43	Statoil	olje	<1	
Totalt			33 - 38	15 - 22

som interessant i og med at det er den første brønnen boret i denne delen av bassenget og dessuten boret på en letemodell som ikke har vært testet tidligere i Barentshavet. I tillegg har Norsk Agip boret en avgrensningsbrønn på 7122/7-1 "Goliat" funnet, med positivt resultat.

Fremtidig leting

Det finnes fortsatt store mengder uoppdagede olje- og gassressurser på norsk sokkel. Fremtidig leting vil omfatte både etablerte og nye leteområder i Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. Fremtidig leting i Norskehavet og Barentshavet står overfor store utfordringer med hensyn til geologisk forståelse, teknologiske løsninger på dyp vann, etablering av infrastruktur og miljø.

Letestrategien og aktiviteten må avspeile de særskilte utfordringer man står overfor i hvert enkelt område.

Nordsjøen

Nordsjøen er det mest utforskede området på norsk sokkel. Det er etablert en god geologisk forståelse av store deler av området. En av hovedutfordringene er å påvise ressurser i nærheten av eksisterende og planlagt infrastruktur. Selv små funn vil kunne gi god lønnsomhet når denne infrastrukturen utnyttes best mulig. Det kan i tillegg bli lagt opp til leteaktivitet i mindre kjente deler av Nordsjøen i årene fremover. Nordsjøen vil sannsynligvis utgjøre et tyngdepunkt i letевirkسomheten også på lengre sikt. Som hovedregel tas det sikte på årlige tildelinger i Nordsjøen.

I april 2001 ble seks utvinningstillatelser tildelt i Nordsjøtildelingene 2000. I flere av disse er det planlagt letebrønner med interessante bore mål i 2002. I Nordsjøtildelingene 2001 ble 68 blokker eller deler av blokker nær eksisterende infrastruktur utlyst i september. Tildelinger vil trolig skje i løpet av våren 2002.

Norskehavet

Det største bidraget til ressurstilveksten de siste ti år er fra letевirkسomheten i Norskehavet. I denne perioden er det gjort en rekke betydelige funn i området. I tillegg er det etablert infrastruktur, noe som gir økt lønnsomhet for mindre funn. Disse faktorene har ført til stor interesse for letевirkسomhet på denne delen av sokkelen. De siste ti årene har det vært tildelt nye utvinningstillatelser med to til fire års mellomrom i Norskehavet. Siste tildeling ble foretatt i forbindelse med 16. konsesjonsrunde våren 2000. I årene fremover vil det som hovedregel legges opp til å ha konsesjonsrunder for Norskehavet hvert annet år. Dette vil bidra til økt forutsigbarhet i tildelingspolitikken.

I 16. konsesjonsrunde ble det tildelt 14 utvinningstillatelser, fordelt på dypvannsområder og områder ved Halten- og Dønnterrassen. Det er planlagt interessante undersøkelsesbrønner i flere av disse utvinningstillatelsene i 2002.

17. konsesjonsrunde på norsk kontinentalsokkel ble utlyst i desember 2001. Det utlyste arealet utgjør 32 blokker eller deler av blokker i Norskehavet, og inkluderer både dypvannsområder og noe grunnere områder nord for Dønnterrassen og i Helgelandsbassenget. Til-

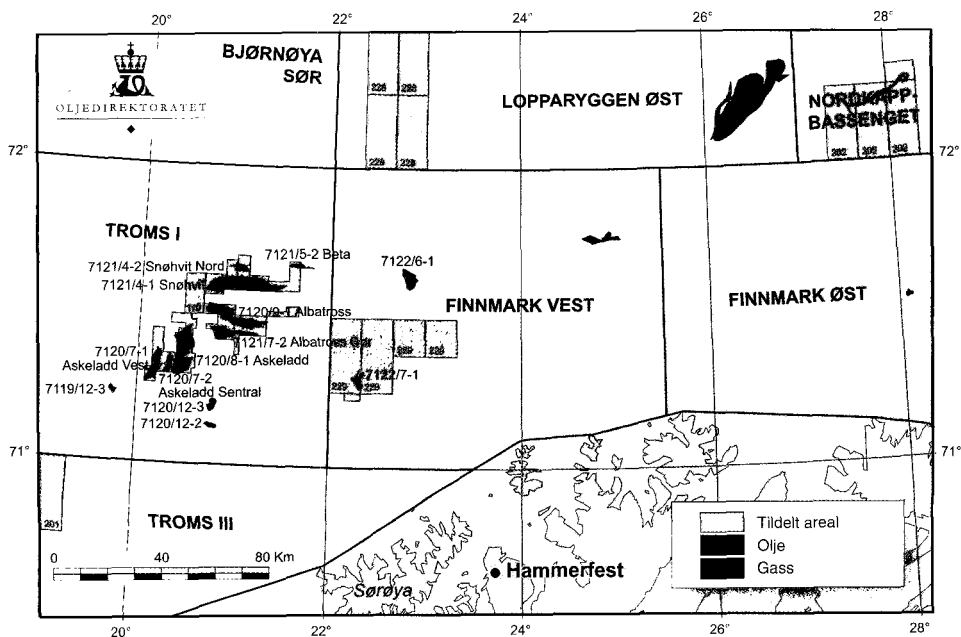
delinger vil trolig finne sted i løpet av 2. kvartal 2002.

Barentshavet

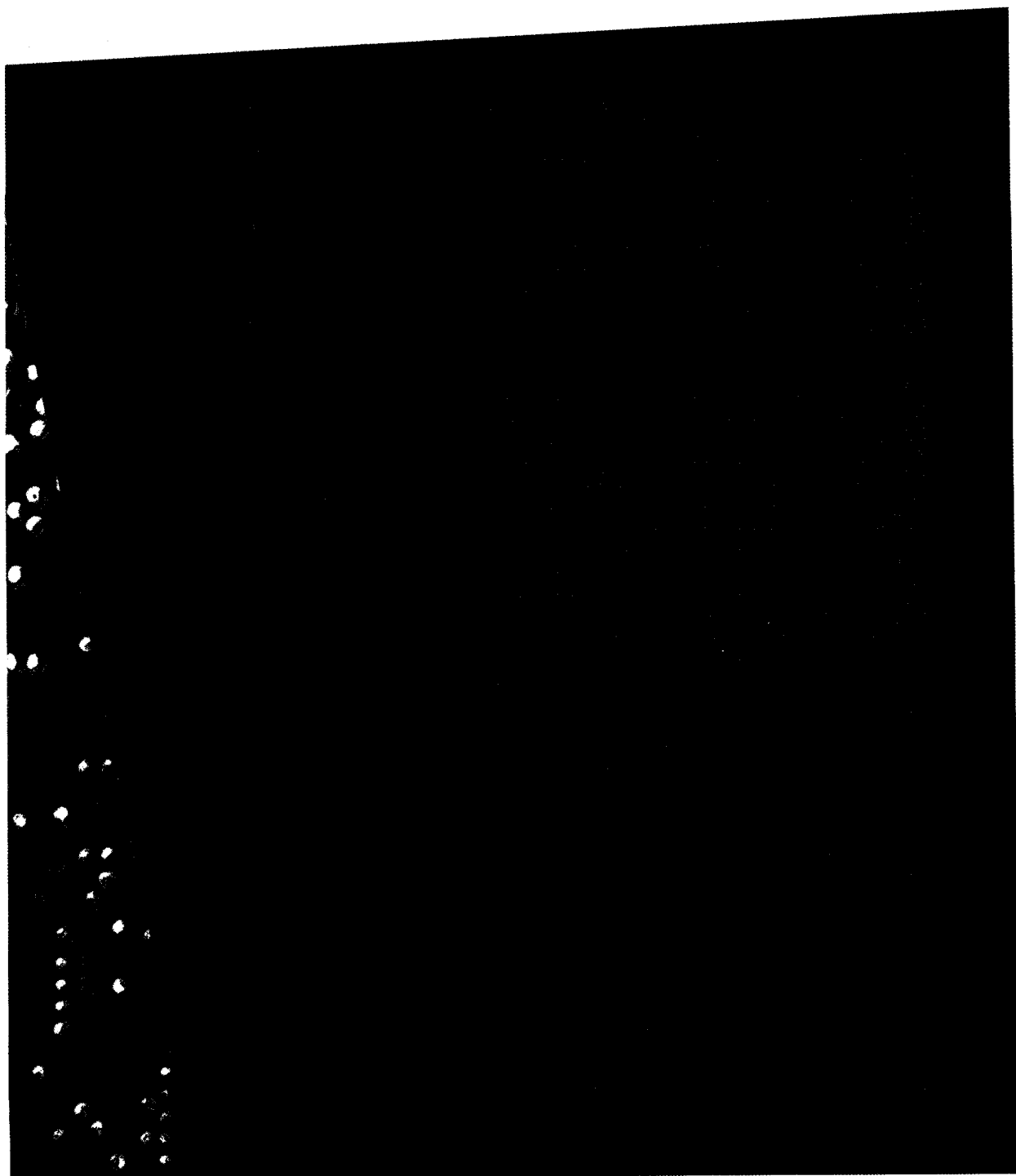
Petroleumsvirksomheten i Barentshavet står overfor store utfordringer. Det har vært foretatt tilpasninger i rammeverket for dette området med sikte på å legge forholdene til rette for videre letevirksomhet. De siste utvinningstillatelsene som har vært tildelt i Barentshavet, var i forbindelse med tildelingen av syv områder i Barentshavsprosjektet

i mai 1997. I Barentshavet er selskapene pålagt særlige miljø- og fiskerihensyn.

Det er boret undersøkelsesbrønner i to utvinningstillatelser i Barentshavet i 2001. I én av disse gjorde Statoil et interessant funn i Nordkappbassenget. I tillegg har Norsk Agip boret en avgrensningsbrønn på oljefunnet 7122/7-1 Goliat, som ble påvist i 2000. Resultatet av denne brønnen vurderes som positivt med hensyn på den videre framdrift av funnet.



14 Felt i produksjon



Forklaring til tabellene i kapittel 14-16

Deltakerandelene som er oppgitt for feltene sammenfaller ikke nødvendigvis med deltakerandelene i den enkelte utvinningstillatelse (samordnede felt eller felt hvor det er utøvet glideskala for forekomsten har andre deltakerandeler enn i utvinningstillatelsen). Fordi andelene oppgis med opptil to desimaler kan det forekomme at deltakerandelene for et felt ikke sammenlagt viser 100 prosent. Salget av om lag 6,5 prosent av SDØF-andelene i mars 2002 er reflektert i deltakerandelene. Forøvrig er deltakerandelene per 1. januar 2002.

Forventet produksjon i 2002 for de enkelte felt tar hensyn til produksjonsreguleringen som er innført for første halvår 2002.

Under utvinnbare reserver opprinnelig regnes reserver i ressursklasse 0, 1, 2 og 3 etter Oljedirektoratets klassifiseringssystem (se definisjon under).

Under utvinnbare reserver resterende regnes reserver i ressursklasse 1, 2 og 3 etter Oljedirektoratets klassifiseringssystem (se definisjon under).

Ressursklasse 0: Solgt og levert petroleum

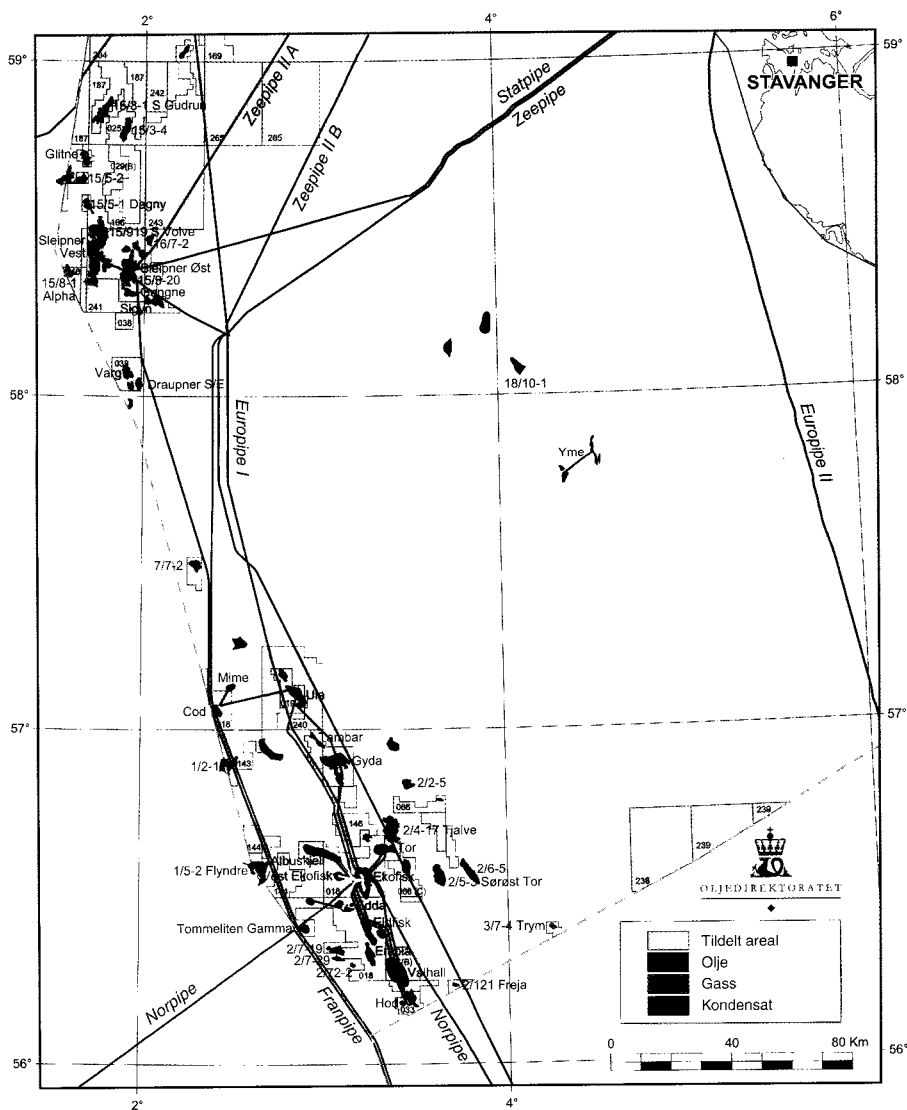
Ressursklasse 1: Reserver i produksjon

Ressursklasse 2: Reserver med godkjent utbyggingsplan

Ressursklasse 3: Reserver som rettighetshaverne har besluttet å utvinne

Forklaring til figurene

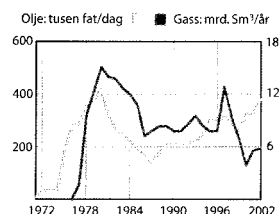
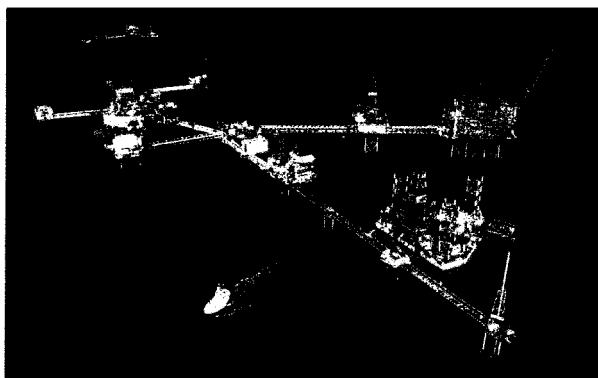
-  Olje: tusen fat/dag
-  Gass: mrd. Sm³/år
-  NGL: mill. tonn/år
-  Kondensat: mill. Sm³/år



Sørlige Nordsjø

Den sørlige delen av Nordsjøen ble tidlig viktig for Norge da Ekofisk, som det første feltet på norsk sokkel, kom i produksjon for mer enn 30 år siden. Ekofisk tjener som et knutepunkt for petroleumsaktiviteten i sørlige Nordsjø ved at omkringliggende felt benytter seg av infrastrukturen som knytter Ekofisk til kontinentet og Storbritannia. Fra Ekofisk blir olje og gass fra norsk sokkel eksportert til henholdsvis Teesside i England og Emden i Tyskland.

Til tross for at produksjonen fra denne delen av sokkelen har vedvart i en årrekke er det fortsatt store mengder gjenværende ressurser i området. Man forventer derfor at det vil produseres olje og gass fra området i mer enn 30 nye år.



Ekofisk-området (inkl. Ekofisk, Eldfisk, Embla og Tor)

Ekofisk, Eldfisk og Embla

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokkene 2/4 og 2/7 - utvinningstillatelse 018. Begge blokker tildelt i 1965.	
Fremdrift	Produksjonsstart: 1971	
Operatør	Phillips Petroleum Company Norway	
Rettighetshavere (avrundet til to desimaler)	TotalFinaElf Exploration Norge AS	39,90 %
	Phillips Petroleum Company Norway	35,11%
	Norsk Agip A/S	12,39%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	6,65%
	Petoro AS ¹	5,00%
	Statoil ASA	0,95%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig:	Resterende pr. 31.12.01
	600,6 mill Sm ³ olje	229,1 mill Sm ³ olje
	225,9 mrd Sm ³ gass	72,8 mrd Sm ³ gass
	18,8 mill tonn NGL	5,0 mill tonn NGL
Produksjon	Forventet produksjon i 2002: Olje: 376 000 fat/dag Gass: 5,9 mrd Sm ³ NGL: 0,5 mill tonn	
Transport	Oljen transporteres gjennom Norpipe-rørledningen til Teesside i Storbritannia, og gassen transporteres til Emden i Tyskland.	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 168 mrd 2002-kroner Pr. 31.12.01 er det investert totalt 136,7 mrd 2002-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovedforsyningsbase	Phillipsbasen, Tananger	

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Ekofisk-området (inkl. Ekofisk, Eldfisk, Embla og Tor) forts.

Tor

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 2/4 utvinningstillatelse 018. Tildelt 1965. Blokk 2/5 utvinningstillatelse 006. Tildelt 1965.	
Fremdrift	Godkjent utbygd: 1973 Produksjonsstart: 1978	
Operatør	Phillips Petroleum Company Norway	
Rettighetshavere (avrundet til to desimaler)	TotalFinaElf Exploration Norge AS Phillips Petroleum Company Norway Norsk Agip A/S Norsk Hydro Produksjon a.s Peto AS ¹ Statoil ASA	48,20 % 30,66 % 10,82 % 5,81 % 3,69 % 0,83 %
Utvinnbare reserver	Opprinnelig: 25,8 mill Sm ³ olje 11,4 mrd Sm ³ gass 1,2 mill tonn NGL	Resterende pr. 31.12.01 4,4 mill Sm ³ olje 0,8 mrd Sm ³ gass 0,1 mill tonn NGL
Produksjon	Forventet produksjon i 2002: Olje: 5 100 fat/dag Gass: 0,05 mrd Sm ³ NGL: 0,006 mill tonn	
Transport	Oljen transporteres gjennom Norpipe-rørledningen til Teesside i Storbritannia, og gassen transporteres til Emden i Tyskland.	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 8,4 mrd 2002-kroner Pr. 31.12.01 er det investert totalt 7,8 mrd 2002-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovedforsyningsbase	Phillipsbasen, Tananger	

¹ Peto AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Ekofisk-området består av følgende felt; Ekofisk, Eldfisk, Embla og Tor, samt feltene Albuskjell, Cod, Edda og Vest Ekofisk som er nedstengt. Havdybden i området er 70 - 75 meter.

Utbyggingen av området har skjedd i fem faser. Ekofisk-feltet med sentrale behandlingsanlegg ble bygget ut i to faser, med produksjonsstart i 1971. I tredje fase kom Cod og Vest-Ekofisk. Oljen ble de første årene bøyelastet på feltet. Fra 1975 er oljen fraktet gjennom Norpipe-rørledning til Teesside i Storbritannia. Gassen er fra 1977 ilandført gjennom Norpipe-rørledning til Emden i Tyskland.

Myndighetsgodkjennelse for fjerde utbyggingsfase med Albuskjell, Eldfisk og Edda ble gitt i 1975. Edda kom, som siste felt i fase fire, i produksjon i 1979. Femte utbyggingsfase var et resultat av ønsket om å øke utvinningsgraden i Ekofisk-feltet. En vanninjeksjonsplattform, 2/4-K, ble operasjonsklar på feltet i desember 1987. Vanninjeksjonskapasiteten på feltet er senere flere ganger blitt utvidet, og er i dag i underkant av 1 mill fat/dag.

I 1988 ble Edda-plattformen ombygget til å kunne ta i mot gass fra Tommeliten-feltet. I 1990 ble Embla-feltet, sør for Ekofisk, vedtatt utbyggt. Embla hadde produksjonsstart i mai 1993.

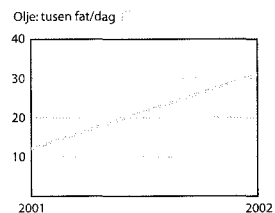
En ny plan for utbygging og drift av Ekofisk-feltet (Ekofisk II) ble vedtatt i 1994, samtidig som konsesjons-tiden for Ekofiskområdet ble forlenget til 2028. Et nytt Ekofisk-feltsenter med to nye plattformer er installert på feltet - en brønnhodeplattform, 2/4-X, ble installert høsten 1996, og en ny plattform for prosessering og transport, 2/4-J, ble installert i august 1997. Ekofisk II kom i drift i august 1998, og er beregnet for produksjon de neste 30 årene.

Feltene Ekofisk, Eldfisk, Embla og Tor er knyttet opp til det nye feltsenteret, og vil følgelig produsere videre. Feltene Cod, Edda, Albuskjell og Vest Ekofisk er derimot stengt for ordinær produksjon.

Ekofisk-området består totalt av 29 plattformer. I forbindelse med utbyggingen av det nye feltsenteret, har mange plattformer allerede blitt nedstengt. Basert på avslutningsplanen for Ekofisk I, som ble overlevert myndighetene høsten 1999, ble det i desember 2001 vedtatt at 14 stålplattformer samt Ekofisktankens overbygning skal fjernes fra Ekofiskområdet og bringes til land for materialgjenvinning. Det meste av fjerningsarbeidet skal gjennomføres innen 2013.

Plan for utbygging og drift av Eldfisk vanninjeksjon ble vedtatt i 1997. Utbyggingen omfattet en ny plattform, 2/7-E, med utstyr for vanninjeksjon, gassløft og gassinjeksjon på Eldfisk-feltet, knyttet opp mot en av de eksisterende installasjonene med bro. Utbyggingen ble sluttført i 2000.

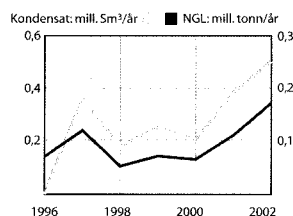
Som følge av trykkfall i reservoaret på Ekofisk har det skjedd en innsynkning av havbunnen på feltet. Operatøren Phillips Petroleum satte i 1985 i gang arbeid for å sikre plattformene mot effektene av innsynkningen. Seks av ni stålplattformer på Ekofisk-senteret ble derfor jekket opp seks meter i 1987, og i 1989 ble det installert en beskyttelsesvegg rundt Ekofisk-tanken. Innsynkningen har avtatt betydelig etter at vanninjiseringsen stabiliserte trykket, og siden produksjonsstart (1971) har havbunnen sunket med om lag syv meter. De nye plattformene, som kom i drift i 1998, er bygget for å tåle opp til 20 meters innsynkning.



Glitne

Blokk og utvinningstillatelse	Blokk 15/5 - utvinningstillatelse 048B. Tildelt 2001. Blokk 15/6 - utvinningstillatelse 029B. Tildelt 2001.	
Fremdrift	Godkjent utbygd av Kronprinsregenten i statsråd: September 2000 Produksjonsstart: 29. august 2001	
Operatør	Statoil ASA	
Rettighetshavere	Statoil ASA	58,9 %
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	21,8 %
	Det Norske Oljeselskap AS	10,0 %
	Pelican AS	9,3 %
Utvinnbare reserver	Opprinnelig:	Resterende pr. 31.12.01
	3,6 mill Sm ³ olje	2,8 mill Sm ³ olje
Produksjon	Forventet produksjon i 2002: Olje: 31 000 fat/dag	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 887 mill 2002-kroner. Pr. 31.12.01 er det investert totalt 887 mill 2002-kroner.	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovedforsyningsbase	Dusavik	

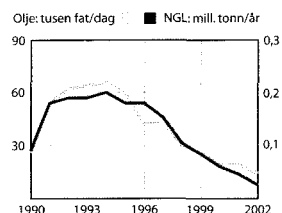
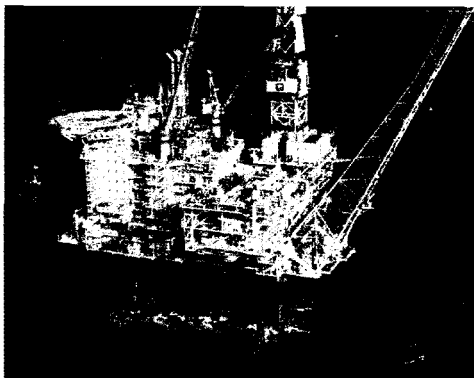
Glitne ble påvist i 1995 og er lokalisert 40 km nordvest for Sleipnerområdet. Havdypet i området er 110 meter. Utbyggingsløsningen baserer seg på innleie av produksjonsskipet Petrojarl 1 som er tilknyttet fire produksjonsbrønner og en vanninjektor. Oljen fra Glitne prosesseres og lagres på produksjonsskipet, for deretter å bli overført til tankskip. Assosiert gass blir benyttet som drivstoff og til gassløft, mens overskuddsgass blir reinjisert.



Gungne

Blokk og utvinnings - tillatelse	Blokk 15/9 - utvinningstillatelse 046. Tildelt 1976.	
Fremdrift	Godkjent utbygd av Kongen i statsråd: August 1995 Produksjonsstart: April 1996	
Operatør	Statoil ASA	
Rettighetshavere	Statoil ASA	52,6%
	Esso Expl. & Prod. Norway AS	28,0%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	10,0%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	9,4%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig:	Resterende pr. 31.12.01:
	10,1 mrd Sm ³ gass	10,1 mrd Sm ³ gass
	1,3 mill tonn NGL	0,8 mill tonn NGL
	3,1 mill Sm ³ kondensat	1,5 mill Sm ³ kondensat
Produksjon	Forventet produksjon i 2002: Gass: 0,17 mrd Sm ³ NGL: 0,17 mill tonn Kondensat: 0,50 mill Sm ³	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 0,91 mrd 2002-kroner Pr. 31.12.01 er det investert totalt 0,91 mrd 2002-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovedforsyningsbase	Dusavik	

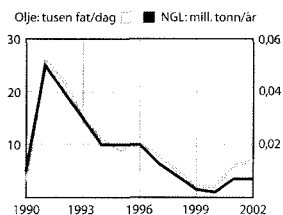
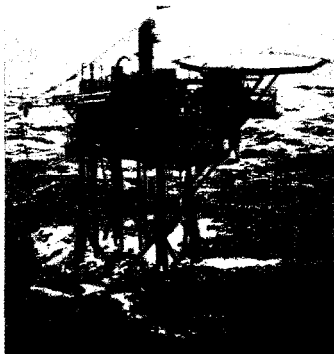
Gungne, som er et satellittfelt til Sleipner Øst, ble påvist i 1982. Havdypet i området er 83 meter. Produksjonen fra Gungne startet i april 1996 med en brønn boret fra Sleipner A. Ytterligere en brønn ble ferdigstilt i 2001.



Gyda (inkl. Gyda Sør)

Blokk og utvinningstillatelse	Blokk 2/1 - utvinningstillatelse 019B. Tildelt 1977. Blokk 1/3 - utvinningstillatelse 065. Tildelt 1981.	
Fremdrift	Godkjent utbygd i Stortinget: Juni 1987 Produksjonsstart: Juni 1990	
Operatør	BP Norge AS	
Rettighetshavere	BP Norge AS	56%
	Pelican AS	34%
	Norske AEDC A/S	5%
	Norske Moeco A/S	5%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig:	Resterende pr. 31.12.01:
	34,1 mill Sm ³ olje	3,8 mill Sm ³ olje
	5,8 mrd Sm ³ gass	0,6 mrd Sm ³ gass
	1,8 mill tonn NGL	0,1 mill tonn NGL
Produksjon	Forventet produksjon i 2002: Olje: 13 500 fat/dag NGL: 0,026 mill tonn	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 13,5 mrd 2002-kroner Pr. 31.12.01 er det investert totalt 12,6 mrd 2002-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovedforsyningsbase	Sola	

Gydafeltet ble påvist i 1980. Feltet er utbygd med en integrert stålplattform på 66 meters havdyp. Oljen blir transportert i egen rørledning tilknyttet rørledningen fra Ula, og videre via Ekofisk-senteret til Teesside. Gassen blir transportert i egen rørledning til Ekofisk-senteret, der den blir solgt til Phillips-gruppen. Det lille satellittfeltet Gyda Sør ble godkjent utbygd av Kongen i statsråd i 1993. Forekomsten blir drenert med to brønner boret fra Gyda-plattformen. Produksjonen fra Gyda Sør startet i 1995.

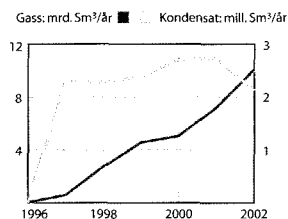
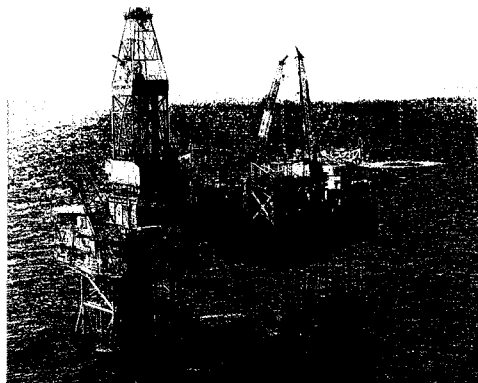


14

Hod

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 2/11 - utvinningstillatelse 033. Tildelt 1969.	
Fremdrift	Godkjent utbygd i Stortinget: Juni 1988 Produksjonsstart: September 1990	
Operatør	BP Norge AS	
Rettighetshavere	Amerada Hess Norge AS	25%
	BP Norge AS	25%
	Enterprise Oil Norge AS	25%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	25%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig:	Resterende pr. 31.12.01:
	7,8 mill Sm ³ olje	0,9 mill Sm ³ olje
	1,6 mrd Sm ³ gass	0,3 mrd Sm ³ gass
	0,2 mill tonn NGL	
Produksjon	Forventet produksjon i 2002: Olje: 6 500 fat/dag NGL: 7 000 tonn	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 2,01 mrd 2002-kroner Pr. 31.12.01 er det investert totalt 1,98 mrd 2002-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovedforsyningsbase	Phillipsbasen/Akerbasen,Tananger	

Hod er utbygd med en enkel brønnhodeplattform. Havdybden er 72 meter. Den ubemannede plattformen fjernstyres fra Valhall-feltet, 13 kilometer lenger nord. På Hod-plattformen separeres og måles strømmen av olje og gass før produktene transporteres i tofasestrøm for behandling på Valhall.

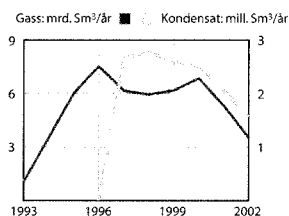
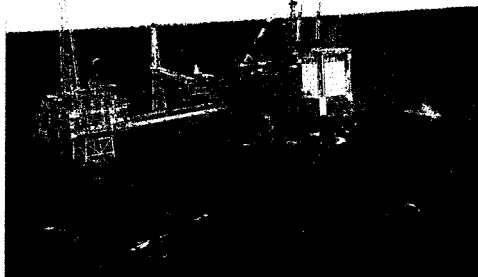


Sleipner Vest

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 15/6 - utvinningstillatelse 029. Tildelt 1969. Blokk 15/8,15/9 - utvinningstillatelse 046. Tildelt 1976.	
Fremdrift	Godkjent utbygd i Stortinget: Desember 1992 Produksjonsstart: August 1996	
Operatør	Statoil ASA	
Rettighetshavere	Statoil ASA	49,50%
(avrundet til to desimaler)	Esso Expl. & Prod. Norway AS	32,24%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	9,41%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	8,85%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig: 104,0 mrd Sm³ gass 6,9 mill tonn NGL 27,0 mill Sm³ kondensat	Resterende pr. 31.12.01 ¹⁾ : 90,3 mrd Sm³ gass 6,2 mill tonn NGL 13,1 mill Sm³ kondensat
Produksjon	Forventet produksjon i 2002: Gass: 10,01 mrd Sm³ NGL: 0,5 mill tonn Kondensat: 2,13 mill Sm³	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 21,7 mrd 2002-kroner Pr. 31.12.00 er det investert totalt 17,9 mrd 2002-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovedforsyningsbase	Dusavik	

¹ Gjelder samlet for Sleipner Vest og Sleipner Øst.

Sleipner Vest ble påvist i 1974. Feltet er knyttet opp mot Sleipner Øst, og feltene opereres av samme driftsorganisasjon. Vanndypet på Sleipner Vest er 110 meter. Feltet er utbygd med to plattformer; brønnhodeplattformen Sleipner B og gassbehandlingsplattformen Sleipner T. Den ubehandlede brønnstrømmen fra Sleipner B transporteres 12 kilometer i rør til Sleipner T, som har broforbindelse til Sleipner A på Sleipner Øst feltet. På Sleipner T-plattformen blir karbondioksyd skilt ut fra brønnstrømmen og ført tilbake til en struktur under havbunnen. Gassen leveres kunder på kontinentet gjennom rørledningsnettet og kondensatet ilandføres på Kårstø. Oppstart av prekompresjon på Sleipner T er planlagt fra høsten 2004.



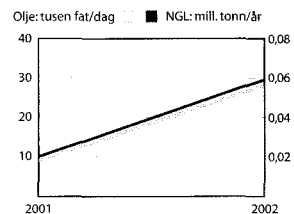
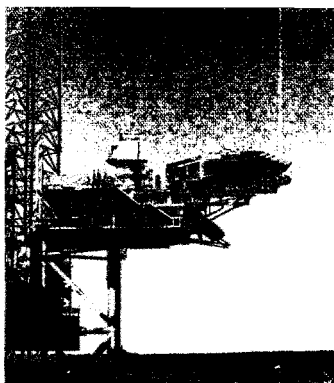
Sleipner Øst

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 15/9 - utvinningstillatelse 046. Tildelt 1976.	
Fremdrift	Godkjent utbygd i Stortinget: Desember 1986 Produksjonsstart: August 1993	
Operatør	Statoil ASA	
Rettighetshavere	Statoil ASA	49,6 %
	Esso Expl. & Prod. Norway AS	30,4 %
	Norsk Hydro Produksjon a.s	10,0 %
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	10,0 %
Utvinnbare reserver	Opprinnelig:	Resterende pr. 31.12.01 ¹⁾ :
	55,2 mrd Sm ³ gass	90,3 mrd Sm ³ gass
	11,3 mill tonn NGL	6,2 mill tonn NGL
	25,2 mill Sm ³ kondensat	13,1 mill Sm ³ kondensat
Produksjon	Forventet produksjon i 2002: Gass: 3,55 mrd Sm ³ NGL: 0,55 mill tonn Kondensat: 1,57mill Sm ³	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 32,9 mrd 2002-kroner Pr. 31.12.01 er det investert totalt 31,5 mrd 2002-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovedforsyningsbase	Dusavik	

¹ Gjelder samlet for Sleipner Vest og Sleipner Øst.

Sleipner Øst ble påvist i 1981. Vanddyptet på feltet er 82 meter. Sleipner Øst er utbygd med Sleipner A, en integrert bore-, produksjons- og boligplattform, to brønnrammer for havbunnsbrønner, en stigerørsplattform og et flammetårn. Gassen leveres kunder på kontinentet gjennom rørledningsnettet og kondensatet ilandføres på Kårstø. Lokefunnet er bygget ut med en enkel havbunnsbrønn knyttet opp mot Sleipner A-plattformen. Etter at Tyformasjonen var ferdig produsert i 1997 ble brønnen fordypet til Hugin/Skagerrak-formasjonene og satt i produksjon i 1998. Sigyn (se kap. 15), som ligger i blokk 16/7, er besluttet utbygd med full brønnstrøm inn til Sleipner A.

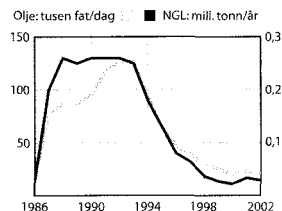
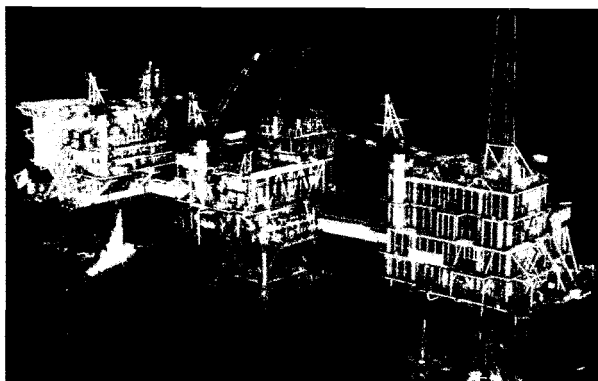
14



Tambar

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 1/3 - utvinningstillatelse 065. Tildelt 1981. Blokk 2/1 - utvinningstillatelse 019B. Tildelt 1977.	
Fremdrift	Godkjent utbygd av Kongen i statsråd: April 2000 Produksjonsstart: 15. juli 2001	
Operatør	BP Norge AS	
Rettighetshavere	BP Norge AS	55%
	Pelican AS	45%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig:	Resterende pr. 31.12.01:
	7,2 mill Sm ³ olje 2,4 mrd Sm ³ gass 0,3 mill tonn NGL	6,7 mill Sm ³ olje 2,4 mrd Sm ³ gass 0,3 mill tonn NGL
Produksjon	Forventet produksjon i 2002: Olje: 27 700 fat/dag NGL: 0,06 mill tonn	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 1,3 mrd 2002-kroner Pr. 31.12.01 er det investert totalt 1,3 mrd 2002-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovedforsyningsbase	Sola	

Tambarfeltet ble påvist i 1982 og ligger ca 16 kilometer sørøst for Ulafeltet og ca 12 kilometer nordvest for Gydafeltet. Havdypet er 68 meter. Feltet er utbygd med en ubemannet brønnhodeplattform som er knyttet opp mot Ulafeltet. Produksjonen fra Tambar føres til Ula hvor oljen blir skilt ut og videre-eksportert i eksisterende rørledningssystem til Teesside via Ekofisk. Gassen fra Tambar blir injisert i Ulareservoaret for å bidra til økt utvinning.

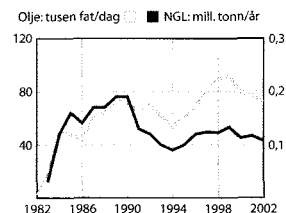
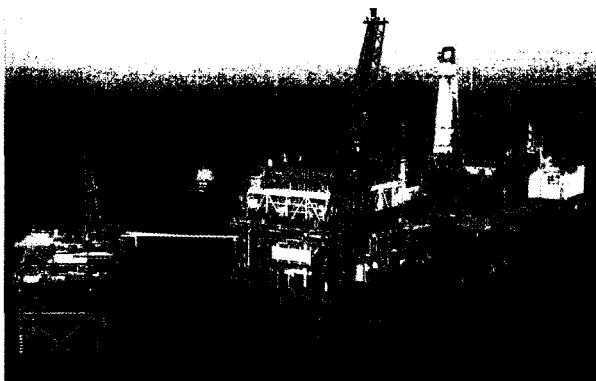


Ula

Ula

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 7/12 - utvinningstillatelse 019. Tildelt 1965.	
Fremdrift	Godkjent utbygd i Stortinget: Mai 1980 Produksjonsstart: Oktober 1986	
Operatør	BP Norge AS	
Rettighetshavere	BP Norge AS	80%
	Svenska Petroleum Exploration A/S	15%
	Pelican AS	5%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig: 77,9 mill Sm ³ olje 3,7 mrd Sm ³ gass 2,6 mill tonn NGL	Resterende pr. 31.12.01: 15,6 mill Sm ³ olje 0,3 mill tonn NGL
Produksjon	Forventet produksjon i 2002: Olje: 21 100 fat/dag NGL: 0,028 mill tonn	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 18,8 mrd 2002-kroner Pr. 31.12.01 er det investert totalt 18,0 mrd 2002-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovedforsyningsbase	Sola	

Ulafeltet ble påvist i 1976. Havdybden er ca 70 meter. Feltet er bygget ut med tre konvensjonelle stål-plattformer, en prosess-, en bore- og en boligplattform. Oljen blir transportert i Ula-røret til Ekofisk-senteret og videre gjennom Norpipe til Teesside.

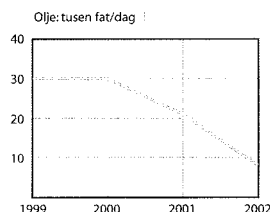
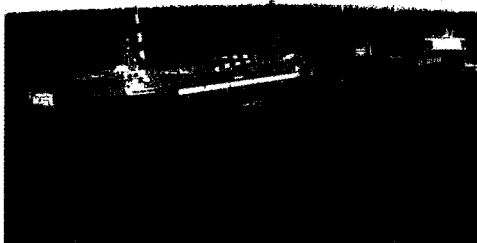


Valhall

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 2/8 - utvinningstillatelse 006B. Tildelt 2000. Blokk 2/11 - utvinningstillatelse 033B. Tildelt 2001.	
Fremdrift	Godkjent utbygd i Stortinget: Juni 1977 Produksjonsstart: Oktober 1982	
Operatør	BP Norge AS	
Rettighetshavere	BP Norge AS	28,09%
(avrundet til	Amerada Hess Norge AS	28,09%
to desimaler)	Enterprise Oil Norge AS	28,09%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	15,72%
Utvinnbare reserver *	Opprinnelig: 166,7 mill Sm ³ olje 25,6 mrd Sm ³ gass 4,1 mill tonn NGL	Resterende pr. 31.12.01: 96,0 mill Sm ³ olje 11,4 mrd Sm ³ gass 1,6 mill tonn NGL
Produksjon	Forventet produksjon i 2002: Olje: 72 000 fat/dag NGL: 0,11 mill tonn	
Investeringer *	Totale investeringer vil ventelig bli 47,7 mrd 2002-kroner Pr. 31.12.01 er det investert totalt 30,8 mrd 2002-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovedforsyningsbase	Phillipsbasen/Akerbasen, Tananger	

* Inkl. Valhall Flanker og Valhall Vanninjeksjon

Ilandføringssamtykke for Valhall/Hod ble gitt i 1977. Valhall er bygget ut på 70 meters dyp med en bore-plattform, en kombinert produksjons- og kompresjonsplattform og en boligplattform. Ny plan for utbygging og drift ble fremlagt og godkjent i 1995. En brønnhodeplattform ble installert i 1995. For transport av olje og gass er det lagt to 20" rørledninger fra Valhall til Ekofisk-senteret. I forbindelse med Ekofisk II er det lagt en ny 24 km lang gassrørledning fra Valhall direkte til Norpipe som transporterer gassen videre til Emden. Oljen transporteres via Ekofisk til Teesside. I september 2000 og november 2001 godkjente Kongen i statsråd henholdsvis plan for utbygging og drift av Valhall Vanninjeksjon og plan for utbygging og Valhall Flanker. Begge utbyggingsprosjektene tar sikte på å øke utvinningen fra Valhall.



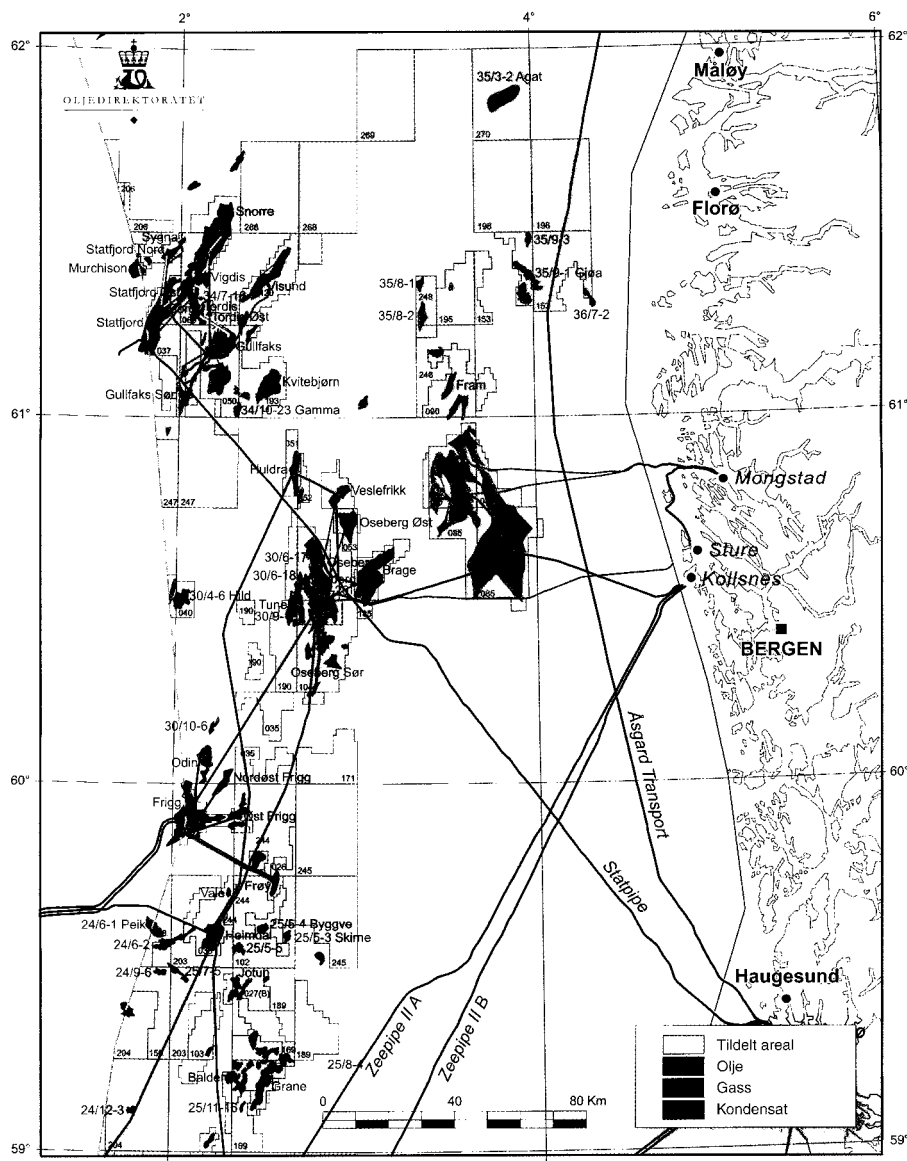
Varg

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 15/12 - utvinningstillatelse 038. Tildelt 1975.	
Fremdrift	Godkjent utbygd av Kongen i statsråd: Mai 1996 Produksjonsstart: Desember 1998	
Operatør	Norsk Hydro Produksjon a.s	
Rettighetshavere	Norsk Hydro Produksjon a.s ²	42%
	Petoro AS ¹	30%
	Statoil ASA	28%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig: 5,2 mill Sm ³ olje	Resterende pr. 31.12.01: 0,5 mill Sm ³ olje
Produksjon	Forventet produksjon i 2002: Olje: 8 300 fat/dag	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 4,8 mrd 2002-kroner Pr. 31.12.01 er det investert totalt 4,8 mrd 2002-kroner	
Driftsorganisasjon	Oslo	
Hovedforsyningsbase	Tananger	

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

² PGS har kjøpt Norsk Hydros eierandel i feltet, og kan komme til å overta operatørskapet (avhengig av myndighetsgodkjenning).

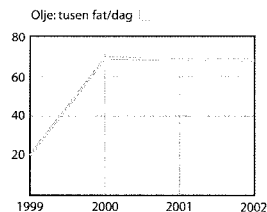
Varg ble påvist i 1984 og er lokalisert sør for Sleipner Øst. Feltet er bygget ut med en brønnhode-plattform i kombinasjon med et produksjonsskip med integrert oljelager. Brønnhodeplattformen og produksjonsskipet er forbundet med fleksible rørledninger for oljeproduksjon, vann- og gassinjeksjon samt kabel for kraft og styring. Brønnhodeplattformen vil normalt være ubemannet. Oljen losses fra produksjonsskipet til skytteltankere via et lossesystem akter på produksjonsskipet. Havdybden på feltet er 84 meter. Produksjonsskipet ble i 1999 solgt til Petroleum Geo Services (PGS), som også overtok ansvaret for driften av skipet. PGS har nå kjøpt Norsk Hydros eierandel i feltet, og kan komme til å overta operatørskapet (avhengig av myndighetsgodkjenning). Avslutningsplanen for Vargfeltet ble godkjent av Kongen i statsråd i november 2001. Nøyaktig tidspunkt for produksjonsavslutning er ikke avklart.



Nordlige Nordsjø

Den nordlige delen av Nordsjøen omfatter hovedområdene Frigg/Heimdal, Troll/Oseberg, Fram/Gjøa og Tampen. Dette er i hovedsak modne områder, men vil også i fremtiden bidra med en stor andel av olje- og gassproduksjonen fra norsk sokkel og utgjøre en viktig del av transportinfrastrukturen.

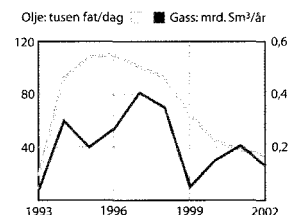
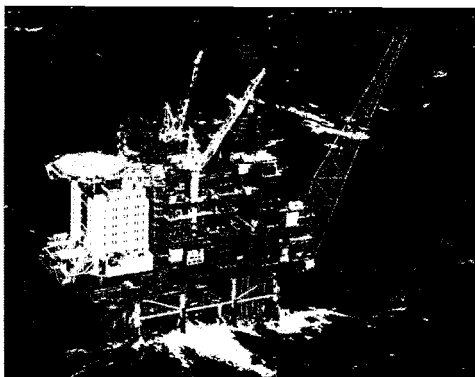
Heimdal er i ferd med å utvikle seg til et gassenter. Troll har en meget viktig funksjon for gassforskyningen fra norsk sokkel, men har også bygget opp en betydelig oljeproduksjon. Oseberg har tradisjonelt vært en oljeprovins, men gassleveransene fra området vil i fremtiden øke. I Tampen-området finner vi flere av de største oljefeltene på norsk sokkel. Selv om området er modent, er ressurspotensialet fremdeles stort. Fram/Gjøa er et forholdsvis umodent område som inneholder både olje og gass. Det første feltet, Fram Vest, skal etter planen komme i produksjon i 2003.



Balder (inkl. Ringhorne)

Blokk og utvinnings- tillatelse	Blokk 25/11 - utvinningstillatelse 001. Tildelt 1965. Blokk 25/8 - utvinningstillatelse 027. Tildelt 1969. Blokk 25/8 - utvinningstillatelse 027C. Tildelt 2000. Blokk 25/8 og 25/11 - utvinningstillatelse 169. Tildelt 1991.	
Fremdrift	Godkjent utbygd av Kongen i statsråd: Februar 1996 Produksjonsstart: Oktober 1999	
Operatør	Esso Expl. & Prod. Norway AS	
Rettighetshavere	Esso Expl. & Prod. Norway AS	100%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig: 72,4 mill Sm ³ olje 2,9 mrd Sm ³ gass	Resterende pr. 31.12.01: 63,5 mill Sm ³ olje 2,9 mrd Sm ³ gass
Produksjon	Forventet produksjon i 2002: Olje: 68 000 fat/dag	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 22,9 mrd 2002-kroner Pr. 31.12.01 er det investert totalt 15,9 mrd 2002-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovedforsyningsbase	Dusavik	

Balder ble påvist i 1967 og er lokalisert ca. 85 km nord for Sleipner og 190 km vest av Stavanger. Havdybden er om lag 125 meter. Feltet er bygget ut med et produksjonsskip med havbunnskompletterte brønner. Oljen prosesseres og lagres på skipet, for deretter å bøyelastes til tankskip. Stortinget godkjente i mai 2000 utbygging av Ringhorne som omfatter flere strukturer i nærheten av Balder. Ringhorne vil bli bygget ut med en brønnhodeplattform som blir en integrert bore, brønn og boligplattform, med første trinns separasjonsanlegg. Denne plattformen skal knyttes til produksjonsskipet på Balderfeltet for videre prosessering og utskipping av olje. I tillegg til plattformen er det boret to undervannsbrønner, en oljeproduksjonsbrønn og en vanninjeksjonsbrønn, tilknyttet produksjonsskipet på Balderfeltet. Produksjonen fra undervannsbrønnen startet i mai 2001, mens produksjonen fra brønnhodeplattformen etter planen skal starte mot slutten av 4. kvartal 2002.

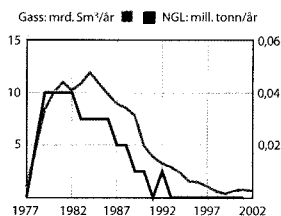
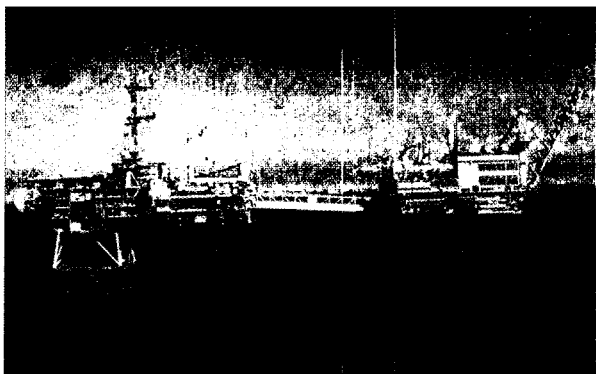


Brage

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 30/6 - utvinningstillatelse 053B. Tildelt 1998. Blokk 31/4 - utvinningstillatelse 055. Tildelt 1979. Blokk 31/7 - utvinningstillatelse 185. Tildelt 1991.	
Fremdrift	Godkjent utbygd i Stortinget: Mars 1990 Produksjonsstart: September 1993	
Operatør	Norsk Hydro Produksjon a.s	
Rettighetshavere (avrundet til to desimaler)	Norsk Hydro Produksjon a.s Paladin Resources Norge AS Esso Expl. & Prod. Norway AS Petoro AS ¹ Statoil ASA Fortum Petroleum AS	24,44% 20,00% 16,34% 14,26% 12,70% 12,26%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig: 44,9 mill Sm ³ olje 2,6 mrd Sm ³ gass 0,7 mill tonn NGL	Resterende pr. 31.12.01: 5,8 mill Sm ³ olje 0,8 mrd Sm ³ gass 0,1 mill tonn NGL
Produksjon	Forventet produksjon i 2002: Olje: 34 300 fat/dag Gass: 0,13 mrd Sm ³ NGL: 0,039 mill tonn	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 16,2 mrd 2002-kroner Pr. 31.12.01 er det investert totalt 15,4 mrd 2002-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovedforsyningsbase	Mongstad	

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Brage er bygget ut på 140 meters dyp med en bunnfast, integrert behandlings-, bore- og boligplattform med understell i stål. Produksjonen fra Brage startet opp i 1993 og har vært fallende siden 1998. Oljen transporteres i en rørledning til Oseberg A for videre transport gjennom Oseberg Transport System (OTS) til terminalen på Sture i Øygarden kommune. Gassen transporteres i en egen rørledning til Statpipe for videre transport. Plan for utbygging og drift for forekomstene i Sognefjordformasjonen ble godkjent i oktober 1998. Det produseres foreløpig fra én brønn i denne formasjonen og flere brønner vurderes.

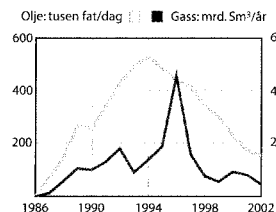


14

Frigg

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 25/1 og 30/10 - utvinningstillatelse 024. Tildelt 1969. 60,82 prosent ligger på norsk side av delelinjen, 39,18 prosent ligger på britisk side.	
Fremdrift	Godkjent utbygd i Stortinget: Juni 1974 Produksjonsstart: September 1977	
Operatør	TotalFinaElf Exploration Norge AS	
Rettighetshavere (avrundet til to desimaler)	TotalFinaElf Exploration Norge AS	28,67%
	Elf Exploration UK plc	26,12%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	19,99%
	Total Oil Marine plc	13,06%
	Statoil ASA	12,16%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig: 121,6 mrd Sm ³ gass 0,5 mill Sm ³ kondensat	Resterende pr. 31.12.01: 7,7 mrd Sm ³ gass
Produksjon	Forventet produksjon i 2002: Gass: 0,61 mrd Sm ³ Kondensat: 2 400 Sm ³ Planlagt produksjonsavslutning: 2004	
Investeringer	Totale investeringer anslås til 34,0 mrd 2002-kroner Pr. 31.12.01 er det investert totalt 34,0 mrd 2002-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovedforsyningsbase	Dusavik	

Gjennom en overenskomst mellom Storbritannia og Norge om felles utnyttelse av feltet, har de to lands myndigheter godkjent rettighetshavernes fordeling, slik at norsk andel er fastsatt til 60,82 prosent. Produksjonen startet i 1977 og nådde platået i oktober 1979. Frigg gikk av platå i oktober 1987. Havdybden ved Frigg er ca 100 meter. Installasjonene på feltet har behandlet olje og gass fra Frøy fra sommeren 1995 til Frøy ble stengt ned i mars 2001. Det britiske Alwyn-feltet er også tilknyttet Frigg-installasjonene. Frigg har videre vært prosesseringscenter for gassen fra Nordøst-Frigg, Øst-Frigg, Lille-Frigg og Odin. Produksjonen fra Nordøst-Frigg ble avsluttet mai 1993. Produksjonen fra Odin ble avsluttet august 1994, produksjonen fra Øst-Frigg ble avsluttet desember 1997 og produksjonen fra Lille-Frigg ble avsluttet mars 1999. Staten valgte ikke å overta innretningene på Nordøst-Frigg, Øst-Frigg, Odin og Lille-Frigg. Avslutningsplanen for Frigg ble overlevert myndighetene i november 2001.



14

Gullfaks (inkl. Gullfaks Vest)

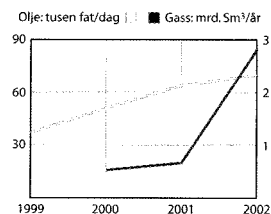
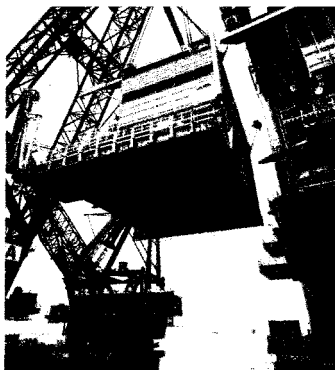
Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 34/10 - utvinningstillatelse 050. Tildelt 1978. Blokk 34/10 - utvinningstillatelse 050B. Tildelt 1995.	
Fremdrift	Godkjent utbygd i Stortinget: Oktober 1981 (Gullfaks fase 1 med plattformene A og B). Produksjonsstart: Desember 1986	
Operatør	Statoil ASA	
Rettighetshavere	Statoil ASA Petoro AS ¹ Norsk Hydro Produksjon a.s	61% 30% 9%
Utvinnbare ressurser	Opprinnelig: 335,2 mill Sm ³ olje 22,2 mrd Sm ³ gass 2,0 mill tonn NGL	Resterende pr. 31.12.01: 49,2 mill Sm ³ olje 2,7 mrd Sm ³ gass 0,5 mill tonn NGL
Produksjon	Forventet produksjon i 2002: Olje: 153 000 fat/dag Gass: 0,46 mrd Sm ³ NGL: 0,052 mill tonn	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 89,3 mrd 2002-kroner Pr. 31.12.01 er det investert totalt 79,5 mrd 2002-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovedforsyningsbase	Coast Center Base, Sotra og Florø	

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Gullfaks ble oppdaget i 1978. Havdybden ved Gullfaks er fra 130 til 220 meter. Feltet er bygget ut med 3 betongplattformer. Gullfaks A- og C-plattformene er begge fullt integrerte plattformer. Olje og gass fra Gullfaks B må overføres til A- eller C-plattformen for videre behandling og lagring. Stabilisert olje lagres på Gullfaks A og C, og blir deretter lastet til skip via lastebøyer. Rikgass blir fra 2002 reinjisert på Gullfaksfeltet.



Innretningene på Gullfaks utgjør en viktig del av infrastrukturen i Tampenområdet. Brønnstrømmen fra Tordisfeltet overføres til og behandles på Gullfaks C-plattformen. Stabil råolje fra Vigdis- og Visundfeltet lagres på og utskipes fra Gullfaks A-plattformen. Det lille satellittfeltet Gullfaks Vest ble godkjent utbygd av Kongen i statsråd i januar 1993. Feltet dreneres med en horisontal brønn boret fra Gullfaks B-plattformen. Gullfaks Lunde ble godkjent utbygd i november 1995. Feltet startet produksjonen i 1996, og dreneres med brønner fra Gullfaks C. Gullfaks A og C er de siste årene bygd om for å ta imot og behandle olje og gass fra Gullfaks Sør. Satellittfeltet Gullfaks Sør er bygd ut med undervannsbrønner som blir fjernoperert fra Gullfaks A-plattformen (se omtale på neste side).



14

Gullfaks Sør (inkl. Rimfaks og Gullveig)

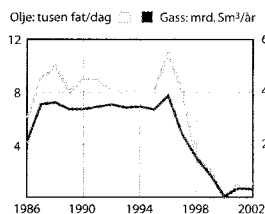
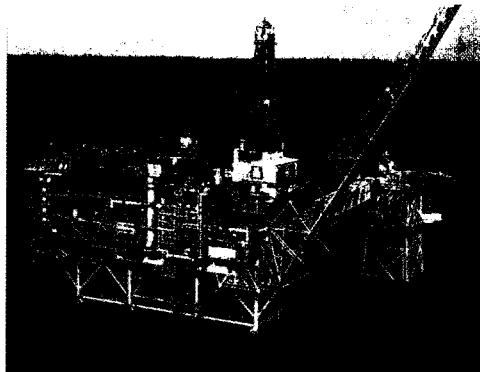
Blokk og utvinnings- tillatelse	Blokk 34/10 - utvinningstillatelse 050. Tildelt 1978. Blokk 34/10 - utvinningstillatelse 050B. Tildelt 1995. Blokk 33/12 - utvinningstillatelse 037B. Tildelt 1998.	
Fremdrift	Godkjent utbygd av Kongen i statsråd: Mars 1996 (Fase I) Godkjent utbygd av Kongen i statsråd: Juni 1998 (Fase II) Produksjonsstart: Oktober 1998 (Fase I) Produksjonsstart: Oktober 2001 (Fase II)	
Operatør	Statoil ASA	
Rettighetshavere	Statoil ASA	61%
	Petoro AS ¹	30%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	9%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig: 40,2 mill Sm ³ olje 47,4 mrd Sm ³ gass 5,8 mill tonn NGL	Resterende pr. 31.12.01: 31,1 mill Sm ³ olje 46,9 mrd Sm ³ gass 5,8 mill tonn NGL
Produksjon	Forventet produksjon i 2002: Olje: 70 000 fat/dag Gass: 2,82 mrd Sm ³ NGL: 0,35 mill tonn	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 25,4 mrd 2002-kroner Pr. 31.12.01 er det investert totalt 18,5 mrd 2001-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovedforsyningsbase	Coast Center Base, Sotra og Florø	

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Gullfaks Sør, som også inkluderer de separate strukturene Rimfaks og Gullveig, er satellitter til Gullfaksfeltet. Havdypet i området er som for Gullfaks. Rettighetshaverne har gjennomført en fasett utbygging av Gullfaks Sør. Tilknytning av Gullfaks Sør vil legge grunnlag for forlenget levetid for Gullfaks frem til om lag 2014.

Gullfaks Sør Fase I omfatter produksjon av olje og kondensat. Assosiert gass blir reinjisert i reservoarene. Fase I består av til sammen åtte undervannsinstallasjoner tilknyttet Gullfaks A-plattformen for prosessering, lagring og lasting av olje og kondensat.

Gullfaks Sør Fase II omfatter produksjon og eksport av gassressurser og assosierte væskemengder. Utbygningsløsningen er undervannsinstallasjoner knyttet opp mot Gullfaks A- og C-plattformene. Gasseksporten fra Gullfaks Sør fase II startet opp høsten 2001. Gassen prosesseres til rikgass for så å transporteres gjennom et nytt rikgassrør fra Gullfaks til Statpipe og videre til Kårstø. Her skilles våtgassen ut, mens tørrgassen transporteres videre til kontinentet. Olje og kondensat blir stabilisert, lagret og lastet fra eksisterende fasiliteter på plattformene. I forbindelse med Gullfaks Sør Fase II er Gullfaks C-plattformen oppgradert for å få øket gassprosesserings- og eksportkapasiteten. Tilsvarende oppgradering vil foregå på Gullfaks A - plattformen frem til høsten 2003.



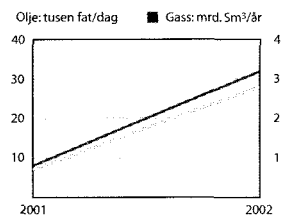
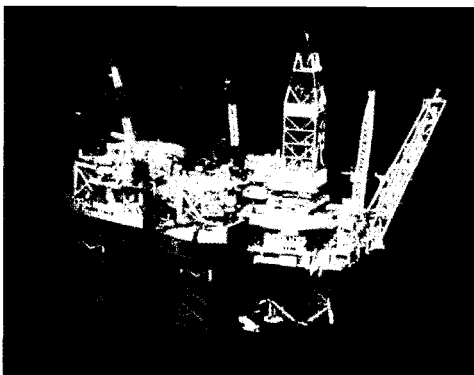
Heimdal

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 25/4 - utvinningstillatelse 036. Tildelt 1971.	
Fremdrift	Godkjent utbygd i Stortinget: Juni 1981 Produksjonsstart: Desember 1985	
Operatør	Norsk Hydro Produksjon a.s	
Rettighetshavere (avrundet til to desimaler)	Marathon Petroleum Norge A/S	23,80%
	Petoro AS ¹	20,00%
	Statoil ASA	20,00%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	19,27%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	16,76%
	AS Ugland Rederi	0,17%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig:	Resterende pr. 31.12.01:
	6,9 mill Sm ³ olje	0,8 mill Sm ³ olje
	41,8 mrd Sm ³ gass	0,3 mrd Sm ³ gass
Produksjon	Forventet produksjon i 2002: Olje: 700 fat/dag Gass: 0,28 mrd Sm ³ Planlagt produksjonsavslutning: 2002. Vil fortsette prosesserings- og transporttjenester som et gassenter til utover 2010.	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 18,41 mrd 2002-kroner Pr. 31.12.01 er det investert totalt 18,38 mrd 2002-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovedforsyningsbase	Dusavik	

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Heimdal ble erklært drivverdig i 1974. Staten utøvet sin opsjon på deltakelse i feltet i 1982. Feltet er bygget ut med en integrert stålplattform på 120 meters dyp. I 1998 mottok departementet utbyggingsplaner for Heimdal Gassenter, som innebar bygging av en ny stigerørsplattform, samt modifisering og oppgradering av den eksisterende Heimdal-plattformen. Departementet godkjente plan for utbygging og drift av Heimdal Gassenter i februar 1999, og prosjektet kom i drift i 2000. Gjennom denne utbyggingen er det sikret lang-siktig drift av Heimdal-plattformen ved at plattformens prosesseringskapasitet blir benyttet som grunnlag for gassbehandling fra Huldrafeltet og andre omkringliggende felt.

14

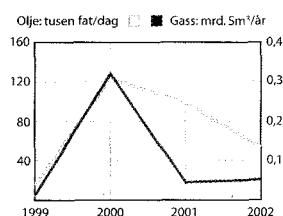


Huldra

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 30/2 - utvinningstillatelse 051. Tildelt 1979. Blokk 30/3 - utvinningstillatelse 052 B. Tildelt 2001.	
Fremdrift	Godkjent utbygd i Stortinget: Februar 1999 Produksjonsstart: November 2001	
Operatør	Statoil ASA	
Rettighetshavere	Petoro AS ¹ 31,96% (avrundet til TotalFinaElf Exploration Norge AS 24,33% to desimaler) Norske Conoco A/S 23,34% Statoil ASA 19,66% Paladin Resources Norge AS 0,50% Svenska Petroleum Exploration A/S 0,21%	
Utvinnbare reserver	Opprinnelig: 5,0 mill Sm ³ olje 12,9 mrd Sm ³ gass 0,1 mill tonn NGL	Resterende pr. 31.12.01: 4,9 mill Sm ³ olje 12,8 mrd Sm ³ gass 0,1 mill tonn NGL
Produksjon	Forventet produksjon i 2002: Olje: 28 000 fat/dag Gass: 3,19 mrd Sm ³ NGL: 0,027 mill tonn	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 6,5 mrd 2002-kroner Pr. 31.12.01 er det investert totalt 6,1 mrd 2002-kroner	

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Huldra ble påvist i 1982. Havdybden er 125 meter. Feltet er bygget ut med en normalt ubemannet brønnhode-plattform som fjernstyres fra Veslefrikk, 16 km unna. Kondensatet overføres i rørledning til Veslefrikk B for prosessering og videre transport til råoljeterminalen på Sture gjennom Oseberg Transportsystem (OTS). Rikgassen transporteres i en 145 km lang rørledning til Heimdalfeltet for prosessering. Derfra eksporteres gass til kundene enten via Statpipe/Norpipe til kontinentet eller gjennom Vesterled til Storbritannia.

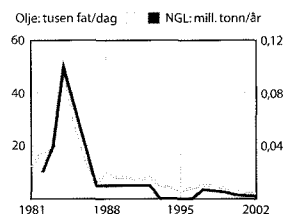
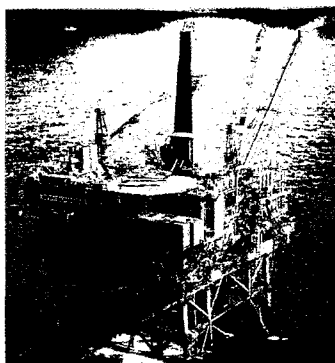


Jotun

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 25/8 - utvinningstillatelse 027B. Tildelt 1999. Blokk 25/7 - utvinningstillatelse 103B. Tildelt 1998.	
Fremdrift	Godkjent utbygd i Stortinget: Juni 1997 Produksjonsstart: Oktober 1999	
Operatør	Esso Expl. & Prod. Norway AS	
Rettighetshavere	Esso Expl. & Prod. Norway AS	45,00%
	Enterprise Oil Norge AS	45,00%
	Norske Conoco A/S	3,75%
	Det Norske Oljeselskap AS	3,25%
	Petoro AS ¹	3,00%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig:	Resterende pr. 31.12.01:
	31,1 mill Sm ³ olje	17,6 mill Sm ³ olje
	0,8 mrd Sm ³ gass	0,3 mrd Sm ³ gass
Produksjon	Forventet produksjon i 2002: Olje: 53 500 fat/dag Gass: 0,05 mrd Sm ³	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 9,8 mrd 2002-kroner Pr. 31.12.01 er det investert totalt 9,0 mrd 2002-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovedforsyningsbase	Dusavik	

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

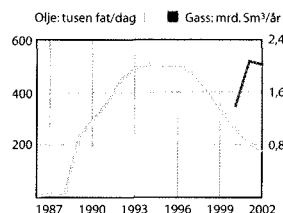
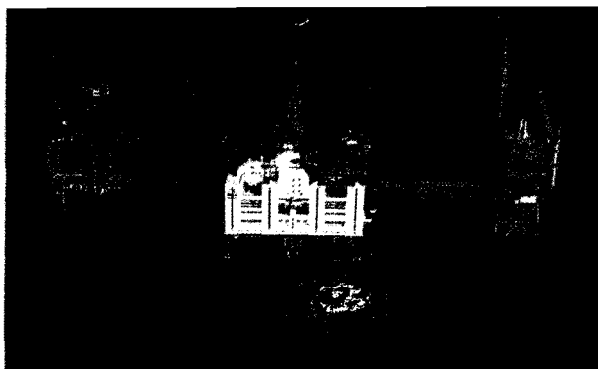
Jotun består av de tre reservoarene Elli, Elli Sør og Tau Vest som ble påvist i 1994 og 1995. Feltet er lokalisert ca 25 km nord for Balder og 165 km vest av Haugesund. Havdybden på feltet er 126 meter. Feltet er bygget ut med et produksjonsskip (FPSO) og en brønnhodeplattform. Plattformen og skipet er knyttet sammen med rørledninger for olje- og gassproduksjon og vanninjeksjon, samt kabler for kraftoverføring og styring. Brønnhodeplattformen er normalt ubemannet. Oljen blir transportert med skytteltankere. Gassen blir eksportert ved hjelp av en rørledning fra Jotun til Statpipe.



Murchison

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 33/9 - utvinningstillatelse 037C. Tildelt 2000. Norsk andel av feltet er 22,2 prosent, britisk andel 77,8 prosent.	
Fremdrift	Produksjonsstart: September 1980	
Operatør	Kerr-McGee North Sea (U.K.) Limited	
Rettighetshavere	Kerr-McGee North Sea (U.K.) Limited 68,72% (avrundet til Statoil ASA 11,52% to desimaler) Ranger Oil (U.K.) Limited 9,08% Mobil Development Norway A/S 3,33% Norske Conoco A/S 2,68% Esso Expl. & Prod. Norway AS 2,22% A/S Norske Shell 2,22% Enterprise Oil Norge AS 0,23%	
Utvinnbare reserver (Norsk andel)	Opprinnelig: 13,6 mill Sm ³ olje 0,4 mrd Sm ³ gass 0,4 mill tonn NGL	Resterende pr. 31.12.01: 0,5 mill Sm ³ olje 0,1 mrd Sm ³ gass 0,1 mill tonn NGL
Produksjon (Norsk andel)	Forventet produksjon i 2002: Olje: 2 300 fat/dag NGL: 2 000 tonn	
Investeringer	Norsk andel av totale investeringer vil ventelig bli 7,0 mrd 2002-kroner Pr. 31.12.01 er det investert totalt 6,9 mrd 2002-kroner	
Driftsorganisasjon	Aberdeen, Skottland	
Hovedforsyningsbase	Peterhead, Skottland	

Murchison er bygget ut med en kombinert bore-, bolig- og produksjonsplattform med stål-understell. Murchisonfeltet ble oppdaget i august 1975. De britiske og norske rettighetshaverne inngikk i 1979 en avtale om felles utnyttelse av ressursene fra Murchisonfeltet. Både de norske og britiske rettighetshavernes andel av produsert olje og NGL føres i land gjennom Brent-systemet til Sullom Voe på Shetland. Gassen transporteres til St. Fergus i Skottland.



14

Oseberg (inkl. Oseberg Vest)

Blokk og utvinningstillatelse	Blokk 30/6 - utvinningstillatelse 053. Tildelt 1979. Blokk 30/9 - utvinningstillatelse 079. Tildelt 1982.	
Fremdrift	Godkjent utbygd i Stortinget: Juni 1984 Produksjonsstart: Desember 1988	
Operatør	Norsk Hydro Produksjon a.s	
Rettighetshavere	Petoro AS ¹ 37,67% (avrundet til Norsk Hydro Produksjon a.s 34,00% to desimaler) Statoil ASA 14,00% TotalFinaElf Exploration Norge AS 10,00% Mobil Development Norway A/S 4,33%	
Utvinnbare reserver	Opprinnelig: 348,0 mill Sm ³ olje 95,0 mrd Sm ³ gass	Resterende pr. 31.12.01: 55,0 mill Sm ³ olje 90,1 mrd Sm ³ gass
Produksjon	Forventet produksjon i 2002: Olje: 176 000 fat/dag Gass: 2,0 mrd Sm ³	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 73,6 mrd 2002-kroner Pr. 31.12.01 er det investert totalt 68,2 mrd 2002-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovedforsyningsbase	Mongstad	

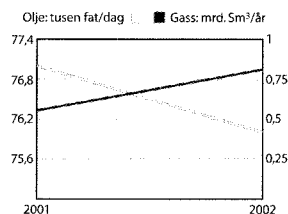
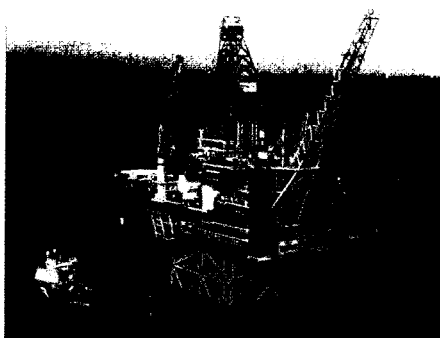
¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Første fase av utbyggingen av Osebergfeltet omfattet et feltssenter i sør bestående av to plattformer: En betongplattform med prosessutstyr, injeksjonsmoduler og boligkvarter (Oseberg A) og en stålplattform med utstyr for boring og produksjon (Oseberg B). Fase 2 omfattet en integrert produksjons-, bore- og boliginnretning (Oseberg C-stålplattform), plassert 14 kilometer nord for feltssenteret. Osebergfeltet har en total produksjonskapasitet for olje på ca 500 000 fat/dag. Havdybden er i overkant av 100 meter ved plattformene.

Reservoartrykket i Oseberg opprettholdes ved gassinjeksjon, vanninjeksjon og WAG (alternerende vann- og gassinjeksjon). Oseberg har til nå mottatt gass fra Trollfeltet for injeksjon til trykkvedlikehold via en undervannsmodul på Trollfeltet (TOGI). Gassimporten fra TOGI er imidlertid ventet å opphøre i løpet av 2002. Gass fra satellittfeltet Oseberg Vest injiseres i fase 1 området på feltet. Oljen fra Oseberg blir ilandført til Sture i Øygarden gjennom Oseberg Transport System (OTS). Olje fra feltene Oseberg Sør, Oseberg Øst, Brage og Veslefrikk blir også pumpet gjennom det samme transportsystemet.

Oseberg D er en stålplattform med gassprosesserings- og eksportutstyr som ble knyttet til feltsenteret med en bro våren 1999. Oseberg startet i oktober 2000 leveranse av gass til kontinentet gjennom en ny rørledning fra Oseberg til Statpipe via Heimdal. Høsten 2002 vil produksjonen fra Tunefeltet (gass og kondensat) starte mot Oseberg feltsenter. Kondensat tas ut og gassen injiseres.

Innretningene på feltsenteret blir også benyttet for behandling av olje og gass fra feltene Oseberg Øst og Oseberg Sør.



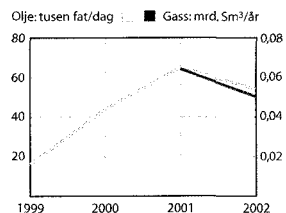
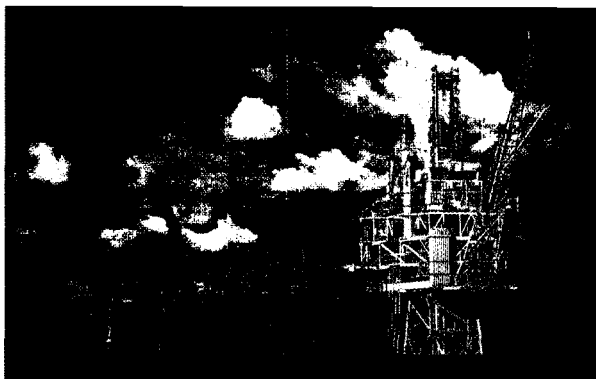
Oseberg Sør

Blokk og utvinningstillatelse	Blokk 30/9 - utvinningstillatelse 079. Tildelt 1982. Blokk 30/9 - utvinningstillatelse 104. Tildelt 1985. Blokk 30/12 - utvinningstillatelse 171B. Tildelt 2000.	
Fremdrift	Godkjent utbygd i Stortinget: Juni 1997 Produksjonsstart: Februar 2000	
Operatør	Norsk Hydro Produksjon a.s	
Rettighetshavere	Norsk Hydro Produksjon a.s Petoro AS ¹ Statoil ASA TotalFinaElf Exploration Norge AS Norske Conoco A/S Mobil Development Norway A/S	34,00% 26,38% 18,22% 10,00% 7,70% 3,70%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig: 54,0 mill Sm ³ olje 7,0 mrd Sm ³ gass	Resterende pr. 31.12.01: 48,1 mill Sm ³ olje 7,0 mrd Sm ³ gass
Produksjon	Forventet produksjon i 2002: Olje: 76 000 fat/dag Gass: 0,81 mrd Sm ³	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 12,6 mrd 2002-kroner Pr. 31.12.01 er det investert totalt 9,5 mrd 2002-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovedforsyningsbase	Mongstad	

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Oseberg Sør-feltet består av flere strukturer sør for Osebergfeltet på ca 100 meters havdyp, og ble påvist i 1984. Seks av disse strukturene inngår i den godkjente utbyggingsplanen. Feltet er bygget ut med en plattform for delvis prosessering av oljen før den transporteres i en rørledning til feltsenteret på Oseberg for videre prosessering og transport til land gjennom den eksisterende rørledningen Oseberg Transport System (OTS). Den produserte gassen blir reinjisert, og eventuell gasseksport vil skje i en senere fase. Den nordlige delen av feltet blir produsert gjennom brønner boret fra Oseberg feltsenter.

Produksjon av olje fra Oseberg Sør startet opp i februar 2000 med en produksjonsbrønn boret fra Oseberg feltsenter. Produksjonen fra Oseberg Sør plattformen startet i september 2000, og antas å vare frem til 2028.

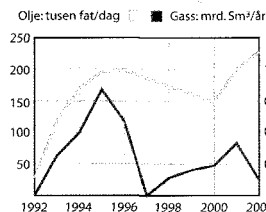


Oseberg Øst

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 30/6 - utvinningstillatelse 053. Tildelt 1979.	
Fremdrift	Godkjent utbygd av Kongen i statsråd: Oktober 1996 Produksjonsstart: Mai 1999	
Operatør	Norsk Hydro Produksjon as	
Rettighetshavere	Petoro AS ¹	35,0%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	34,0%
	Statoil ASA	14,0%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	10,0%
	Mobil Development Norway A/S	7,0%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig:	Resterende pr. 31.12.01:
	24,5 mill Sm ³ olje	17,2 mill Sm ³ olje
	0,8 mrd Sm ³ gass	0,8 mrd Sm ³ gass
Produksjon	Forventet produksjon i 2002: Olje: 54 000 fat/dag Gass: 0,05 mrd Sm ³	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 6,7 mrd 2002-kroner Pr. 31.12.01 er det investert totalt 5,9 mrd 2002-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovedforsyningsbase	Mongstad	

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

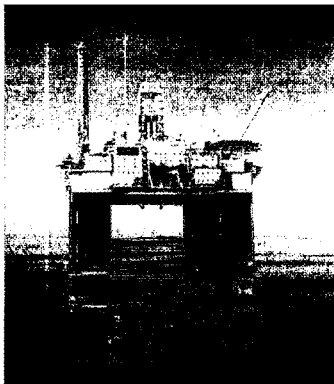
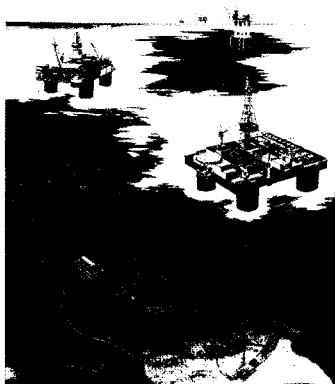
Oseberg Øst ligger nordøst for det samordnede Osebergfeltet og sør for Veslefrikk. Feltet ble påvist i 1981. Vanndypet ved installasjonen er 160 meter. Utbyggingsløsningen består av en plattform med bolig-kvarter samt utstyr for boring og første trinns separasjon av olje, vann og gass. Oljen blir transportert i rørledning til Oseberg A-plattformen på Osebergfeltet for videre prosessering og transport gjennom den eksisterende rørledningen Oseberg Transport System (OTS) til Stureterminalen i Øygarden kommune.



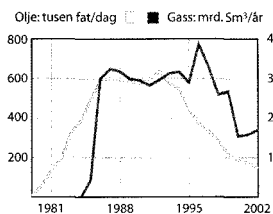
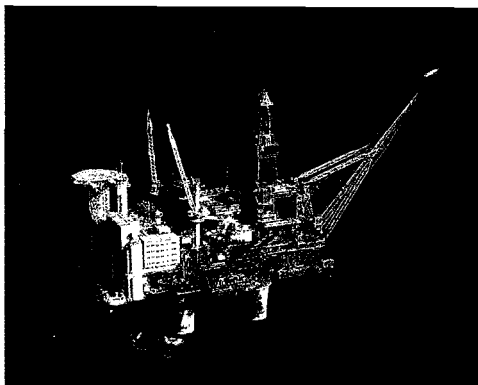
Snorre (inkl. Snorre B)

Blokk og utvinnings - tillatelse	Blokk 34/4 - utvinningstillatelse 057. Tildelt 1979. Blokk 34/7 - utvinningstillatelse 089. Tildelt 1984.	
Fremdrift	Godkjent utbygd i Stortinget: Mai 1988 Produksjonsstart: August 1992	
Operatør	Norsk Hydro Produksjon a.s	
Rettighetshavere	Petoro AS ¹	30,00%
(avrundet til to desimaler)	Norsk Hydro Produksjon a.s	17,65%
	Statoil ASA	14,40%
	Esso Expl. & Prod. Norway AS	11,16%
	Idemitsu Petroleum Norge AS	9,60%
	RWE-DEA Norge AS	8,88%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	5,95%
	Amerada Hess Norge AS	1,18%
	Enterprise Oil Norge AS	1,18%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig:	Resterende pr. 31.12.01:
	231,6 mill Sm ³ olje	140,0 mill Sm ³ olje
	8,9 mrd Sm ³ gass	4,8 mrd Sm ³ gass
	6,7 mill tonn NGL	4,0 mill tonn NGL
Produksjon	Forventet produksjon i 2002: Olje: 228 000 fat/dag Gass: 0,15 mrd Sm ³ NGL: 0,07 mill tonn	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 62,4 mrd 2002-kroner Pr. 31.12.01 er det investert totalt 51,2 mrd 2002-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovedforsyningsbase	Florø	

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).



Snorrefeltet ble påvist i 1979 og er lokalisert øst for Statfjordfeltet. Havdybden i området er ca 300 til 350 meter. Den sørlige delen av feltet er bygget ut med en strekkstagsplattform i stål og et undervanns produksjonsanlegg. Omlag 150 mill Sm³ av de opprinnelig utvinnbare oljereservene i Snorre var lokalisert i denne delen av feltet. Plan for utbygging og drift av den nordlige delen av feltet (Snorre B) ble godkjent utbygd i juni 1998. Den nordlige delen er bygd ut med en halvt nedsenkbar bore- og produksjonsplattform, som kom i produksjonen i juni 2001. Olje og gass fra Snorrefeltet transporteres i rør til Statfjordfeltet for ferdigbehandling, lagring og utskipping. I forbindelse med Norsk Hydros overtakelse av Saga Petroleum, ble det inngått en avtale mellom Norsk Hydro og Statoil om at operatøransvaret for Snorre Unit, utvinningstillatelse 089 og Visund skulle overføres til Statoil fra 1. juli 2003 (senere endret til 1. januar 2003).

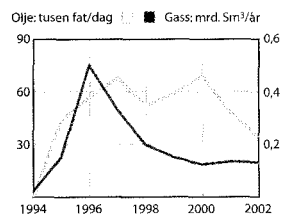


Statfjord

Blokk og utvinnings - tillatelse	Blokkene 33/9 og 33/12 - utvinningstillatelse 037. Tildelt 1973. Norsk andel av feltet er 85,47%, britisk andel 14,53%.	
Fremdrift	Godkjent utbygd i Stortinget: Juni 1976 Produksjonsstart: November 1979	
Operatør	Statoil ASA	
Rettighetshavere	Statoil ASA 44,34% Mobil Development Norway A/S 12,82% Norske Conoco A/S 10,33% Esso Expl. & Prod. Norway AS 8,55% A/S Norske Shell 8,55% Conoco (UK) Ltd. 4,84% Chevron UK Ltd. 4,84% BP Exploration Operating Comp. Ltd. 4,84% Enterprise Oil Norge AS 0,89%	
Utvinnbare reserver (Norsk andel)	Opprinnelig: 561,4 mill Sm ³ olje 58,4 mrd Sm ³ gass 14,4 mill tonn NGL	Resterende pr. 31.12.01: 43,4 mill Sm ³ olje 13,5 mrd Sm ³ gass 4,2 mill tonn NGL
Produksjon	Forventet produksjon i 2002: Olje: 146 000 fat/dag Gass: 1,71 mrd Sm ³ NGL: 0,42 mill tonn	
Investeringer	Norsk andel av totale investeringer vil ventelig bli 118,9 mrd 2002-kroner. Pr. 31.12.01 er det investert totalt 103,1 mrd 2002-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovedforsyningsbase	Coast Center Base, Sotra og Florø	

Statfjordfeltet ble påvist i 1974. Feltet er lokalisert på grenselinjen mellom norsk og britisk kontinental-sokkel. Statfjordfeltet er bygget ut på ca 145 meters dyp med tre fullt integrerte plattformer med understell og lagerceller av betong. Plattformene har en samlet behandlingskapasitet på 850 000 fat pr. dag. Hver av plattformene er tilknyttet en lastebøye for utskipning av stabilisert olje til tankskip. Produksjonen fra de tre plattformene kom i gang i henholdsvis november 1979, november 1982 og juni 1985.

Gassalget startet i oktober 1985. Den norske andelen av gassen er solgt til et konsortium av kjøpere på kontinentet og ilandføres via Statpipe- og Norpipe-rørledningene til Emden i Tyskland. Den britiske andelen av gassproduksjonen er solgt til BGC og ilandført til Storbritannia i FLAGS-rørledningen (Far North Liquids and Associated Gas System). Transport av olje er organisert i K/S Statfjord Transport, hvor Statoil har en 50 prosent deltakerandel. Det er inngått en avtale mellom de britiske og norske rettighetshavere om felles utnyttelse av feltet. Operatøransvaret for utvinningstillatelse 037 og det samordnede Statfjordfeltet ble overført fra Mobil til Statoil 1. januar 1987. Olje og gass fra feltene Snorre, Sygna, Statfjord Øst og Statfjord Nord behandles og skipes ut fra Statfjord-installasjonene.

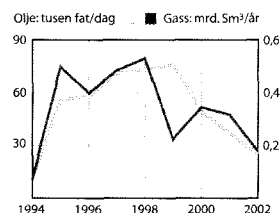


Statfjord Nord

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 33/9 - utvinningstillatelse 037. Tildelt 1973.	
Fremdrift	Godkjent utbygd i Stortinget: Desember 1990 Produksjonsstart: Januar 1995	
Operatør	Statoil ASA	
Rettighetshavere (avrundet til to desimaler)	Petoro AS ¹	30,00%
	Statoil ASA	21,88%
	Mobil Development Norway A/S	15,00%
	Norske Conoco A/S	12,08%
	Esso Expl. & Prod. Norway AS	10,00%
	A/S Norske Shell	10,00%
	Enterprise Oil Norge AS	1,04%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig:	Resterende pr. 31.12.01:
	40,0 mill Sm ³ olje	16,9 mill Sm ³ olje
	2,8 mrd Sm ³ gass	1,6 mrd Sm ³ gass
	0,8 mill tonn NGL	0,5 mill tonn NGL
Produksjon	Forventet produksjon i 2002: Olje: 34 000 fat/dag Gass: 0,13 mrd Sm ³ NGL: 0,053 mill tonn	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 8,6 mrd 2002-kroner Pr. 31.12.01 er det investert totalt 6,5 mrd 2002-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovedforsyningsbase	Coast Center Base, Sotra	

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Statfjord Nord ble påvist i 1977. Feltet er lokalisert om lag 17 km nord for Statfjord. Feltet er bygget ut med havbunnsinstallasjoner på 250-290 meters dyp med brønnstrømsoverføring til Statfjord C for behandling og utskipping av oljen.

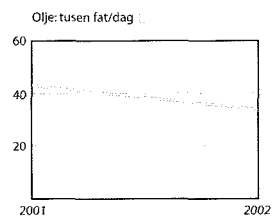


Statfjord Øst

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 33/9 - utvinningstillatelse 037. Tildelt 1973. Blokk 34/7 - utvinningstillatelse 089. Tildelt 1984.	
Fremdrift	Godkjent utbygd i Stortinget: Desember 1990 Produksjonsstart: September 1994	
Operatør	Statoil ASA	
Rettighetshavere (avrundet til to desimaler)	Petoro AS ¹ Statoil ASA Esso Expl. & Prod. Norway AS Mobil Development Norway A/S Norsk Hydro Produksjon a.s Norske Conoco A/S A/S Norske Shell Idemitsu Petroleum Norge AS TotalFinaElf Exploration Norge AS RWE-DEA Norge AS Enterprise Oil Norge AS	30,00% 25,05% 10,25% 7,50% 6,64% 6,04% 5,00% 4,80% 2,80% 1,40% 0,52%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig: 37,1 mill Sm ³ olje 4,1 mrd Sm ³ gass 1,3 mill tonn NGL	Resterende pr. 31.12.01: 12,6 mill Sm ³ olje 2,2 mrd Sm ³ gass 0,7 mill tonn NGL
Produksjon	Forventet produksjon i 2002: Olje: 25 000 fat/dag Gass: 0,18 mrd Sm ³ NGL: 0,075 mill tonn	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 7,3 mrd 2002-kroner Pr. 31.12.01 er det investert totalt 5,3 mrd 2002-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovedforsyningsbase	Coast Center Base, Sotra	

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Statfjord Øst ble påvist i 1976. Feltet er lokalisert om lag 7 km nordøst for Statfjordfeltet. Reserveene er fordelt med 50 prosent i blokk 33/9 og 50 prosent i 34/7. Feltet er bygget ut med havbunnsinstallasjoner på 150-190 meters dyp med brønnstrømsoverføring til Statfjord C for behandling og utskipping av oljen.



Sygna

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 33/9 - utvinningstillatelse 037. Tildelt 1973. Blokk 34/7 - utvinningstillatelse 089. Tildelt 1984.	
Fremdrift	Godkjent utbygd av Kongen i statsråd: April 1999 Produksjonsstart: August 2000.	
Operatør	Statoil ASA	
Rettighetshavere	Petoro AS ¹	30,00%
(avrundet til to desimaler)	Statoil ASA	24,73%
	Esso Expl. & Prod. Norway AS	10,23%
	Mobil Development Norway A/S	8,25%
	Norske Conoco A/S	6,65%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	5,98%
	A/S Norske Shell	5,50%
	Idemitsu Petroleum Norge AS	4,32%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	2,52%
	RWE-DEA Norge AS	1,26%
	Enterprise Oil Norge AS	0,57%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig: 12,7 mill Sm ³ olje	Resterende pr. 31.12.01: 9,5 mill Sm ³ olje
Produksjon	Forventet produksjon i 2002: Olje: 34 000 fat/dag Gass: 0,12 mrd Sm ³	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 2,6 mrd 2002-kroner Pr. 31.12.01 er det investert totalt 1,7 mrd 2002-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovedforsyningsbase	Florø	

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

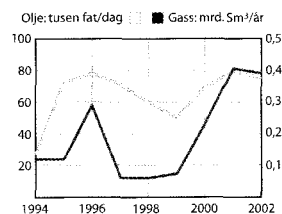
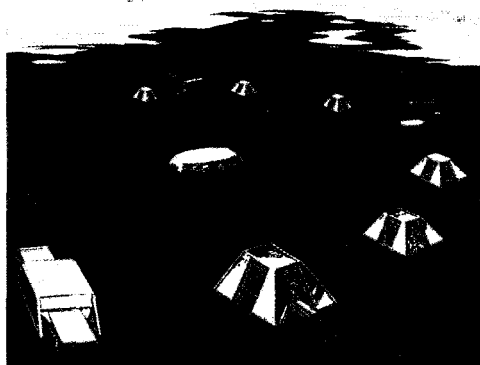
Sygna, som ble påvist i 1996, ligger på grensen mellom utvinningstillatelsene 037 og 089 mellom feltene Snorre og Statfjord. Sygna er bygd ut med et produksjonssystem på havbunnen knyttet opp mot Statfjord C. Det ble i 1999 gjennomført en oppgradering av vanninjeksjonskapasiteten til Statfjord Nord-området for å kunne forsyne Sygna med injeksjonsvann.



Troll-Oseberg gassinjeksjon (TOGI)

Blokk og utvinnings-tillatelse	TOGI drives av det samordnede Trollfeltet. Blokker og utvinningstillatelser er de samme som for Troll fase I.
Fremdrift	Godkjent utbygd i Stortinget: Juni 1986 Produksjonsstart: Januar 1991
Operatør	Norsk Hydro Produksjon a.s
Produksjon	Gass: 22-25 mrd Sm ³ i løpet av 11 - 14 år
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 3,9 mrd 2002-kroner. Pr. 31.12.01 er det investert totalt 3,9 mrd 2002-kroner

TOGI leverer gass til reinjeksjon i Oseberg og består av en undervannsmodul på Troll Øst med fem brønner som er fjernstyrt fra Osebergfeltet. Hensikten er å øke oljeutvinningen fra Oseberg. Gassen transporteres 48 km til Oseberg feltcenter i en 20" rørledning. Det er ventet at gassimporten til Oseberg via TOGI vil opphøre i løpet av 2002.



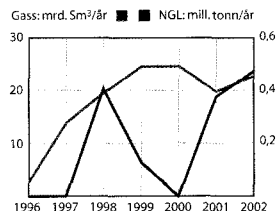
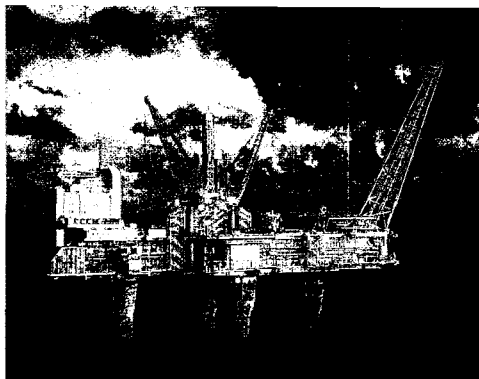
Tordis (inkl. Tordis Øst og Borg)

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 34/7 - utvinningstillatelse 089. Tildelt 1984.	
Fremdrift	Godkjent utbygd i Stortinget: Mai 1991 Produksjonsstart: Juni 1994	
Operatør	Norsk Hydro Produksjon a.s	
Rettighetshavere	Petoro AS ¹	30,00%
	Statoil ASA	28,22%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	13,28%
	Esso Expl. & Prod. Norway AS	10,50%
	Idemitsu Petroleum Norge AS	9,60%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	5,60%
	RWE-DEA Norge AS	2,80%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig:	Resterende pr. 31.12.01:
	52,5 mill Sm ³ olje	20,9 mill Sm ³ olje
	4,2 mrd Sm ³ gass	1,7 mrd Sm ³ gass
	1,4 mill tonn NGL	0,7 mill tonn NGL
Produksjon	Forventet produksjon i 2002: Olje: 75 000 fat/dag Gass: 0,36 mrd Sm ³ NGL: 0,126 mill tonn	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 8,8 mrd 2002-kroner Pr. 31.12.01 er det investert totalt 7,3 mrd 2002-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovedforsyningsbase	Florø	

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Tordisområdet består foruten Tordisfeltet av feltene Tordis Øst og Borg. Tordisfeltet ble påvist i 1987 og startet produksjon i juli 1994. Feltet er lokalisert mellom feltene Snorre og Gullfaks. En under-vannsutbygging på ca 200 meters havdyp knytter feltet opp mot Gullfaks C-plattformen, hvor behandling av petroleumsstrømmen finner sted. I forbindelse med Norsk Hydros overtakelse av Saga Petroleum, ble det bestemt at Statoil skal overta operatørskapet for Tordisfeltet fra 1. juli 2003 (senere endret til 1. januar 2003).

Tordis Øst, Borg samt en annen struktur (STUJ) er bygget ut med havbunnskompletterte brønner koblet til produksjonsanlegget på Tordis. Produksjonen fra Tordis Øst, Borg og STUJ ble startet opp i henholdsvis desember 1998, juli 1999 og desember 2001.



Troll Fase I

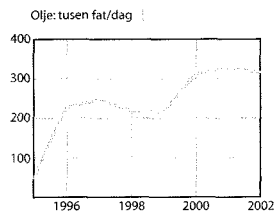
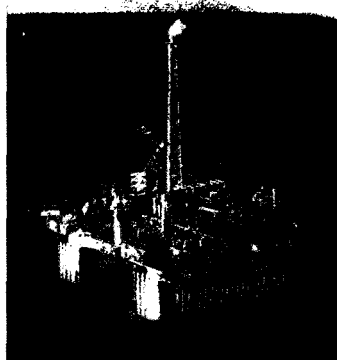
Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 31/2 - utvinningstillatelse 054. Tildelt 1979. Blokkene 31/3, 31/5 og 31/6 - utvinningstillatelse 085. Tildelt 1983.	
Fremdrift	Godkjent utbygd i Stortinget: Desember 1986 Produksjonsstart: Februar 1996	
Operatør	A/S Norsk Shell var operatør i utbyggingsfasen. Statoil ASA er operatør i driftsfasen.	
Rettighetshavere (avrundet til to desimaler)	Petoro AS ¹ 56,00% Statoil ASA 20,80% Norsk Hydro Produksjon a.s 9,78% A/S Norske Shell 8,10% TotalFinaElf Exploration Norge AS 3,69% Norske Conoco A/S 1,62%	
Utvinnbare reserver	Opprinnelig: Resterende pr. 31.12.01: 1 321,7 mrd Sm ³ gass 1 210,4 mrd Sm ³ gass 24,8 mill tonn NGL 24,8 mill tonn NGL 1,6 mill Sm ³ kondensat	
Produksjon	Forventet produksjon i 2002: Gass: 22,8 mrd Sm ³ NGL: 0,5 mill tonn	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 50,8 mrd 2002-kroner Pr. 31.12.01 er det investert totalt 43,1 mrd 2002-kroner	
Transport	Gassen fra Troll blir transportert fra Kollsnes gjennom Zeepipe til Zeebrugge og Statpipe/Norpipe til Emden. I 1998 ble også Franpipe til Dunkerque tatt i bruk. Kondensatet skipes ut fra Mongstad.	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovedforsyningsbase	Ågotnes	

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Feltet ble oppdaget i 1979 og er lokalisert omlag 65 km utenfor Kollsnes i Øygarden. Trollfeltet består av to hovedstrukturer, Troll Øst og Troll Vest. Troll Øst ligger hovedsakelig i blokkene 31/3 og 31/6, mens mesteparten av Troll Vest ligger i blokk 31/2. Det anslås at ca 2/3 av feltets utvinnbare gassreserver ligger i Troll Øst.

Trollfeltet bygges ut i flere faser. Fase 1 omfatter gassreservene på Troll Øst. Fase 2 omfatter oljereservene i Troll Vest, og fase 3 vil omfatte gassreservene i Troll Vest. Ifølge den opprinnelige utbyggingsplanen som ble vedtatt i 1986, skulle fase 1 bli bygget ut med en integrert behandlings-, bore- og boligplattform. Rettighetshaverne la våren 1990 frem en revidert plan for utbygging og drift av feltet basert på en enkel brønnhodeplattform til havs og med et landbasert behandlingsanlegg på Kollsnes i Øygarden. Myndighetene ga sin tilslutning til de reviderte planene i desember 1990. Havdybden ved Troll fase 1-plattformen er 330 meter. Landanlegget kan utvides til å behandle gassproduksjon fra utbygging av gassreservene i Troll Vest. Kondensatet sendes til Vestprosessanlegget på Mongstad.

Det er inngått avtale mellom Troll og Kvitebjørn om å ilandføre rikgassen fra Kvitebjørn til Kollsnes for videre behandling. Produksjonsstart for Kvitebjørn er planlagt til oktober 2004.



Troll Fase II

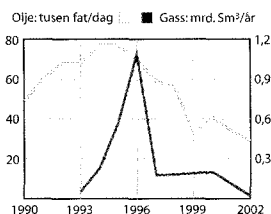
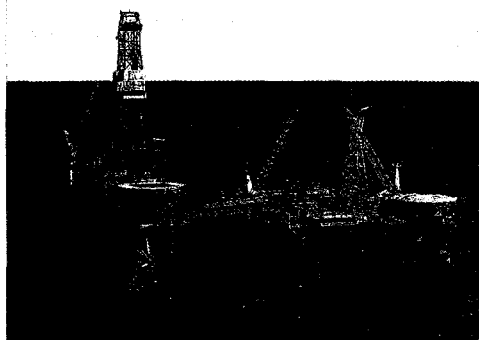
Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 31/2 - utvinningstillatelse 054. Tildelt 1979. Blokkene 31/3, 31/5 og 31/6 - utvinningstillatelse 085. Tildelt 1983.	
Fremdrift	Godkjent utbygd i Stortinget: Mai 1992 Produksjonsstart: September 1995	
Operatør	Norsk Hydro Produksjon a.s	
Rettighetshavere (avrundet til to desimaler)	Petoro AS ¹ 56,00% Statoil ASA 20,80% Norsk Hydro Produksjon a.s 9,78% A/S Norske Shell 8,10% TotalFinaElf Exploration Norge AS 3,69% Norske Conoco A/S 1,62%	
Utvinnbare reserver	Opprinnelig: Resterende pr. 31.12.01: 215,9 mill Sm ³ olje 119,5 mill Sm ³ olje Gassreservene er inkludert i Troll fase 1	
Produksjon	Forventet produksjon i 2002: Olje: 316 000 fat/dag	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 58,9 mrd 2002-kroner Pr. 31.12.01 er det investert totalt 51,4 mrd 2002-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovedforsyningsbase	Mongstad	

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Det er et tynt oljeførende lag i hele Trollfeltet, men det er kun i Troll Vest dette laget er så tykt at det er drivverdig. Oljen i Troll Vest er lokalisert i to provinser. I oljeprovinsen er de oljeførende lagene 22 til 27 meter tykke. I gassprovinsen er det et tynt oljeførende lag på 11 til 14 meter. Operatøren foretok test-produksjon i 1990 og 1991 fra de to provinsene med positivt resultat. Oljen i oljeprovinsen utvinnes ved hjelp av horisontalt borede brønner knyttet opp mot en flytende produksjonsplattform, Troll B. Det er planlagt 22 produksjonsbrønner på oljeprovinsen hvorav 18 er i drift i tillegg til en gassinjektor. Oljen blir ilandført gjennom Troll Oljerør til oljeterminalen på Mongstad. Assosiert gass blir eksportert via Troll A plattformen på Troll Øst.

Oljeproduksjonen mot Troll B plattformen fra første brønngruppe i gassprovinsen startet i november 1995. Pr. 31. desember 2001 er 29 av totalt planlagt 33 brønner mot Troll B i drift på gassprovinsen. Den flytende produksjonsplattformen Troll C ble satt i drift i slutten av oktober 1999. Den skal betjene produksjonen fra den nordlige del av gassprovinsen. Ved årsskiftet 2001/2002 er 30 av totalt 55 produksjonsbrønner satt i drift i tillegg til en vanninjektor for drift av Troll Pilot. Oljen fra Troll C ilandføres gjennom Troll Oljerør II til Mongstad. Den assosierte gassen blir eksportert via Troll A plattformen.

Uttestingen av Troll Pilot, som er et separasjonsanlegg på havbunnen, startet sommeren 2000.

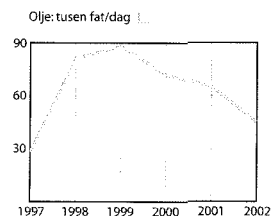


Veslefrikk

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 30/3 - utvinningsstillatelse 052, Tildelt 1979. Blokk 30/6 - utvinningsstillatelse 053, Tildelt 1979.	
Fremdrift	Godkjent utbygd i Stortinget: Juni 1987 Produksjonsstart: Desember 1989	
Operatør	Statoil ASA	
Rettighetshavere	Petoro AS ¹	37,00%
	Statoil ASA	18,00%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	18,00%
	RWE-DEA Norge AS	11,25%
	Paladin Resources Norge AS	9,00%
	Svenska Petroleum Exploration A/S	4,50%
	Norske RWE-DEA AS	2,25%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig:	Resterende pr. 31.12.01:
	54,6 mill Sm ³ olje	14,3 mill Sm ³ olje
	3,1 mrd Sm ³ gass	1,1 mrd Sm ³ gass
	1,1 mill tonn NGL	
Produksjon	Forventet produksjon i 2002: Olje: 28 000 fat/dag Gass: 0,02 mrd Sm ³	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 16,3 mrd 2002-kroner Pr. 31.12.01 er det investert totalt 14,2 mrd 2002-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovedforsyningsbase	Coast Center Base, Sotra og Florø	

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Veslefrikkfeltet ble påvist i 1981, og er bygget ut med en bunnfast brønnhodeplattform (Veslefrikk A) og en halvt nedsenkbar plattform med prosessanlegg og boligkvarter (Veslefrikk B). Havdybden ved installasjonene er 175 meter. Oljen fra Veslefrikk blir transportert til land via A-plattformen på Osebergfeltet og gjennom Oseberg Transportsystem (OTS) til råoljeterminalen på Sture i Øygarden kommune. Gassen blir transportert gjennom Statpipe. Veslefrikk B ble sommeren 1999 tatt på land for å forsterke stålunderstellet, samt å utføre nødvendige modifikasjoner for å kunne ta imot kondensat fra Huldra fra høsten 2001. Den normalt ubemannede brønnhodeplattformen på Huldrafeltet fjernstyres fra Veslefrikk B.

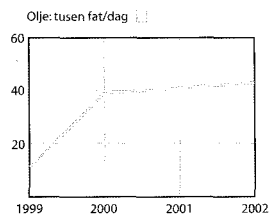
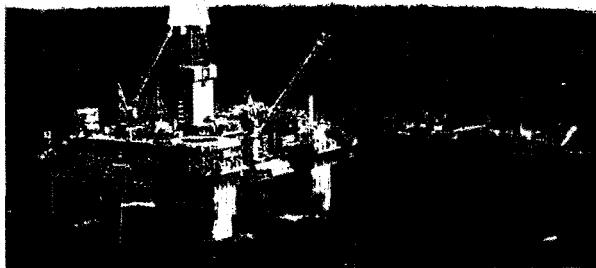


Vigdis

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 34/7 - utvinningstillatelse 089. Tildelt 1984.	
Fremdrift	Godkjent utbygd av Kongen i statsråd: Desember 1994 Produksjonsstart: Januar 1997	
Operatør	Norsk Hydro Produksjon a.s	
Rettighetshavere	Petoro AS ¹	30,00%
	Statoil ASA	28,22%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	13,28%
	Esso Expl. & Prod. Norway AS	10,50%
	Idemitsu Petroleum Norge AS	9,60%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	5,60%
	RWE-DEA Norge AS	2,80%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig:	Resterende pr. 31.12.01:
	29,8 mill Sm ³ olje	10,5 mill Sm ³ olje
	2,1 mrd Sm ³ gass	2,1 mrd Sm ³ gass
Produksjon	Forventet produksjon i 2002: Olje: 45 000 fat/dag	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 11,1 mrd 2002-kroner	
	Pr. 31.12.01 er det investert totalt 6,8 mrd 2002-kroner	

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Vigdisfeltet ble påvist i 1986 og startet å produsere i januar 1997. Vigdis, som er lokalisert mellom feltene Snorre og Gullfaks, er bygd ut med havbunnsinstallasjoner på 280 meters dyp og knyttet til Snorre, hvor behandling av petroleum finner sted. Stabil råolje overføres i en egen rørledning til Gullfaks A-plattformen, hvor oljen lagres og lastes i tankskip. I forbindelse med Norsk Hydros overtakelse av Saga Petroleum, ble det bestemt at Statoil skal overta operatørskapet for Vigdisfeltet fra 1. juli 2003 (senere endret til 1. januar 2003).



Visund

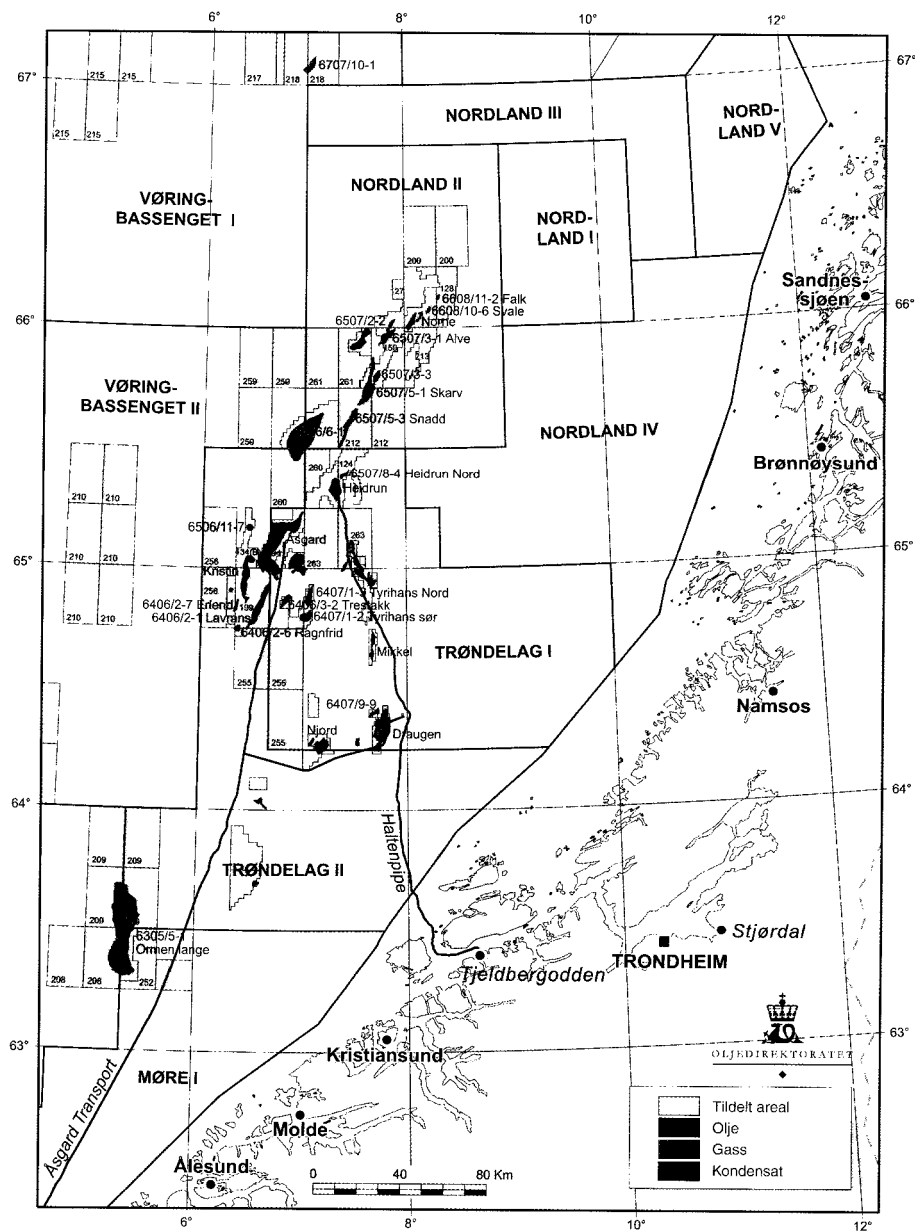
Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 34/8 - utvinningstillatelse 120. Tildelt 1985.	
Fremdrift	Godkjent utbygd i Stortinget: Mars 1996 Produksjonsstart: April 1999	
Operatør	Norsk Hydro Produksjon a.s	
Rettighetshavere	Statoil ASA	32,9%
	Petoro AS ¹	30,0%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	20,3%
	Norske Conoco A/S	9,1%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	7,7%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig:	Resterende pr. 31.12.01:
	42,9 mill Sm ³ olje	37,5 mill Sm ³ olje
	50,5 mill Sm ³ gass	50,5 mill Sm ³ gass
	5,1 mill tonn NGL	5,1 mill tonn NGL
Produksjon	Forventet produksjon i 2002: Olje: 43 000 fat/dag	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 17,2 mrd 2002-kroner Pr. 31.12.01 er det investert totalt 13,3 mrd 2002-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovedforsyningsbase	Florø	

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Visundfeltet ble påvist i 1986. Feltet er lokalisert øst for Snørrefeltet. Visund er bygget ut med en flytende integrert bolig-, bore-, og prosesseringsplattform i stål. Oljen transporteres i rør til Gullfaks A for lagring og utskipning. Oppstart av gassfasen ved Visundfeltet er planlagt i 2005. Plan for utbygging og drift og plan for anlegg og drift i forbindelse med Visund gassseksport er planlagt overlevert myndighetene i løpet av 2002.

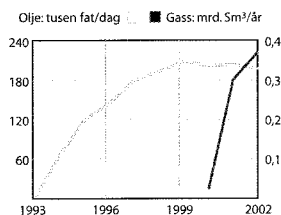
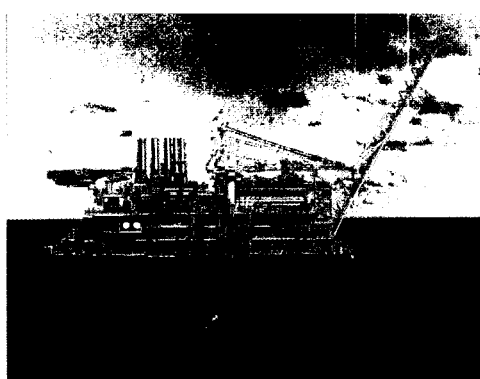
I forbindelse med Norsk Hydros overtakelse av Saga Petroleum, ble det bestemt at Statoil skal overta operatørskapet for Visundfeltet fra 1. juli 2003 (senere endret til 1. januar 2003).

14



Norskehavet

Norskehavet ble åpnet for letevirksomhet i forbindelse med 5. konsesjonsrunde i 1979. Oljefeltet Draugen ble som første felt på Haltenbanken besluttet utbygd høsten 1988, og produksjonen startet i oktober 1993. I ettertid har også feltene Heidrun, Njord, Norne og Åsgard kommet i produksjon. I 2001 ble plan for utbygging og drift (PUD) godkjent for feltene Kristin og Mikkell. I 2001 kom ca ¼ av norsk oljeproduksjon fra Norskehavet. Området har også store gassressurser.



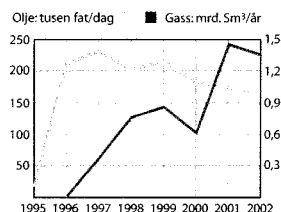
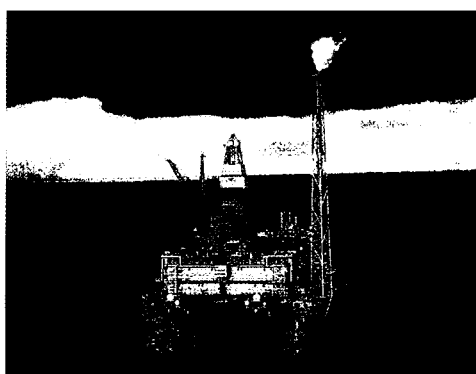
94

Draugen

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 6407/9 - utvinningstillatelse 093. Tildelt 1984.	
Fremdrift	Godkjent utbygd i Stortinget: Desember 1988 Produksjonsstart: Oktober 1993	
Operatør	A/S Norske Shell	
Rettighetshavere	Petoro AS ¹	47,88%
	A/S Norske Shell	26,20%
	BP Norge AS	18,36%
	Norsk Chevron AS	7,56%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig:	Resterende pr. 31.12.01:
	137,0 mill Sm ³ olje	60,2 mill Sm ³ olje
	7,4 mrd Sm ³ gass	7,1 mrd Sm ³ gass
	2,0 mill tonn NGL	1,6 mill tonn NGL
Produksjon	Forventet produksjon i 2002: Olje: 197 000 fat/dag Gass: 0,37 mrd Sm ³ NGL: 0,376 mill tonn	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 23,7 mrd 2002-kroner Pr. 31.12.01 er det investert totalt 22,5 mrd 2002-kroner	
Driftsorganisasjon	Kristiansund	
Hovedforsyningsbase	Kristiansund	

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Draugenfeltet ble påvist i 1984. Feltet er bygd ut med en bunnfast betonginnretning (monosokkel) med integrert dekk og står på 251 meters havdyp. Feltet produserer i dag fra seks horisontale plattformbrønner. Reserveene i feltet består hovedsakelig av olje. Den assosierte gassen skipes til Kårstø gjennom en rørledning som er knyttet opp til Åsgard Transport. To rørledninger forbinder plattformen med en flytende lastebøye, og oljen bøye-lastes ute på feltet. Garn Vest, som er et eget avgrenset oljeområde i Draugenfeltet ble bygd ut og satt i produksjon i 2001. Garn Vest består av to undervannsbrønner som er knyttet opp via en fleksibel rørledning til plattformen. I tillegg vil et annet tilsvarende område, Rogn Sør, bli utbygd og satt i produksjon via Garn Vest i løpet av 2002.

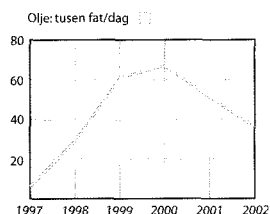
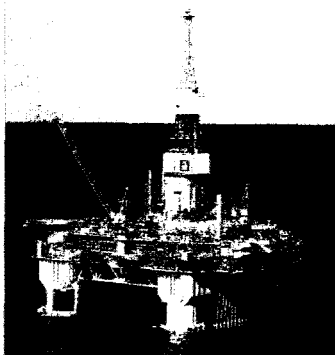


Heidrun

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 6507/7 - utvinningstillatelse 095. Tildelt 1984. Blokk 6507/8 - utvinningstillatelse 124. Tildelt 1986.	
Fremdrift	Godkjent utbygd i Stortinget: Mai 1991 Produksjonsstart: Oktober 1995	
Operatør	Statoil ASA	
Rettighetshavere	Petoro AS ¹	58,16%
(avrundet til to desimaler)	Norske Conoco A/S	24,29%
	Statoil ASA	12,43%
	Fortum Petroleum AS	5,12%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig: 178,0 mill Sm ³ olje 28,2 mrd Sm ³ gass 1,2 mill tonn NGL	Resterende pr. 31.12.01: 106,4 mill Sm ³ olje 24,7 mrd Sm ³ gass 1,1 mill tonn NGL
Produksjon	Forventet produksjon i 2002: Olje: 167 000 fat/dag Gass: 1,35 mrd Sm ³ NGL: 0,1 mill tonn	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 56,3 mrd 2002-kroner Pr. 31.12.01 er det investert totalt 46,0 mrd 2002-kroner	
Driftsorganisasjon	Stjørdal	
Hovedforsyningsbase	Kristiansund	

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Heidrunfeltet ble påvist i 1985. Feltet er lokalisert på Haltenbanken utenfor Midt-Norge. Havdypet er ca 350 meter. Revidert plan for utbygging og drift av Heidrunfeltet ble oversendt myndighetene i desember 1989. På grunnlag av denne planen godkjente regjeringen utbygging av feltet. Feltet er bygd ut med en strekkstagsplattform i betong (TLP - Tension Leg Platform). Heidruns nordlige segmenter bygges ut med havbunnsinstallasjoner for en innfasing av ressursene i nordområdet. Den assosierte gassen fra Heidrun blir sendt i egen rørledning (Haltenpipe) til Tjeldbergodden hvor gassen benyttes til fremstilling av metanol. Heidrun Gasseksport knytter Heidrun opp mot Åsgard Transport for eksport av gass til Kårstø.



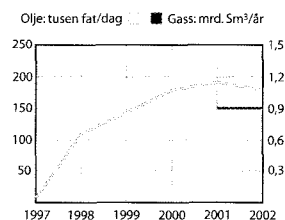
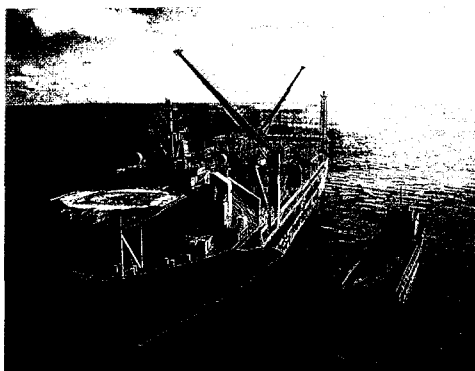
14

Njord

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 6407/7 - utvinningstillatelse 107. Tildelt 1985. Blokk 6407/10 - utvinningstillatelse 132. Tildelt 1987.	
Fremdrift	Godkjent utbygd i Stortinget: Juni 1995 Produksjonsstart: September 1997	
Operatør	Norsk Hydro Produksjon a.s	
Rettighetshavere	Norsk Hydro Produksjon a.s Gaz de France Norge AS Mobil Development Norway A/S Norske Conoco A/S Paladin Resources Norge AS Petoro AS ¹	22,5% 20,0% 20,0% 15,0% 15,0% 7,5%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig: 23,7 mill Sm ³ olje	Resterende pr. 31.12.01: 11,3 mill Sm ³ olje
Produksjon	Forventet produksjon i 2002: Olje: 36 000 fat/dag	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 11,1 mrd 2002-kroner Pr. 31.12.01 er det investert totalt 9,6 mrd 2002-kroner	
Driftsorganisasjon	Kristiansund	
Hovedforsyningsbase	Kristiansund	

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Njord ble påvist i 1986 og ligger ca 30 kilometer vest for Draugen i Norskehavet. Havdypet i området er 330 meter. Feltet er bygget ut med en halvt nedsenkbar bore-, bolig- og produksjonsplattform i stål. Produksjonen på Njord kom i gang i september 1997. Undervannsbrønnene er knyttet opp til produksjonsplattformen, og oljen lagres i et eget lagerskip, Njord B, som ligger 2,5 km fra produksjonsplattformen. Oljen overføres i rørledning, og kraft overføres i kraftkabel fra plattformen. Oljen lastes over i tankskip for transport til markedet. Njord B er normalt fjernstyrt fra plattformen Njord A, bortsett fra under losseoperasjoner og vedlikeholdskampanjer.

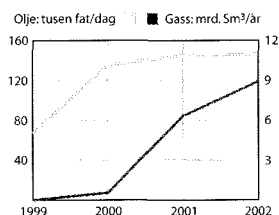
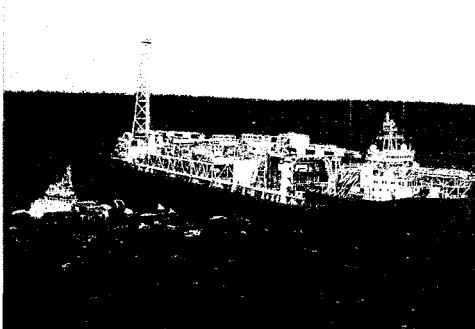


Norne

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 6608/10 - utvinningstillatelse 128. Tildelt 1986. Blokk 6508/1 - utvinningstillatelse 128B. Tildelt 1998.	
Fremdrift	Godkjent utbygd i Stortinget: Mars 1995 Produksjonsstart: November 1997	
Operatør	Statoil ASA	
Rettighetshavere	Petoro AS ¹ 54,0% Statoil ASA 25,0% Norsk Hydro Produksjon a.s 8,1% Norsk Agip A/S 6,9% Enterprise Oil Norge AS 6,0%	
Utvinnbare reserver	Opprinnelig: 84,8 mill Sm ³ olje 13,5 mrd Sm ³ gass 1,3 mill tonn NGL	Resterende pr. 31.12.01: 47,9 mill Sm ³ olje 12,5 mrd Sm ³ gass 1,2 mill tonn NGL
Produksjon	Forventet produksjon i 2002: Olje: 179 000 fat/dag Gass: 0,9 mrd Sm ³ NGL: 0,086 mill tonn	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 16,2 mrd 2002-kroner Pr. 31.12.01 er det investert totalt 13,4 mrd 2002-kroner	
Driftsorganisasjon	Harstad	
Hovedforsyningsbase	Sandnessjøen	

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Norne er lokalisert ca 80 km nord for Heidrunfeltet, og ca 200 km fra Helgelandskysten på 380 meters havdyp. Feltet er bygget ut med et produksjons- og lagerskip tilknyttet brønnrammer på havbunnen. Fleksible stigerør fører brønnstrømmen til skipet, og skipet dreier rundt en sylinderformet dreieskive som er forankret til havbunnen. Skipet har prosessanlegg på dekk, og lagertanker for olje. Tankskip kan knytte seg til akterpartiet på produksjonsskipet og laste olje. Norne har behov for å eksportere den produserte gassen, og har derfor bygget et gassrør som knytter Norne til Åsgard Transport.



14

Åsgard

Blokk og utvinningstillatelse

Blokk 6407/2 - utvinningstillatelse 074. Tildelt 1982.
 Blokk 6407/3 - utvinningstillatelse 237. Tildelt 1998.
 Blokk 6506/11- utvinningstillatelse 134. Tildelt 1987.
 Blokk 6506/12 - utvinningstillatelse 094. Tildelt 1984.
 Blokk 6507/11 - utvinningstillatelse 062. Tildelt 1981.

Fremdrift

Godkjent utbygd av Stortinget: Juni 1996
 Produksjonsstart: 1999/2000

Operatør

Statoil ASA

Rettighetshavere

Petoro AS ¹	35,50%
Statoil ASA	25,00%
Norsk Hydro Produksjon a.s	9,60%
Norsk Agip A/S	7,90%
TotalFinaElf Exploration Norge AS	7,65%
Mobil Development Norway A/S	7,35%
Fortum Petroleum AS	7,00%

Utvinnbare reserver

Opprinnelig:	Resterende pr. 31.12.01:
71,4 mill Sm ³ olje	51,3 mill Sm ³ olje
190,7 mrd Sm ³ gass	186,4 mrd Sm ³ gass
27,6 mill tonn NGL	27,0 mill tonn NGL
42,0 mill Sm ³ kondensat	41,1 mill Sm ³ kondensat

Produksjon

Forventet produksjon i 2002:
 Olje: 146 000 fat/dag Gass: 8,9 mrd Sm³ NGL: 1,12 mill tonn
 Kondensat: 3,97 mill Sm³

Investeringer

Totale investeringer vil ventelig bli 55,2 mrd 2002-kroner
 Pr. 31.12.01 er det investert totalt 50,6 mrd 2002-kroner

Driftsorganisasjon

Stjørdal

Hovedforsyningsbase

Kristiansund

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Åsgard består av forekomstene Midgard, Smørbukk og Smørbukk Sør. Forekomstene ble påvist henholdsvis i 1981, 1984 og 1985. Havdypet er om lag 240-300 meter. Åsgard er bygget ut med et produksjonsskip (Åsgard A) for olje- og kondensatproduksjon med produksjonsstart mai 1999. Gassen produseres fra en flytende plattform (Åsgard B) med produksjonsstart oktober 2000. Rikgass transporteres gjennom rørledningen Åsgard Transport for prosessering / fraksjonering av våtgasskomponentene i gassbehandlingsanlegg på Kårstø. Tørrgassen transporteres videre fra Kårstø til kontinentet gjennom rørledningen Europipe II.

Felt der produksjonen er avsluttet

Følgende felt har pr. 31.12.2001 avsluttet produksjonen.

Albuskjell

Blokk	1/6 og 2/4
Godkjent utbygd	1975
Avslutningsplan/ Disponering	Avslutningsplan godkjent ved kgl.res. 21. desember 2001, samt St.meld. nr. 47 (1999-2000).
Produksjonsstart	1979
Produksjonsslutt	1998
Total produksjon ila. feltets levetid	Olje: 7,4 mill Sm ³ Gass: 15,5 mrd Sm ³ NGL: 1,0 mill tonn

Cod

Blokk	7/11
Godkjent utbygd	1973
Avslutningsplan/ Disponering	Avslutningsplan godkjent ved kgl.res. 21. desember 2001, samt St.meld. nr. 47 (1999-2000)
Produksjonsstart	1977
Produksjonsslutt	1998
Total produksjon ila. feltets levetid	Olje: 2,9 mill Sm ³ Gass: 7,3 mrd Sm ³ NGL: 0,5 mill tonn

Edda

Blokk	2/7
Godkjent utbygd	1975
Avslutningsplan/ Disponering	Avslutningsplan godkjent ved kgl.res. 21. desember 2001, samt St.meld. nr. 47 (1999-2000)
Produksjonsstart	1979
Produksjonsslutt	1998
Total produksjon ila. feltets levetid	Olje: 4,8 mill Sm ³ Gass: 2,0 mrd Sm ³ NGL: 0,2 mill tonn

Frøy

Blokk	25/2 og 25/5
Godkjent utbygd	1992
Avslutningsplan/ Disponering	Avslutningsplan godkjent ved kgl.res. av 29. mai 2001, samt St.meld. nr. 47 (1999-2000)
Produksjonsstart	1995
Produksjonsslutt	2001
Total produksjon ila. feltets levetid	Olje: 5,6 mill Sm ³ Gass: 1,6 mrd Sm ³ Kondensat: 0,1 mill Sm ³

Lille-Frigg

Blokk	25/2
Godkjent utbygd	1991
Avslutningsplan/ Disponering	St.prp. nr. 53 (1999-2000) og St.meld. nr. 47 (1999-2000)
Produksjonsstart	1994
Produksjonsslutt	1999
Total produksjon ila. feltets levetid	Gass: 2,2 mrd Sm ³ Olje: 1,3 mill Sm ³

Mime

Blokk	7/11
Godkjent utbygd	1992
Avslutningsplan/ Disponering	St.prp. nr. 15 (1996-1997) og St.meld. nr. 47 (1999-2000)
Produksjonsstart	1990
Produksjonsslutt	1993
Total produksjon ila. feltets levetid	Olje: 0,4 mill Sm ³ Gass: 0,1 mrd Sm ³

Nordøst Frigg

Blokk	25/1 og 30/10
Godkjent utbygd	1980
Avslutningsplan/ Disponering	St.prp. nr. 36 (1994-95)
Produksjonsstart	1983
Produksjonsslutt	1993
Total produksjon ila. feltets levetid	Gass: 11,6 mrd Sm ³ NGL: 0,04 mill tonn

Odin

Blokk	30/10
Godkjent utbygd	1980
Avslutningsplan/ Disponering	St.prp. nr. 50 (1995-1996) og St.meld. nr 47 (1999-2000)
Produksjonsstart	1984
Produksjonsslutt	1994
Total produksjon ila. feltets levetid	Gass: 27,3 mrd Sm ³

Tommeliten Gamma

Blokk	1/9
Godkjent utbygd	1986
Avslutningsplan/ Disponering	St.prp. nr. 53 (1999-2000) og St.meld. nr. 47 (1999-2000)
Produksjonsstart	1988
Produksjonsslutt	1998
Total produksjon ila. feltets levetid	Olje: 3,9 mill Sm ³ Gass: 9,7 mrd Sm ³ NGL: 0,6 mill tonn

Vest Ekofisk

Blokk	2/4
Godkjent utbygd	1973
Avslutningsplan/ Disponering	Avslutningsplan godkjent ved kgl.res. 21. desember 2001, samt St.meld. nr. 47 (1999-2000)
Produksjonsstart	1977
Produksjonsslutt	1998
Total produksjon ila. feltets levetid	Olje: 12,2 mill Sm ³ Gass: 26,0 mrd Sm ³ NGL: 1,4 mill tonn

Yme

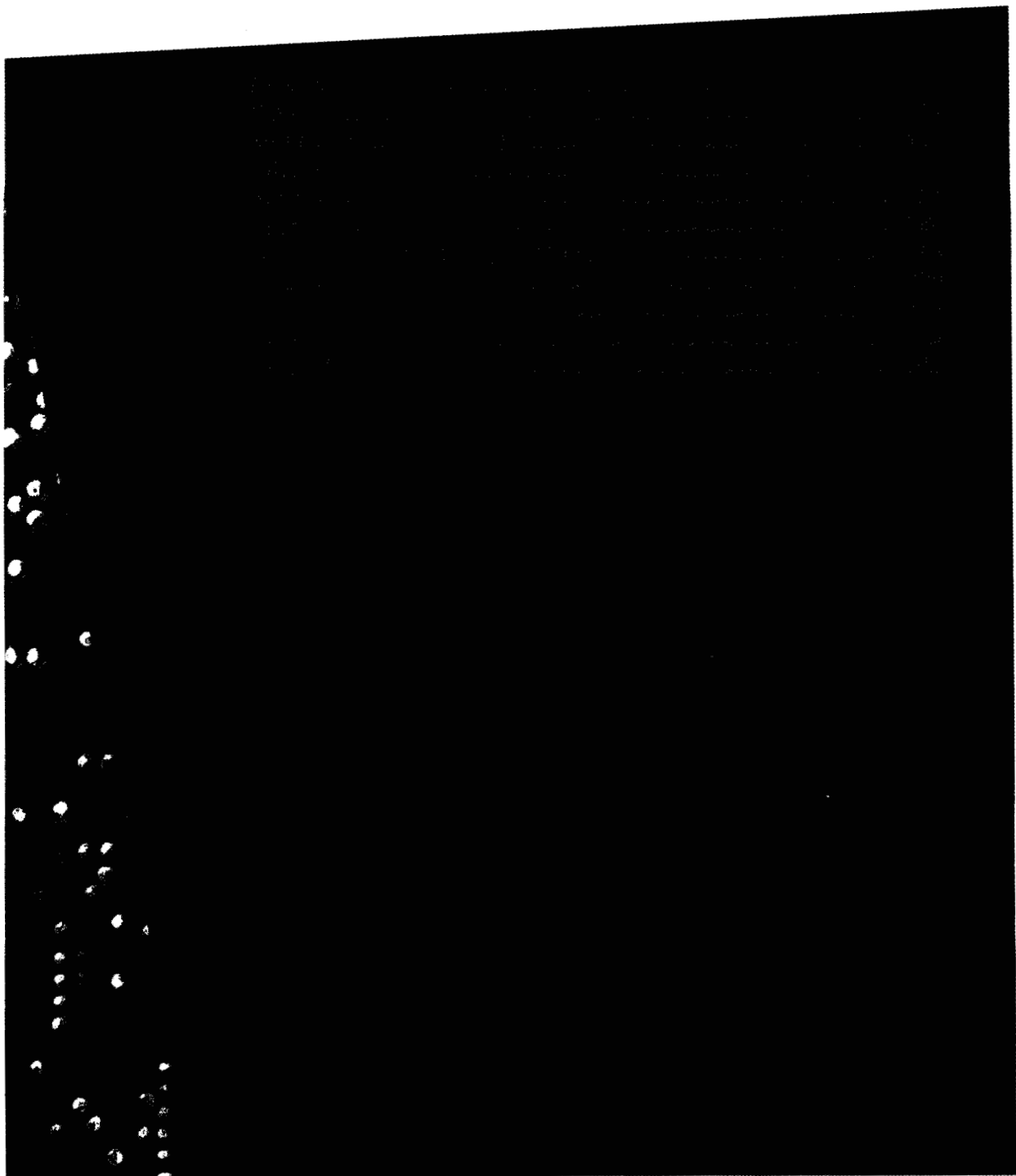
Blokk	9/1, 9/2, og 9/5
Godkjent utbygd	1995
Avslutningsplan/ Disponering	Avslutningsplan godkjent ved kgl.res. 4. mai 2001.
Produksjonsstart	1996
Produksjonsslutt	2001
Total produksjon ila. feltets levetid	Olje: 7,9 mill Sm ³

Øst Frigg

Blokk	25/1 og 25/2
Godkjent utbygd	1984
Avslutningsplan/ Disponering	St.prp. nr. 8 (1998-1999) og St.meld. nr. 47 (1999-2000)
Produksjonsstart	1988
Produksjonsslutt	1997
Total produksjon ila. feltets levetid	Gass: 9,2 mrd Sm ³ Kondensat: 0,1 mill Sm ³

15 Felt og prosjekt under utbygging

Prosjektene som er i gang i Norge, er i stor grad avhengig av et godt samarbeid mellom stat og næringslivet. Det er derfor viktig at staten har en tydelig rolle i å støtte opp under prosjektene. Dette kan gjøres på mange måter, for eksempel ved å gi subsidier eller ved å etablere offentlige prosjekter. Det er også viktig at staten har en tydelig rolle i å regulere prosjektene, for eksempel ved å sette rammebetingelser for utbyggingen. Dette kan gjøres på mange måter, for eksempel ved å etablere lover og forskrifter, eller ved å gi tillatelser til utbyggingen. Det er derfor viktig at staten har en tydelig rolle i å støtte opp under prosjektene, og at staten har en tydelig rolle i å regulere prosjektene.



Fram Vest

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 35/11 - utvinningstillatelse 090. Tildelt 1984.	
Fremdrift	Godkjent utbygd av Kongen i statsråd: Mars 2001 Planlagt produksjonsstart: Oktober 2003	
Operatør	Norsk Hydro Produksjon a.s	
Rettighetshavere	Norsk Hydro Produksjon a.s	25%
	Mobil Development Norway AS	25%
	Statoil ASA	20%
	Gaz de France Norge AS	15%
	Idemitsu Petroleum Norge AS	15%
Utvinnbare reserver	Olje: 16,1 mill Sm ³ Gass: 3,6 mrd Sm ³ NGL: 0,1 mill tonn	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 4,3 mrd 2002-kroner.	

Fram Vest ligger i den nordlige delen av Nordsjøen om lag 22 km nord for Troll C plattformen. Utbyggingen av Fram Vest omfatter ett reservoar i Fram/Gjøa-området. Fram Vest bygges ut med to havbunnsinnretninger som knyttes opp mot Troll C. På Troll C vil gass bli skilt fra væsken og, i den første fasen, injisert tilbake i Fram Vest-reservoaret. Senere vil gassen bli eksportert via Troll A til Kollsnes. Oljen vil bli transportert til Mongstad gjennom Troll oljerør II. I driftsfasen vil Fram Vest inngå som en integrert del av driften ved Troll C, som også er operert av Norsk Hydro.

Grane

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 25/11 - utvinningstillatelse 001. Tildelt 1965. Blokk 25/11 - utvinningstillatelse 169 B1. Tildelt 2000. Blokk 25/11 - utvinningstillatelse 169 B2. Tildelt 2000.	
Fremdrift	Godkjent utbygd i Stortinget: Juni 2000 Planlagt produksjonsstart: 4. kvartal 2003	
Operatør	Norsk Hydro Produksjon a.s	
Rettighetshavere	Norsk Hydro Produksjon a.s	38,0%
	Petoro AS ¹	30,0%
	Esso Expl. & Prod. Norway AS	25,6%
	Norske Conoco A/S	6,4%
Utvinnbare reserver	Olje: 120 mill Sm ³	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 14,4 mrd 2002-kroner	

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Grane ble påvist i 1991 og ligger øst for Balder i Nordsjøen. Havdybden er 127 meter. Planlagt produksjonsstart er høsten 2003, med platånivå i perioden 2005-2009 på i overkant av 200 000 fat olje per dag. Oljen i Grane er tung og komplisert å utvinne. Feltet bygges ut med en integrert bore-, bolig- og produksjonsplattform. Oljen skal fraktes gjennom Grane oljerør til Stureterminalen for lagring, måling og utskipning. Det legges opp til bruk av naturgass som drivmekanisme for oljeproduksjonen. Feltet inneholder svært lite gass, og må forsynes med naturgass fra andre kilder. Det vil derfor bli lagt et gassrør mellom Grane- og Heimdal-plattformene.

Kristin (Haltenbanken Vest)

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 6506/11 - utvinningstillatelse 134B. Tildelt 2000. Blokk 6406/2 - utvinningstillatelse 199. Tildelt 1993. Blokk 6406/1 og 6406/5 - utvinningstillatelse 257. Tildelt 2000.	
Fremdrift	Godkjent utbygd i Stortinget: Desember 2001 Planlagt produksjonsstart: Oktober 2005	
Operatør	Statoil ASA	
Rettighetshavere	Statoil ASA	46,6 %
	Petoro AS ¹	18,9 %
	Norsk Hydro Produksjon a.s	12,0 %
	Mobil Development Norway A/S	10,5 %
	Norsk Agip A/S	9,0 %
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	3,0 %
Ressurser (Kristin)	Gass: 34,9 mrd Sm ³ NGL: 8,5 mill tonn Kondensat: 34,6 mill Sm ³	
Investeringer (Kristin)	Totale investeringer vil ventelig bli 16,3 mrd 2002-kroner	

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Haltenbanken Vest omfatter utvinningstillatelsene som Kristinfeltet og funnene Lavrans, Erlend, Morvin og Ragnfrid ligger i. Kristin ble påvist i 1997 og ligger ca 20 km sydvest for Åsgard. Plan for utbygging og drift ble godkjent desember 2001. Feltet er planlagt utbygd med et produksjonsanlegg under vann med brønnstrømovertføring til en halvt nedsenkbar flytende produksjonsplattform (semi-plattform). Rikgassen planlegges transportert gjennom rørledningen Åsgard Transport til Kårstø for utskilling av våtgasskomponentene. Kondensatet planlegges transportert i rør til Åsgard C lastebøye for lagring og utskipning med skytteltanker.

Kvitebjørn

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 34/11 - utvinningstillatelse 193. Tildelt 1993.	
Fremdrift	Godkjent utbygd i Stortinget: Juni 2000 Planlagt produksjonsstart: Oktober 2004	
Operatør	Statoil ASA	
Rettighetshavere	Statoil ASA	50%
	Petoro AS ¹	30%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	15%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	5%
Utvinnbare reserver	Gass: 54,2 mrd Sm ³ NGL: 0,5 mill tonn Kondensat: 20,6 mill Sm ³	
Investeringer	Investeringer i felt og rørledninger er anslått til 9,1 mrd 2002-kroner	

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Kvitebjørn ble påvist i 1994 og ligger sørøst for Gullfaksfeltet. Feltet bygges ut med en bunnfast produksjonsplattform med borepakke, prosessanlegg og boligmodul. Dekksanlegget fabrikeres ved ABB i Haugesund, boligmodulen ved Leirvik Sveis, boreanlegget ved Heerema Tønsberg og stålunderstellet ved Aker Verdal. Plattformen sammenstilles offshore våren 2003. Alle produksjonsbrønnene bores fra plattformen. Fire av i alt 11 gassprodusenter planlegges klare til oppstart i oktober 2004. Kvitebjørn er dimensjonert for daglig produksjon av 20,7 mill. Sm³ rikgass og 10 000 Sm³ kondensat. Rikgass transporteres gjennom ny rørledning til Kollsnes for videre prosessering og eksport. Stabilt kondensat transporteres i ny rørledning, Kvitebjørn Oljerør via Troll oljerør II til råoljeterminalen på Mongstad.

Mikkel

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 6407/6 - utvinningstillatelse 092. Tildelt 1984. Blokk 6407/5 - utvinningstillatelse 121. Tildelt 1986.	
Fremdrift	Godkjent utbygd av Kongen i statsråd: September 2001 Planlagt produksjonsstart: Oktober 2003	
Operatør	Statoil ASA	
Rettighetshavere	Statoil ASA	56,52%
	Mobil Development Norway A/S	33,48%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	10,00%
Ressurser	Gass: 19,8 mrd Sm ³ NGL: 4,2 mill tonn Kondensat: 5,5 mill Sm ³	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 2,5 mrd 2002-kroner	

Mikkel ble påvist i 1987. Funnet ligger på Haltenbanken øst, ca 40 km sør for Åsgard (Midgard) og 40 km nord for Draugen. Havdypet er 220 meter. Plan for utbygging og drift ble godkjent i september 2001. Feltet planlegges utbygd som en undervannsutbygging med oppkobling til Åsgard B via Midgard. Undervannsutbyggingen vil bestå av to brønnrammer og fire havbunnsbrønner. På Åsgard B vil kondensatet bli skilt fra gassen. Fra Åsgard B vil rikgassen bli transportert i rørledningen Åsgard Transport til Kårstø for utskilling av våtgasskomponentene. Det utskilte kondensatet vil bli stabilisert på Åsgard B, og lagret og skipet fra feltet sammen med Åsgards eget kondensat.

Sigyn

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 16/7 - utvinningstillatelse 072. Tildelt 1981.	
Fremdrift	Godkjent utbygd av Kongen i statsråd: August 2001 Planlagt produksjonsstart: 1. kvartal 2003	
Operatør	Esso Expl. & Prod. Norway AS	
Rettighetshavere	Statoil ASA	50%
	Esso Expl. & Prod. Norway AS	40%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	10%
Ressurser	Gass: 5,3 mrd Sm ³ NGL: 1,5 mill tonn Kondensat: 3,0 mill Sm ³	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 3,1 mrd 2002-kroner	

Sigyn ble påvist i 1982 og ligger i Sleipnerområdet. Havdypet er ca 70 meter. Feltet er planlagt utbygd som en faset undervannsutbygging knyttet opp mot Sleipner A-plattformen. Etter at produksjonen fra Sigyn er ført til Sleipner A, vil gassen fra feltet bli eksportert via tørrgasssystemet på Sleipner. Kondensat fra Sigyn vil bli transportert via Sleipner-kondensatrør til Kårstø.

Snøhvit (inkl. Albatross og Askeladd)

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 7120/5 og blokk 7121/5 - utvinningstillatelse 110. Tildelt 1985. Blokk 7120/6 - utvinningstillatelse 097. Tildelt 1984. Blokk 7120/7 - utvinningstillatelse 077. Tildelt 1982. Blokk 7120/8 - utvinningstillatelse 064. Tildelt 1981. Blokk 7120/9 - utvinningstillatelse 078. Tildelt 1982. Blokk 7121/4 - utvinningstillatelse 099. Tildelt 1984. Blokk 7121/7 - utvinningstillatelse 100. Tildelt 1984.	
Fremdrift	Godkjent utbygd i Stortinget 7. mars 2002 Planlagt produksjonsstart 2006	
Operatør	Statoil ASA	
Rettighetshavere	Petoro AS ¹	30,00%
	Statoil ASA	22,29%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	18,40%
	Gaz de France Norge AS	12,00%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	10,00%
	Amerada Hess Norge AS	3,26%
	RWE-DEA Norge AS	2,81%
	Svenska Petroleum Exploration AS	1,24%
Utvinnbare reserver	Gass: 163,5 mrd Sm ³ NGL: 5,1 mill tonn Kondensat: 18,1 mill Sm ³	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 40 mrd 2001 - kroner.	

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Snøhvit ble påvist i 1984 og ligger ca 140 km nordvest for Hammerfest. Snøhvit består av funnene Snøhvit, Askeladd og Albatross. Operatørens planlagte utbyggingsløsning er basert på havbunnsinnretninger hvor gass og kondensat sendes i rørledning til Melkøya like utenfor Hammerfest. På Melkøya vil gassen bli prosessert og konvertert til flytende form (LNG), og sendes til markedet i spesialbygde skip. Oppstart av gassproduksjonen er planlagt til 2006.

Tune

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 30/5 - utvinningstillatelse 034. Tildelt 1969. Blokk 30/6 - utvinningstillatelse 053. Tildelt 1979. Blokk 30/8 - utvinningstillatelse 190. Tildelt 1993.
Fremdrift	Godkjent utbygd av Kongen i statsråd: Desember 1999 Planlagt produksjonsstart: 1. oktober 2002
Operatør	Norsk Hydro Produksjon a.s
Rettighetshavere	Petoro AS ¹ 40% Norsk Hydro Produksjon a.s 40% TotalFinaElf Exploration Norge AS 20%
Utvinnbare reserver	Olje: 6,1 mill Sm ³ Gass: 22,9 mrd Sm ³ NGL: 0,1 mill tonn
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 4,0 mrd 2002-kroner.

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Tune ble påvist i 1995. Feltet er et gass- og gasskondensatfelt beliggende ca 10 km vest for Oseberg feltsenter. Reservene ligger i all hovedsak i utvinningstillatelse 190, men noe strekker seg også over i utvinningstillatelse 034 og 053. Utvinningstillatelse 034 og 190 har samme eiersammensetning, og Tuneeierne har kjøpt produksjonsrettighetene for de reserver som strekker seg inn i tillatelse 053. Fase 1 av utbyggingen er fire produksjonsbrønner fra en undervannsinstallasjon sentralt plassert på feltet knyttet opp til Oseberg D plattformen gjennom to stk. 12" rørledninger og en servicelinje. På Oseberg D er det bygget en Tune mottaksmodul. Tunekondensatet stabiliseres på Oseberg feltsenter og transporteres til Sture gjennom OTS. Tunegassen injiseres i Osebergfeltet, mens Tunefeltets rettighetshavere får tilbakelevert salgsgass fra Oseberg Unit ved innløpet til OGT.

Vale

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 25/4 - utvinningstillatelse 036. Tildelt 1971.
Fremdrift	Godkjent utbygd av Kronprinsregenten i statsråd: Mars 2001 Planlagt produksjonsstart: Våren 2002
Operatør	Norsk Hydro Produksjon a.s
Rettighetshavere (avrundet til to desimaler)	Marathon Petroleum Norge A/S 46,90% Norsk Hydro Produksjon a.s 28,53% TotalFinaElf Exploration Norge AS 24,24% AS Ugland Rederi 0,32%
Ressurser	Olje: 3,0 mill Sm ³ Gass: 2,3 mrd Sm ³
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 1,2 mrd 2002-kroner.

Vale ble påvist i 1991 og ligger 16 km nord for Heimdal. Vale er en undervannsutbygging knyttet opp mot Heimdalplattformen. Undervannsutbyggingen består av en brønn, en produksjonsramme og en 16,5 km lang rørledning til Heimdalplattformen. Behandling av brønnstrømmen vil bli foretatt på Heimdalplattformen og vil gjøre bruk av eksisterende rørledningssystemer for eksport fra Heimdal.

Valhall Flanker

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 2/8 - utvinningstillatelse 006B. Fradelt 2000. Blokk 2/11 - utvinningstillatelse 033B. Fradelt 2001.	
Fremdrift	Godkjent utbygd av Kongen i statsråd: November 2001 Planlagt produksjonsstart: 1. kvartal 2003	
Operatør	BP Norge AS	
Rettighetshavere (avrundet til to desimaler)	BP Norge AS	28,09%
	Amerada Hess Norge AS	28,09%
	Enterprise Oil Norge AS	28,09%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	15,72%
Utvinnbare reserver	Jf. kapittel 14 (Valhall) Flankeprosjektet forventes å øke utvinningsgraden fra Valhall til 42%. Dette innebærer at produksjonen fra feltet vil øke med i størrelses- orden 20 mill Sm ³ oljeekvivalenter i perioden frem mot 2028.	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 4,4 mrd 2002-kroner.	

Grunnet bl.a. innsynkning av havbunnen har det vist seg vanskelig å drenere randsonene av Valhallfeltet fra eksisterende installasjoner. Rettighetshaverne ønsker derfor å utplassere to ubemannede plattformer på feltets flanker. Dette vil bidra til at boring og drenering kan gjennomføres billigere, raskere og mer effektivt. Sør-flanken er under utbygging og produksjonstart er planlagt tidlig i 2003.

Valhall Vanninjeksjon

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 2/8 - utvinningstillatelse 006B. Fradelt 2000. Blokk 2/11 - utvinningstillatelse 033B. Fradelt 2001.	
Fremdrift	Godkjent utbygd av Kongen i statsråd: September 2000 Planlagt produksjonsstart: Januar 2003	
Operatør	BP Norge AS	
Rettighetshavere (avrundet til to desimaler)	BP Norge AS	28,09%
	Amerada Hess Norge AS	28,09%
	Enterprise Oil Norge AS	28,09%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	15,72%
Utvinnbare reserver	Jf. kapittel 14 (Valhall) Vanninjeksjon forventes å øke utvinningsgraden for olje i feltet fra 31% til 38%. Dette innebærer økt oljeproduksjon på i størrelses orden 29 mill Sm ³ olje.	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 5,2 mrd 2002 -kroner.	

Vanninjeksjonsprosjektet på Valhallfeltet innebærer at det bygges en plattform i tilknytning til den eksisterende brønnhodeplattformen. Det planlegges å bore 14 brønner for vanninjeksjon og en ekstra produksjonsbrønn i tillegg til syv ekstra produksjonsbrønner som allerede var planlagt boret for rettighetshaverne besluttet å investere i vanninjeksjon.

16

Fremtidige utbygginger

2/12-1 Freja

Blokk og utvinnings-tillatelse.	Blokk 2/12 - utvinningstillatelse 113. Tildelt 1985		
Operatør	Amerada Hess Norge AS		
Rettighetshavere	Amerada Hess Norge AS		50%
	Statoil ASA		30%
	DONG Norge AS		20%
Ressurser	Olje: 2,4 mill Sm ³ Gass: 0,4 mrd Sm ³ NGL: 0,1 mill tonn		

Freja ble påvist i 1987 og er lokalisert øst for Valhallfeltet nær grensen til dansk sokkel. Havdybden er ca 70 meter. Feltet vurderes bygget ut med en havbunnsinnretning knyttet opp til innretningene på Valhallfeltet for prosessering og transport.

3/7-4 Trym

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 3/7 - utvinningstillatelse 147. Tildelt 1988.		
Operatør	A/S Norske Shell		
Rettighetshavere	A/S Norske Shell		50%
	Statoil ASA		30%
	DONG Norge AS		20%
Ressurser	Gass: 3,3 mrd Sm ³ Kondensat: 0,8 mill Sm ³		

Trym er et lite gassfunn/kondensatfunn som ligger nær sokkelgrensen mot Danmark og er tenkt utbygd med en havbunnsinnretning med gasseksport gjennom en åtte kilometer lang rørledning til Haraldinnretningen på dansk sokkel. Trym ble påvist i 1990.

15/5-1 Dagny

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 15/6 - utvinningstillatelse 029. Tildelt 1969.		
	Blokk 15/5 - utvinningstillatelse 048. Tildelt 1977.		
Operatør	Statoil ASA		
Rettighetshavere		PLO29	PLO48
	Statoil ASA		68,9%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS		21,8%
	Norsk Hydro Produksjon a.s		9,3%
	Esso Expl. & Prod. Norway AS	100%	
Ressurser	Gass: 3,6 mrd Sm ³ NGL: 0,5 mill tonn Kondensat: 1,0 mill Sm ³		

Dagny er lokalisert nord for Sleipner Vest. Mulig utbyggingsløsning vil være undervanns-produksjonssystem koplet opp mot SLA eller SLT-plattformen på Sleipner ved ledig kapasitet. Dagny ble påvist i 1978.

15/5-2

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 15/5 - utvinningstillatelse 048. Tildelt 1977.	
Operatør	Statoil ASA	
Rettighetshavere	Statoil ASA	68,9%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	21,8%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	9,3%
Ressurser	Gass: 5,5 mrd Sm ³ NGL: 0,1 mill tonn Kondensat: 0,2 mill Sm ³	

15/5-2, som ligger nord for 15/5-1 Dagny, ble påvist i 1978. 15/5-2 vil mest sannsynlig bli bygd ut med et undervannssystem i sammenheng med Dagny.

15/9-19 S Volve

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 15/9 - utvinningstillatelse 046. Tildelt 1976.	
Operatør	Statoil ASA	
Rettighetshavere	Statoil ASA	52,6%
	Esso Expl. & Prod. Norway AS	28,0%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	10,0%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	9,4%
Ressurser	Olje: 7,5 mill Sm ³ Gass: 0,8 mrd Sm ³ NGL: 0,2 mill tonn	

Volve ble påvist i 1993 og ligger i Sleipnerområdet. Mulig utbyggingsløsning er produksjonsskip eller oppjekkbare plattform.

15/12-12 Rev

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 15/12 - utvinningstillatelse 038. Tildelt 1975.	
Operatør	Norsk Hydro Produksjon a.s ²	
Rettighetshavere	Norsk Hydro Produksjon a.s ²	42%
	Petoro AS ¹	30%
	Statoil ASA	28%
Ressurser	Olje: 6,6 mill Sm ³ Gass: 2,7 mrd Sm ³	

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

² PGS har kjøpt Norsk Hydros eierandel i utvinningstillatelse 038, og kan komme til å overta operatørskapet (avhengig av myndighetsgodkjenning).

15/12-12 Rev er et olje- og gassfunn sør for Vargfeltet. Rev ble påvist i 2001. Mulig utbyggingsløsning er havbunnsinnretning knyttet opp mot Vargskipet.

24/6-2 Kameleon

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 24/6 - utvinningstillatelse 088 og 203. Tildelt hhv 1984 og 1996. Blokk 25/4 - utvinningstillatelse 036 og 203. 036 tildelt 1971			
Operatør	Norsk Hydro Produksjon a.s			
Rettighetshavere (avrundet til to desimaler)		PL 036	PL 088	PL 203
	Norsk Hydro Produksjon a.s	28,53%		35%
	Norske Conoco A/S			20%
	Det Norske Oljeselskap AS			15%
	AS Ugland Rederi	0,32%		
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	24,24%	50%	
	Marathon Petroleum AS	46,90%	50%	30%
Ressurser	Olje: 7,9 mill Sm ³ Gass: 3,9 mrd Sm ³			

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Kameleon ble påvist i 1998 og ligger like vest for Heimdal. Funnet består av en tynn oljesone med gasskappe. Flere utbyggingsløsninger er vurdert av rettighetshaverne, en av dem er å bruke et produksjonsskip for oljeproduksjonen med re-injeksjon av gassen.

25/4-3 Gekko

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 25/4 - utvinningstillatelse 203. Tildelt 1996.		
Operatør	Norsk Hydro Produksjon a.s		
Rettighetshavere	Norsk Hydro Produksjon a.s		35,0%
	Marathon Petroleum Norge AS		30,0%
	Norske Conoco A/S		20,0%
	Det Norske Oljeselskap AS		15,0%
Ressurser	Gass: 7,6 mrd Sm ³ Kondensat: 1,3 mill Sm ³		

Gekko ble påtruffet allerede i 1974 med brønn 25/4-3, men det er først i den senere tid at strukturen er identifisert som et gassfunn. For tiden vurderes flere ulike utbyggingsalternativer deriblant en undervannsinstallasjon knyttet opp mot Heimdal.

25/5-3 Skirne

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 25/5 - utvinningstillatelse 102. Tildelt 1985.		
Operatør	TotalFinaElf Exploration Norge AS		
Rettighetshavere	TotalFinaElf Exploration Norge AS		40%
	Petoro AS ¹		30%
	Marathon Petroleum Norge AS		20%
	Norsk Hydro Produksjon a.s		10%
Ressurser	Olje: 0,9 mill Sm ³ Gass: 4,3 mrd Sm ³		

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Skirne ble påvist i 1990 og er sammen med Byggve tenkt utbygd med en havbunnsinnretning knyttet opp mot Heimdal. Departementet mottok plan for utbygging og drift av Skirne og Byggve i mars 2002.

25/5-4 Byggve

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 25/5 - utvinningstillatelse 102. Tildelt 1985.		
Operatør	TotalFinaElf Exploration Norge AS		
Rettighetshavere	TotalFinaElf Exploration Norge AS		40%
	Petoro AS ¹		30%
	Marathon Petroleum Norge AS		20%
	Norsk Hydro Produksjon a.s		10%
Ressurser	Olje: 0,7 mill Sm ³ Gass: 2,4 mrd Sm ³		

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Byggve ble påvist i 1991 og er sammen med Skirne tenkt utbygd med en havbunnsinnretning knyttet opp mot Heimdal. Departementet mottok plan for utbygging og drift av Skirne og Byggve i mars 2002.

25/5-5

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 25/5 - utvinningstillatelse 102. Tildelt 1985. Blokk 25/4 - utvinningstillatelse 203. Tildelt 1996.		
Operatør	TotalFinaElf Exploration Norge AS		
Rettighetshavere		PL102	PL203
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	40%	
	Petoro AS ¹	30%	
	Marathon Petroleum Norge AS	20%	30%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	10%	35%
	Norske Conoco A/S		20%
	Det Norske Oljeselskap AS		15%
Ressurser	Olje: 4,3 mill Sm ³		

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Funnet ligger om lag 6 km øst for Heimdal og ble gjort i 1995. En marginal del av funnet går inn i blokk 25/4. Utbygging med havbunnsinnretning som knyttes opp til andre innretninger vurderes.

25/11-16

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 25/11 - utvinningstillatelse 169. Tildelt 1991.	
Operatør	Norsk Hydro Produksjon a.s	
Rettighetshavere	Norsk Hydro Produksjon a.s	45%
	Petoro AS ¹	30%
	Statoil ASA	15%
	Esso Expl. & Prod. Norway AS	10%
Ressurser	Olje: 3,6 mill Sm ³	

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Dette oljefunnet ligger sørvest for Grane. Utbygging er planlagt med havbunnsinnretning knyttet til Grane etter at produksjonen på Grane går av platå. Funnet ble påvist i 1992.

30/6-17 Alpha Cook

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 30/6 - utvinningstillatelse 053. Tildelt 1979.	
Operatør	Norsk Hydro Produksjon a.s	
Rettighetshavere	Petoro AS ¹	35%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	34%
	Statoil ASA	14%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	10%
	Mobil Development Norway A/S	7%
Ressurser	Olje: 0,3 mill Sm ³ Gass: 1,7 mrd Sm ³	

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Alpha Cook er et lite olje- og gassfunn i Cookformasjonen under hovedreservoaret i Osebergfeltet. Forekomsten kan bli produsert med en lang brønn boret fra Oseberg B. Funnet ble påvist i 1986.

30/6-18 Kappa

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 30/6 - utvinningstillatelse 053. Tildelt 1979. Blokk 30/9 - utvinningstillatelse 079. Tildelt 1982.	
Operatør	Norsk Hydro Produksjon a.s	
Rettighetshavere	Petoro AS ¹	37,67%
(avrundet til to desimaler)	Norsk Hydro Produksjon a.s	34,00%
	Statoil ASA	14,00%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	10,00%
	Mobil Development Norway A/S	4,33%
Ressurser	Olje: 0,8 mill Sm ³ Gass: 2,7 mrd Sm ³ Kondensat: 0,2 mill Sm ³	

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Kappa er et olje- og gassfunn i Statfjordformasjonen i en struktur vest for Oseberg. Kappa ble påvist i 1986. I 2001 ble det gjort to nye funn av olje og gass i nærheten av Kappa, 30/6-26 (Gamma West) og 30/6-27 som er en nordlig forlengelse av Kappa. En felles utbygging av Kappa og disse funnene fra en havbunnsinnretning og med transport av brønnstrømmen til Oseberg for prosessering vurderes.

30/9-19 Delta

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 30/8 - utvinningstillatelse 190. Tildelt 1993. Blokk 30/9 - utvinningstillatelse 079. Tildelt 1982.		
Operatør	Norsk Hydro Produksjon a.s		
Rettighetshavere		PL190	PL079
	Petoro AS ¹	40%	42%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	40%	34%
	Statoil ASA		14%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	20%	10%
Ressurser	Olje: 1,6 mill Sm ³ Gass: 4,9 mrd Sm ³		

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Delta ble påvist i 1998 som et gassfunn med en oljesone i Tarbert-formasjonen. Strukturen kan bli bygget ut med en lang produksjonsbrønn fra Oseberg feltcenter, men også en havbunnsinnretning knyttet til Oseberg vurderes. Størstedelen av ressursene i funnet ligger i utvinningstillatelse 079, mens en liten del stikker inn i utvinningstillatelse 190.

35/9-1 GjØa

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 35/9 og 36/7 - utvinningstillatelse 153. Tildelt 1988.		
Operatør	Norsk Hydro Produksjon a.s		
Rettighetshavere	Petoro AS ¹		30%
	Norsk Hydro Produksjon a.s		30%
	Statoil ASA		20%
	A/S Norske Shell		12%
	RWE-DEA Norge AS		8%
Ressurser	Olje: 6,5 mill Sm ³ Gass: 29,4 mrd Sm ³ NGL: 1,5 mill tonn		

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Gjøa ble påvist i 1989 og ligger vest for Florø, ca 42 km nord for Fram. For tiden vurderes ulike utbyggingsalternativer deriblant mulig samordning med øvrige ressurser i Fram/Gjøa-området.

6305/5-1 Ormen Lange

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 6305/7 - utvinningstillatelse 208. Tildelt 1996. Blokk 6305/4 og 5 - utvinningstillatelse 209. Tildelt 1996. Blokk 6305/8 - utvinningstillatelse 250. Tildelt 1999.			
Operatør	Norsk Hydro Produksjon a.s (utbyggingsfasen), A/S Norske Shell (driftsfasen)			
Rettighetshavere		PL208	PL209	PL250
	Petoro AS ¹	30,00%	35,00%	45,00%
	Norsk Hydro Produksjon a.s		25,00%	14,78%
	A/S Norske Shell	25,00%	15,00%	16,00%
	BP Norge A/S	45,00%		9,44%
	Statoil ASA		15,00%	8,87%
	Esso Expl. & Prod. Norway AS		10,00%	5,91%
Ressurser	Gass: 400 mrd Sm ³ Kondensat: 23,7 mill Sm ³			

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Gassfunnet Ormen Lange, som ligger i utvinningstillatelsene 208, 209 og 250, ble påvist i 1997. Funnet ligger om lag 140 kilometer vest for Kristiansund. Det er to hovedalternative utbyggingskonsept for funnet. Enten er utbygging med en stor flytende produksjonsinnretning til havs for fullprosessering til salgsgass og eksport direkte sørover. Alternativt en utbygging med et undervannsanlegg, eventuelt med en mindre plattform, kombinert med et prosessanlegg på land og videre gassekспорт derfra. Planlagt tidspunkt for innsendelse av plan for utbygging og drift er 4. kvartal 2003 med planlagt oppstart av gassproduksjon høsten 2007.

6406/2-1 Lavrans

Blokk og utvinningstillatelse	Blokk 6406/2 - utvinningstillatelse 199. Tildelt 1993.		
Operatør	Statoil ASA		
Rettighetshavere	Statoil ASA		46%
	Petoro AS ¹		27%
	Mobil Development Norway A/S		15%
	Norsk Hydro Produksjon a.s		12%
Ressurser	Gass: 13,4 mrd Sm ³ NGL: 2,5 mill tonn Kondensat: 4,7 mill Sm ³		

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Lavrans ble påvist i 1994/1995, og funnet ligger 5-10 km sør-øst for Kristinfeltet. Havdypet er 270-290 meter. Funnet ligger i utvinningstillatelse 199 som er en del av Haltenbanken Vest. Lavrans vurderes utbygd som en undervannsutbygging med oppknytning til Kristinfeltet med transport av rikgass gjennom Åsgard Transport til Kårstø for utskilling av våtgasskomponentene og prosessering av kondensat på Kristin-plattformen. Ved en slik tilknytning vil eierandelene til rettighetshaverne i Haltenbanken Vest bli justert for å reflektere dette. Utbyggingstidspunkt er ikke avklart.

6407/1-2 / 6407/1-3 Tyrihans Sør og Nord

Blokk og utvinningstillatelse	Blokk 6407/1 - utvinningstillatelse 073. Tildelt 1982. Blokk 6406/3 - utvinningstillatelse 091. Tildelt 1984.		
Operatør	Statoil ASA		
Rettighetshavere		PL091	PL073
(avrundet til to desimaler)	Statoil ASA	55,00%	54,67%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS		33,33%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	33,00%	12,00%
	Mobil Development Norway A/S	12,00%	
Ressurser	Olje: 16,6 mill Sm ³ Gass: 26,1 mrd Sm ³ NGL: 3,6 mill tonn		

Funnet består av to strukturer, Tyrihans Nord og Tyrihans Sør. Gassfunnet Tyrihans Sør ble påvist i 1983 og Tyrihans Nord, som også inneholder olje, ble påvist i 1984. Funnene ligger om lag 40 km sør for Åsgard og havdypet er ca 285 meter. Direkte undervannstilknytning til eksisterende infrastruktur på Åsgard vurderes. Rikgass planlegges transportert gjennom Åsgard Transport til landterminal (Kollsnes/Kårstø) for utskilling av våtgasskomponentene. Utbyggingstidspunkt vil avhenge av ledig kapasitet i eksisterende infrastruktur samt avsetningsløsning for gassen. En liten del av Tyrihans Sør stikker inn i utvinningstillatelse 091. Tyrihans Nord ligger i sin helhet i utvinningstillatelse 073.

6507/5-1 Skarv

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 6507/5 og 6 - utvinningstillatelse 212. Tildelt 1996. Blokk 6507/3 - utvinningstillatelse 159. Tildelt 1989. Blokk 6507/2 - utvinningstillatelse 262. Tildelt 2000.			
Operatør	BP Norge AS			
Rettighetshavere		PL159	PL212	PL262
	BP Norge AS		30%	30%
	Statoil ASA	50%	30%	30%
	Enterprise Oil Norge AS	40%	25%	25%
	Mobil Development Norway A/S		15%	15%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	10%		
Ressurser	Olje: 16,5 mill Sm ³ Gass: 33,8 mrd Sm ³ NGL: 4,3 mill tonn Kondensat: 4,1 mill Sm ³			

Skarv ligger ca 200 km utenfor kysten av Helgeland, hovedsakelig i utvinningstillatelse 212, men også i utvinningstillatelse 262 samt en liten del i utvinningstillatelse 159. Funnet ble påvist i 1998. Havdypet er ca 400 meter. Tidligste tidspunkt for oversendelse av plan for utbygging og drift er fjerde kvartal 2002. Både selvstendig utbyggingskonsept og tilknytning over lengre avstand vurderes.

6608/10-6 Svalø

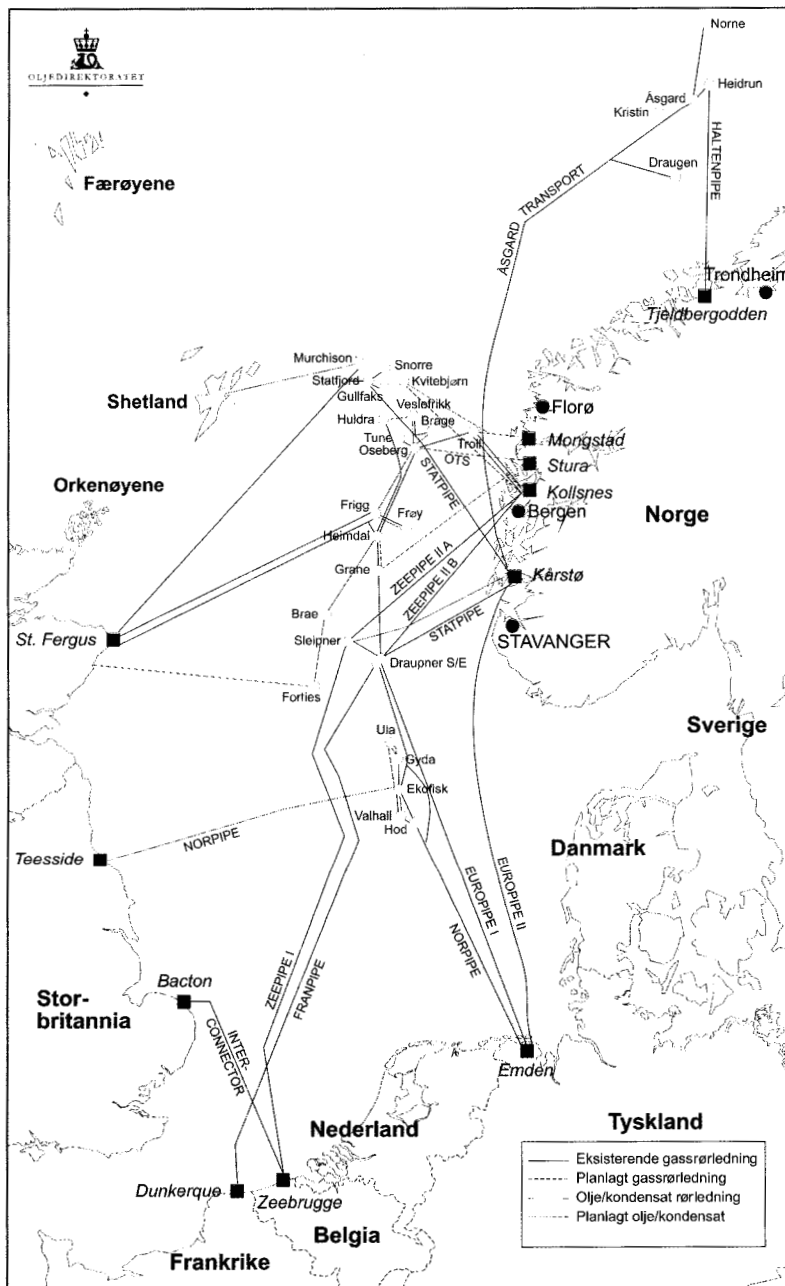
Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 6608/10 - utvinningstillatelse 128. Tildelt 1986.			
Operatør	Statoil ASA			
Rettighetshavere	Statoil ASA			40,45%
(avrundet til to desimaler)	Petoro AS ¹			24,55%
	Norsk Hydro Produksjon a.s			13,50%
	Norsk Agip A/S			11,50%
	Enterprise Oil Norwegian AS			10,00%
Ressurser	Olje: 7,0 mill Sm ³			

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Svalø er et lite oljefunn som er lokalisert ca 10 km nord-øst for Nornefeltet i Norskehavet. Funnet ble påvist i 2000 og vil muligens bli bygget ut som et satellittfelt til Norne i kombinasjon med eventuelle andre funn i området. Det er flere prospekter i området som har fått økt funnsannsynlighet etter Svaløfunnet.

17

Rørledninger og landanlegg



Kartet over viser eksisterende og planlagte rørledninger i Nordsjøen og Norskehavet. En nærmere beskrivelse av den enkelte rørledning er gitt i det følgende. De oppgitte transportkapasiteter er vist under standard forutsetninger med hensyn til trykkforhold, energi-innhold i gassen, samt vedlikeholdsdager og driftsmessig fleksibilitet.

Rørledninger

17

Draugen Gasseksport

Operatør	A/S Norske Shell ²	
Rettighetshavere	Petoro AS ¹	57,88%
	BP Norge AS	18,36%
	A/S Norske Shell	16,20%
	Norsk Chevron AS	7,56%
Investeringer	Totale investeringer er anslått til om lag 0,39 mrd 2002-kroner.	
Levetid	Teknisk levetid er 50 år	
Kapasitet	ca 2 mrd Sm ³ /år	
Driftsorganisasjon	Kristiansund	

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

² Operatørskapet planlegges overført til Gassco AS i løpet av 2002.

Departementet mottok plan for anlegg og drift av Draugen Gasseksport i mai 1999. Planen ble godkjent i april 2000. Rørledningen knytter Draugenfeltet til Åsgard Transport og gir mulighet for eventuelle tilknytninger av andre felt i området. Rørledningens lengde fra Draugenfeltet til Åsgard Transport er omlag 75 km og dimensjonen er 16". Rørledningen ble satt i drift i november 2000.

Europipe I

Operatør	Gassco AS	
Rettighetshavere	Som Zeepipe	
Investeringer	Totale investeringer er anslått til om lag 18,9 mrd 2002-kroner, inkludert landanlegg i Tyskland	
Levetid	Europipe I er bygget for en levetid på 50 år	
Kapasitet	Ca 13 mrd Sm ³ /år	
Driftsorganisasjon	Bygnes, Karmøy og Kårstø, Tysvær	

Europipe I starter ved stigerørsplattformen Draupner E. Rørledningen ilandfører gass i Tyskland med endelig leveringspunkt i Emden. Europipe I ble satt i drift i 1995. Europipe I er en del av Zeepipe-gruppen. Rørledningen har en diameter på 40/42" og er 660 km lang.

Europipe II

Operatør	Gassco AS	
Rettighetshavere	Petoro AS ¹	45,01%
(avrundet til to desimaler)	Norsk Hydro Produksjon a.s	15,36%
	Statoil ASA	15,00%
	Esso Expl. & Prod. Norway AS	7,68%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	5,92%
	Fortum Petroleum AS	3,66%
	Norske Conoco A/S	2,66%
	Norsk Agip A/S	2,36%
	A/S Norske Shell	1,18%
	Mobil Development Norway A/S	1,18%
Investeringer	Totale investeringer er anslått til om lag 8,6 mrd 2002-kroner	
Levetid	Teknisk levetid er 50 år. Konesjonen utløper i 2020	
Kapasitet	Ca 18 mrd Sm ³ /år	
Driftsorganisasjon	Bygnes, Karmøy og Kårstø, Tysvær	

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Departementet ga i 1996 tillatelse til anlegg og drift av en 42" rørledning fra Kårstø til Dornum i Tyskland. Rørledningen ble satt i drift i 1999. Rørledningens samlede lengde er 650 km.

Franpipe

Operatør	Gassco AS	
Rettighetshavere	Petoro AS ¹	60,00%
(avrundet til to desimaler)	Norsk Hydro Produksjon a.s	11,65%
	Statoil ASA	9,71%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	5,05%
	Esso Expl. & Prod. Norway AS	3,88%
	Mobil Development Norway A/S	3,88%
	Norsk Agip A/S	1,94%
	A/S Norske Shell	1,29%
	Fortum Petroleum AS	1,29%
	Norske Conoco A/S	1,29%
Investeringer	Totale investeringer er anslått til om lag 8,8 mrd 2002-kroner inkludert en mottaksterminal i Dunkerque	
Levetid	Teknisk levetid er 50 år. Konesjonen utløper i 2020	
Kapasitet	Ca 15 mrd Sm ³ /år	
Driftsorganisasjon	Bygnes, Karmøy og Kårstø, Tysvær	

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Franpipe består av en 840 km lang, 42" rørledning mellom stigerørplattformen Draupner E i Nordsjøen og en mottaksterminal i Dunkerque, Frankrike. Terminalen er etablert som et eget eierskap der Franpipe-gruppen eier 65 prosent og Gaz de France eier 35 prosent. Rørledningen ble satt i drift i 1998. Franpipe-gruppen etablerte også i 1998 en 36" tilknytning rundt Ekofisk-senteret mellom Statpipe og Norpipes gassrørledning (Ekofisk Omløp). Investeringene er anslått til 400 mill kroner.

Frostpipe

Operatør	TotalFinaElf Exploration Norge AS	
Rettighetshavere	TotalFinaElf Exploration Norge AS	36,25%
	Petoro AS ¹	30,00%
	Statoil ASA	20,00%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	13,75%
Investeringer	Totale investeringer er anslått til omlag 0,9 mrd 2002-kroner	
Levetid	Konsesjonen utløper i 2016	
Kapasitet	Ca 100 000 fat/dag	

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Frostpipe er en rørledning for olje og kondensat mellom Frigg og Oseberg. Plan for anlegg og drift av Frostpipe ble godkjent av Stortinget i april 1992. Frostpipe skulle i første omgang sikre en transportløsning for væske fra Frøy, men har kapasitet til å transportere ytterligere volumer fra eventuelle nye funn i området. Rørledningens diameter er 16" og avstanden fra Frigg til Oseberg er ca 82 kilometer. Fra Oseberg ble væsken transportert videre i Oseberg Transport System (OTS). Etter at Frøy ble stengt ned i mars 2001 ble rørledningen fylt med inhibert sjøvann og preservert for gjenbruk innen 2005. Avslutningsplan er planlagt utarbeidet innen sommeren 2003.

Grane Gassrør

Operatør	Norsk Hydro Produksjon a.s	
Rettighetshavere	Petoro AS ¹	43,6%
	Esso Expl. & Prod. Norway AS	25,6%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	24,4%
	Norske Conoco A/S	6,4%
Investeringer	Totale investeringer er estimert til 0,4 mrd 2002-kroner.	
Levetid	Teknisk levetid er 30 år	
Kapasitet	Ca 3,6 Sm ³ per år	

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Plan for anlegg og drift av Grane Gassrør ble godkjent i juni 2000. Den planlagte gassrørledningen fra stigerørplattformen på Heimdal til plattformen på Grane vil bli 50 km lang, med en dimensjon på 18". Rettighetshaverne i Grane planlegger gassimport gjennom Grane Gassrør til dekning av gassinjeksjonsbehovet på Granefeltet.

Grane Oljerør

Operatør	Norsk Hydro Produksjon a.s	
Rettighetshavere	Petoro AS ¹	43,6%
	Esso Expl. & Prod. Norway AS	25,6%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	24,4%
	Norske Conoco A/S	6,4%
Investeringer	Totale investeringer er anslått til om lag 2,1 mrd 2002-kroner.	
Levetid	Teknisk levetid er 30 år	
Kapasitet	34 000 Sm ³ olje/dag	

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Plan for anlegg og drift av Grane Oljerør ble godkjent i juni 2000. Grane oljerør vil forbinde Granefeltet med Stureterminalen. Rørledningen vil bli 220 km lang og ha en diameter på 29". Rørledningen vil bli tatt i bruk samtidig som oljeproduksjonen fra Granefeltet starter, etter planen høsten 2003.

Haltenpipe

Operatør	Gassco AS	
Rettighetshavere (avrundet til to desimaler)	Petoro AS ¹	57,81%
	Statoil ASA	19,06%
	Norske Conoco A/S	18,13%
	Fortum Petroleum AS	5,00%
Investeringer	Totale investeringer i rørledning og terminal er anslått til om lag 2,5 mrd 2002-kroner	
Levetid	Konsesjonstiden løper ut ved utgangen av år 2020	
Kapasitet	2,2 mrd Sm ³ gass pr. år	

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Haltenpipe er en rørledning for transport av gass fra Heidrunfeltet på Haltenbanken til Tjeldberg-odden i Aure kommune i Møre og Romsdal. Rørledningen har en diameter på 16" og en lengde på 250 kilometer. Statoil ASA og Conoco har bygget en metanolfabrikk nær ilandføringsterminalen, hvor gassen fra Heidrun blir benyttet til metanolfremstilling. Gassleveransene til metanolanlegget utgjør årlig ca 0,7 mrd Sm³.

Heidrun Gasseksport

Operatør	Statoil ASA ²	
Rettighetshavere (avrundet til to desimaler)	Petoro AS ¹	64,16%
	Norske Conoco A/S	18,29%
	Statoil ASA	12,43%
	Fortum Petroleum AS	5,12%
Investeringer	Totale investeringer er anslått til omlag 0,8 mrd 2002-kroner.	
Levetid	Teknisk levetid er 50 år	
Kapasitet	ca 4,0 mrd Sm ³ /år	

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

² Operatørskapet planlegges overført til Gassco AS i løpet av 2002.

Myndighetene mottok søknad om plan for anlegg og drift av Heidrun Gasseksport i 1997, og et tillegg til denne i mars 1999. Departementet ga våren 2000 tillatelse til anlegg og drift av Heidrun gasseksport. Rørledningen knytter Heidrunfeltet til Åsgard Transport. Rørledningens lengde fra Heidrun til Åsgard Transport er omlag 37 km. Rørledningens diameter er 16". Rørledningen ble satt i drift i februar 2001.

Kvitebjørn Oljerør (KOR)

Operatør	Statoil ASA	
Rettighetshavere	Statoil ASA	50%
	Petoro AS ¹	30%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	15%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	5%
Investeringer	Totale investeringer er anslått til 0,67 mrd 2002-kroner	
Levetid	Teknisk levetid er 25 år	
Kapasitet	Ca 11 mill Sm ³ /år	
Driftsorganisasjon	Bygnes, Karmøy	

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Kvitebjørn Oljerør blir bygget for å transportere kondensatet fra Kvitebjørn til oljeterminalen på Mongstad. Rørledningen koples inn på eksisterende Y-kopling på Troll Oljerør II. Plan for anlegg og drift av rørledningen ble oversendt i desember 1999. Rørledningen har en diameter på 16" og en lengde på om lag 90 km. Rørledningen skal være ferdigstilt til leveranse av kondensat 1. oktober 2004.

Norne Gasstransportsystem (NGTS)

Operatør	Gassco AS	
Rettighetshavere	Petoro AS ¹	54,0%
	Statoil ASA	25,0%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	8,1%
	Norsk Agip A/S	6,9%
	Enterprise Oil Norge AS	6,0%
Investeringer	Totale investeringer er 1,0 mrd 2002-kroner.	
Levetid	Teknisk levetid er 50 år	
Kapasitet	Ca 3,6 mrd Sm ³ /år	

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Myndighetene mottok søknad om plan for anlegg og drift av NGTS i 1997, og et tillegg til denne i april 1999. Departementet gav våren 2000 tillatelse til anlegg og drift av NGTS. Rørledningen knytter Nornefeltet til Åsgard Transport. Rørledningens lengde fra Nornefeltet til Åsgard Transport er omtrent 130 km. Rørledningens diameter er 16". Rørledningen ble satt i drift i februar 2001.

Norpipe: Norpipe Oil AS

Operatør	Phillips Petroleum Company Norway	
Rettighetshavere	Phillips Petroleum Company Norway	35,05%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	34,93%
	Statoil ASA	20,00%
	Norsk Agip A/S	6,52%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	3,50%
Investeringer	Totale investeringer er anslått til omlag 14,4 mrd 2002-kroner	
Levetid	Rørledningen er bygget for en levetid på minimum 30 år. Ledningens tekniske levetid vurderes løpende.	
Kapasitet	Designkapasitet for oljerørledningen er ca 53 mill Sm ³ /år (900 000 fat/dag) inkludert bruk av friksjonsdempende kjemikalier. Kapasiteten er begrenset av mottaksanleggene til omlag 810 000 fat/dag. Det planlegges å oppgradere pumpekapasiteten på Ekofisk og stabiliseringskapasiteten i mottaksanlegget i Teesside.	
Driftsorganisasjon	Stavanger	

Petoro får en andel på 5 prosent i Norpipe Oil AS fra 15. oktober 2005 gjennom en reduksjon av Statoils andel i Norpipe Oil AS på 5 prosentpoeng.

Oljerørledningen som eies av Norpipe Oil AS, krysser britisk kontinentalsokkel og har sitt landingssted i Teesside i Storbritannia. Ledningen er omlag 354 kilometer lang med en diameter på 34". Ledningen starter på Ekofisk-senteret der tre pumper er plassert. Omlag 50

km nedstrøms Ekofisk er det et innkoblingspunkt for britiske felt. To stigerørsplattformer, hver med tre pumper har tidligere vært tilknyttet oljerørledningen, men ble forbikoblet i henholdsvis 1991 og 1994.

Oljeutskipningshavnen i Teesside og fraksjoneringsanlegget for utskilling av NGL eies av to britiskregistrerte selskaper (Norsea Pipeline Ltd og Norpipe Petroleum UK Ltd). Disse selskapene drives av Phillips Petroleum Company U.K. Rørledningen transporterer olje fra de fire Ekofiskfeltene (Ekofisk, Eldfisk, Embla og Tor), samt fra Valhall, Hod, Ula, Gyda og Tambar, samt fra de britiske feltene Fulmar, J-Block, Gannet, Auk, Clyde, Janice og Orion. Fra våren 2002 vil olje fra de britiske feltene Jade og Halley også skipes gjennom rørledningen.

Norpipe: Norsea Gas A/S

Operatør	Phillips Petroleum Company Norway. Dersom det blir reservert tilstrekkelige volumer under nye transportavtaler, vil Gassco AS kunne overta som operatør.	
Rettighetshavere	Statoil ASA	25,00%
	Petoro AS ¹	25,00%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	20,86%
	Phillips Petroleum Company Norway	15,89%
	Norsk Agip A/S	8,62%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	4,63%
	Petoro vil ha en andel i Norsea Gas AS på 35% fra 15. oktober 2005 og 45% fra 1. oktober 2007. Statoils andel i Norsea Gas AS vil være 25%, mens de øvrige eierandeler i selskapet vil reduseres forholdsmessig.	
Investeringer	Totale investeringer er anslått til omlag 23,4 mrd 2002-kroner	
Levetid	Rørledningen er bygget for en levetid på minimum 30 år. Ledningens tekniske levetid vurderes løpende.	
Kapasitet	Designkapasitet for gassrørledningen er ca 15 mrd Sm ³ /år (43 mill Sm ³ /dag).	
Driftsorganisasjon	Stavanger	

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Gassrørledningen eies av Norpipe a.s., som igjen er et heleiet datterselskap av Norsea Gas A/S. Rørledningen til Emden i Tyskland, som forbinder Ekofiskområdet med det kontinentale gassmarkedet, har en diameter på 36" og er ca 440 kilometer lang. Utgangspunktet er Ekofisk-senteret der to kompressorer er installert. To stigerørsplattformer, hver med tre kompressorer, er plassert på tysk kontinentalsokkel for å pumpe gassen sørover. Kompressorene på den ene av disse er nå tatt ut av drift. Emden-terminalen som også eies av Norsea Gas A/S, renser og måler gassen før den distribueres videre. Ledningen kom i drift i september 1977, og ble i 1986 tilkoblet Statpipe. I forbindelse med omleggingen av Ekofisk i 1998, ble Statpipe koblet direkte til Norpipe nedstrøms Ekofisk via Ekofisk Omløp.

Oseberg Gasstransport (OGT)

Operatør	Gassco AS
Rettighetshavere	Som for Osebergfeltet.
Investeringer	Samlede investeringer er anslått til omlag 1,6 mrd 2002-kroner
Levetid	Rørledningen er konstruert for en brukstid på 50 år
Kapasitet	34 mill Sm ³ /dag
Driftsorganisasjon	Bergen

Rettighetshaverne søkte i desember 1996 om tillatelse til anlegg og drift av en rørledning for transport av gass mellom Oseberg og Statpipe, med tilknytning ved Heimdal-plattformen. Myndighetene godkjente plan for anlegg og drift av Oseberg Gasstransport 11. mai 1999 og driften startet opp i 2000. Oseberg Gasstransport transporterer gass fra Osebergfeltet, men har også kapasitet til å transportere gass fra andre kilder. Rørledningens diameter er 36" og lengden er ca. 109 kilometer.

Oseberg Transportsystem (OTS)

Operatør	Norsk Hydro Produksjon a.s
Rettighetshavere	Som for Osebergfeltet.
Investeringer	Totale investeringer er anslått til omlag 7,9 mrd 2002 kroner.
Kapasitet	121 000 Sm ³ /dag (teknisk kapasitet) 990 000 Sm ³ lagerkapasitet
Levetid	Rørledningen er bygget for en levetid på 40 år, men forlengelse kan være mulig
Driftsorganisasjon	Bergen

Oljen fra Osebergfeltet transporteres i en 115 kilometer lang rørledning fra A-plattformen til råolje-terminalen på Stura i Øygarden kommune. Rørledningen har en dimensjon på 28". Rettighetshaverne i Oseberg-gruppen har opprettet et eget interessentskap som er ansvarlig for driften av rørledningen. Eierfordelingen er den samme som i Osebergfeltet. Interessentskapet har inngått avtaler med rettighetshaverne til feltene Veslefrikk, Brage, Oseberg Sør, Oseberg Øst, Tune og Huldra om transport av olje og kondensat fra disse via Oseberg A og gjennom oljerørledningen til Stureterminalen på Stura. Olje og NGL fra Frøy ble transportert fra TCP2-plattformen på Friggfeltet til Oseberg A gjennom Frostpipe. Etter at Frøy ble stengt ned i mars 2001 ble Frostpipe fylt med inhibert sjøvann og preservert for gjenbruk innen 2005. OTS-interessentskapet har inngått avtale med Grane skipperne om mottak, lagring og utskipping av oljen fra Grane fra år 2003.

Sleipner Øst kondensatrørledning

Operatør	Statoil ASA	
Rettighetshavere	Statoil ASA	49,6%
	Esso Expl. & Prod. Norway AS	30,4%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	10,0%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	10,0%
Investeringer	Totale investeringer er anslått til omlag 1,4 mrd 2002-kroner	
Kapasitet	200 000 fat/dag	
Driftsorganisasjon	Bygnes, Karmøy	

Som en følge av beslutningen om å endre ilandføringssted for kondensatet fra Sleipner Øst fra Teesside i Storbritannia til Kårstø i Norge, anla rettighetshaverne i Sleipnerlisensen en rørledning fra Sleipner A-plattformen til Kårstø, og sto for de nødvendige utvidelser av anlegget på Kårstø. Stortinget godkjente byggingen av rørledningen i desember 1989. Leveransene av kondensat fra Sleipner Øst startet i 1993. Kondensatet transporteres uprosessert gjennom den 245 kilometer lange rørledningen til terminalen på Kårstø, der det blir fraksjonert i kommersielle våtgass-produkter og stabilt kondensat. Rørledningen har en diameter på 20". Kondensatet fra Sleipner Vest, Loke og Gungne er også transportert gjennom denne rørledningen siden 1997.

Statpipe

Operatør	Gassco AS	
Rettighetshavere	Petoro AS ¹	33,25%
	Statoil ASA	25,00%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	12,00%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	10,00%
	Mobil Development Norway A/S	7,00%
	Esso Expl. & Prod. Norway AS	5,00%
	A/S Norske Shell	5,00%
	Norske Conoco A/S	2,75%
Investeringer	Totale investeringer er anslått til omlag 39,8 mrd 2002-kroner, ekskl. gassbehandlingsterminalen på Kårstø.	
Levetid	Bygget for en levetid på 40 år.	
Kapasitet	Rikgassledning Statfjord Kårstø: 25-30 mill Sm ³ /dag (ca 9 mrd/år). Terminal Kårstø: ca 25 mill Sm ³ /dag (ca 8 mrd Sm ³ /år). Tørrgass- ledning Draupner S Ekofisk: 53 mill Sm ³ /dag (ca 17 mrd Sm ³ /år). Kapasitetene vil i stor grad variere med sammensetningen av rik- gassen og trykkforholdene både i Statpipe og nedstrøms Statpipe.	
Driftsorganisasjon	Bygnes, Karmøy og Kårstø, Tysvær	

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Statpipe består av et 880 km langt rørledningssystem med en stigerørplattform og en terminal på Kårstø (Kårstø gassbehandlingsanlegg). Feltene Statfjord, Statfjord Nord og Øst, Gullfaks, Borg, Snorre, Brage, Tordis, Veslefrikk og Heimdal er knyttet til denne rørledningen. Rikgass fra feltene i Nordlige Nordsjø (Gullfaks, Statfjord, Oseberg-området) blir transportert gjennom en 30" rørledning til Kårstø, der våtgassen utskilles og fraksjoneres til kommersielle NGL-produkter for videre transport med skip. Tørrgassen kan transporteres i en 28" rørledning til stigerørplattformen Draupner S og videre til Emden i Tyskland via Ekofisk omløp og Norpipe, eller gjennom Europipe II til Dornum i nærheten av Emden. Heimdal-feltet og feltene Jotun og Balder er tilknyttet Statpipe-rørledningen ved en 36" rørledning til stigerørplattformen Draupner S. Prosjektet ble startet i 1981. Konesjon ble gitt for 25 år fra driftsstart (oktober 1985) og utløper 1. januar 2011.

Troll Oljerør I

Operatør	Statoil ASA	
Rettighetshavere	Petoro AS ¹	55,77%
(avrundet til to desimaler)	Statoil ASA	20,85%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	9,73%
	A/S Norske Shell	8,29%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	3,70%
	Norske Conoco A/S	1,66%
Investeringer	Totale investeringer er anslått til omlag 1 mrd 2002-kroner	
Levetid	Troll Oljerør I er bygget for en levetid på 35 år	
Kapasitet	42 500 Sm ³ olje pr. dag med bruk av flytforbedrer	
Driftsorganisasjon	Kårstø, Tysvær	

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Troll Oljerør I er bygget for å transportere oljen fra Troll B til oljeterminalen på Mongstad. Plan for anlegg og drift av rørledningen ble godkjent i desember 1993. Rørledningen har en diameter på 16", og en lengde på 85 km. Eiergruppen i Troll har opprettet et eget interessentskap som er ansvarlig for driften av rørledningen. Rørledningen var ferdigstilt til oppstart av oljeproduksjonen fra Troll B i september 1995. Konesjonsperioden for rørledningen utløper i 2023.

Troll Oljerør II

Operatør	Statoil ASA	
Rettighetshavere	Petoro AS ¹	55,77%
(avrundet til to desimaler)	Statoil ASA	20,85%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	9,73%
	A/S Norske Shell	8,29%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	3,70%
	Norske Conoco A/S	1,66%
Investeringer	Totale investeringer er anslått til omlag 0,9 mrd 2002-kroner	
Levetid	Troll Oljerør II er bygget for en levetid på 35 år	
Kapasitet	Dagens kapasitet er 40 000 Sm ³ olje per dag. Hydraulisk kapasitet i røret er 47 500 Sm ³ olje per dag (uten bruk av flytforbedrer).	
Driftsorganisasjon	Kårstø, Tysvær	

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Troll Oljerør II er bygget for å transportere oljen fra Troll C-plattformen til oljeterminalen på Mongstad. Plan for anlegg og drift av rørledningen ble godkjent av myndighetene i mars 1998. Rørledningen har en diameter på 20", og en lengde på 80 km. Rørledningen var ferdigstilt til oppstarten av Troll C-plattformen 1. november 1999. Olje fra Fram Vest vil bli transportert gjennom Troll Oljerør II når feltet kommer i produksjon, ventelig i oktober 2003. Konsesjonsperioden for rørledningen utløper i 2023.

Vesterled (tidl. Frigg Transport)

Operatør	Gassco AS	
Rettighetshavere	Petoro AS ¹	60,00%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	13,86%
	Statoil ASA	12,28%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	11,48%
	Mobil Development Norway A/S	2,38%
Investeringer	Totale investeringer i norsk Frigg-rørledning og norsk del av MCP01 er anslått til omlag 27,8 mrd 2002-kroner. Totale investeringer i Vesterled er anslått til 968 mill. 2002-kroner.	
Levetid	Konsesjonen utløper i 2020	
Kapasitet	35 mill Sm ³ /dag, midlertidig begrenset til 18 mill Sm ³ /dag (p.g.a Frigg leveranser) (Britisk rørledning: 33 mill Sm ³ /dag.)	
Driftsorganisasjon	Bygnes, Karmøy og Kårstø, Tysvær	

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Rørledningen fra Frigg til St. Fergus i Skottland, FNP, (Frigg Norwegian Pipeline) ble bygget for å transportere gass fra Friggfeltet til Storbritannia. Systemet omfatter to 32" rørledninger og mottaks-terminalen i St. Fergus. Systemet omfatter ikke behandlings- og kompresjonsutstyret på Frigg-feltet. Den norske rørledningen er ca. 350 kilometer lang. Rørledningene transporterer i dag gass fra Frigg, og det britiske feltet Galley. Den britiske rørledningen ble ferdigstillet sommeren 1976. Den norske rørledningen ble ferdigstillet i 1977 og tatt i bruk i august 1978.

Departementet mottok i desember 1999 plan for anlegg og drift (PAD) av Vesterled. Initiativtakerne til Vesterled er rettighetshaverne i Oseberg og disse danner dagens Vesterled-interessentskap. Planen omfattet installasjon av en ny rørledning fra Heimdal med oppkopling til FNP omkring 50 km nedstrøms Frigg. Planen omfattet også endringer av operatørskapet for FNP og videre drift av dette rørledningssystemet.

Den nye rørledningens lengde er ca 54 km, og diameteren til rørledningen er 32". Rørledningen har en kapasitet tilsvarende kapasiteten i FNP, det vil si om lag 11 mrd Sm³/år. Vesterled startet opp 1. oktober 2001.

Zeepipe

Operatør	Gassco AS	
Rettighetshavere	Petoro AS ¹	55,00%
(avrundet til to desimaler)	Statoil ASA	15,00%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	11,00%
	A/S Norske Shell	7,00%
	Esso Expl. & Prod. Norway AS	6,00%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	4,60%
	Norske Conoco A/S	1,40%
Investeringer	Totale investeringer er anslått til omlag 21,5 mrd 2002-kroner	
Levetid	Zeepipe er bygget for en teknisk levetid på 50 år	
Kapasitet	Ca 13 mrd Sm ³ /år for Sleipner-Zeebrugge-ledningen	
Driftsorganisasjon	Bygnes, Karmøy og Kårstø, Tysvær	

¹Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Zeepipe ble bygget ut trinnvis. Fase I, som ble satt i drift i 1993, består av en rørledning fra Sleipner til en mottakssentral i Zeebrugge i Belgia (814 km/40"), og en rørledning fra Sleipner til stigerørs-plattformen Draupner S (30 km/30"). Fase II knytter Troll-terminalen på Kollsnes til infrastrukturen i Nordsjøen. Fase II A går til Sleipner Øst og ble satt i drift i 1996 (303 km/40"). Fase II B går til stigerørsplattformen Draupner E og ble ferdigstilt i 1997 (304 km/40"). Mottaksterminalen i Zeebrugge er etablert som eget eierskap hvor Zeepipe-gruppen eier 49% og belgiske Distrigaz 51%. Terminalen drives som en integrert del av Zeepipe.

Åsgard Transport

Operatør	Gassco AS	
Rettighetshavere	Petoro AS ¹	46,95%
	Statoil ASA	13,55%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	11,60%
	Norsk Agip A/S	7,90%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	7,65%
	Mobil Development Norway A/S	7,35%
	Fortum Petroleum AS	5,00%
Investeringer	Totale investeringer er anslått til omlag 9,4 mrd 2002-kroner	
Levetid	Teknisk levetid er 50 år. Konsesjonen utløper 31.12.2020	
Kapasitet	Ca 20,5 mrd Sm ³ /år	

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Departementet ga i 1998 tillatelse til anlegg og drift av en 42" rørledning fra Åsgardfeltet til Kårstø i Rogaland. Rørledningen ble satt i drift i oktober 2000. I tillegg til gass fra Åsgardfeltet transporteres også gass fra andre felt på midtnorsk sokkel i Åsgard Transport. Rørledningens samlede lengde er 730 km.

Landanlegg

Kontrollsenter på Bygnes

Eierforhold

Kontrollsenteret på Bygnes eies av Statpipe.

Kontrollsenteret på Bygnes i Karmøy kommune koordinerer gassleveranser og transport gjennom rørledningsnett fra produsentene i Nordsjøen til gasskjøperne på kontinentet. Kontrollsenteret styrer gasstrømmene gjennom ca 5 500 kilometer med rørledninger, som til sammen transporterer ca 90 % av norsk gass til kontinentet.

Kollsnes gassanlegg

Eierforhold

Kollsnesanlegget har det samme eierforholdet som Trollfeltet.

Gassanlegget på Kollsnes i Øygarden kommune i Hordaland er en del av Troll Gass, som består av Troll A-plattformen, gassanlegget på Kollsnes og rørledningene som går mellom plattformen og landanlegget. Anleggsarbeidet på Kollsnes startet i 1991, og var ferdigstilt til 1. oktober 1996 som var oppstarten av de kontraktfestede gassleveransene til Kontinentet. Brønnstrømmene fra Troll Øst transporteres gjennom to rørledninger til gassbehandlingsanlegget på Kollsnes. Der separeres brønnstrømmen i gass og kondensat. Gassen tørkes og komprimeres før den sendes til Kontinentet gjennom Zeepipe til Zeebrugge, gjennom Statpipe/Norpipe til Emden, og gjennom Franpipe til Dunkerque. Kondensatet sendes videre til Vestprosessanlegget på Mongstad.

Gassbehandlingsanlegget har kapasitet for en produksjon på 120 mill kubikkmeter gass og 3500 kubikkmeter kondensat per dag. Full utnyttelse av denne kapasiteten forutsetter at det installeres kompressorer på Troll A plattformen. Gjeldende planer forutsetter oppstart av kompresjon fra 2005 eller 2006. Det er besluttet å bygge et NGL-ekstraksjonsanlegg på Kollsnes til å behandle rikgass fra bl.a. Kvitebjørn.

Kårstø gassbehandlings- og kondensatanlegg

Eierforhold

Kårstø gassbehandlings- og kondensatanlegg er en del av, og har det samme eierforholdet som Statpipe.

Anleggene på Kårstø mottar rikgass fra feltene Statfjord, Statfjord Nord og Øst, Gullfaks I og II, Borg/Tordis Øst, Snorre, Brage, Tordis og Veslefrikk som transporteres gjennom Statpipes rikgassrørledning til Kårstø. Anleggene mottar også rikgass fra Åsgard, Heidrun, Norne og Draugen. Denne gassen blir levert gjennom Åsgard Transport. Videre mottar anleggene ustabilisert kondensat fra Sleipner Øst og Vest. På Kårstø blir rikgassen separert og fraksjonert til metan, etan, propan, isobutan, normalbutan, nafta og stabilisert kondensat. Metanet og noe av etanet, tørrgass, transporteres i rørledning fra Kårstø til stigerørsplattformen Draupner S og videre til Emden i Tyskland, Zeebrugge i Belgia eller Dunkerque i Frankrike, eller gjennom Europipe II fra Kårstø til Dornum i nærheten av Emden.

Resten av etanet, isobutanet og normalbutanet lagres nedkjølt på tanker, mens nafta og kondensat lagres på tanker ved omgivelsestemperatur. Propan lagres nedkjølt i store fjellhaller. Disse produktene transporteres i flytende form fra Kårstø med skip. I år 2001 hadde Kårstø 571 skipsanløp, og skipet ut 7,8 millioner tonn væske.

Anleggene på Kårstø består av fire fraksjonerings-/destillasjonslinjer for metan, etan, propan, butaner og nafta og én fraksjoneringslinje for stabilisering av kondensat. Kapasitet på gassbehandlingsanlegget er 64 mill Sm³/dag. Kondensatanlegget har en kapasitet på ca 3,6 mill tonn/år, og etananlegget har en kapasitet på 620 000 tonn/år. Det arbeides med planer om utvidelse av kapasiteten på Kårstø.

Kårstø måle- og teknologilaboratorium

Eierforhold

Statoil ASA

100%

Kårstø måle- og teknologilaboratorium (K-lab) tilbyr tjenester innen kalibrering av alle typer strømningsmålere for gass mellom 20 og 150 bar, testing og kvalifisering av utstyr, kapasitetstesting av kontrollventiler og gjennomføring av forskningsoppgaver. Laboratoriet har vært i drift siden 1988. Investeringene er ved årsskiftet 2001/2002 på 265 mill kroner.

Mongstad råoljeterminal

Eierforhold	Statoil ASA	65%
	Petoro AS ¹	35%

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Mongstadterminalen består av to kaianlegg som kan ta imot skip på inntil 400 000 tonn, samt seks kaverner sprengt ut i fjellet 50 meter under bakken. Kavernene har samlet en lagringskapasitet på 1,5 millioner kubikkmeter råolje. Årlig betjenes vel 2000 skipsanløp.

Råoljeterminalen ble bygget for å sikre markedsføringen av bøyelastet råolje. Råoljen fra felt med bøyelasting (Gullfaks, Draugen, Norne, Åsgard, Heidrun m.fl.) blir lastet til havs på bøyelasterskip. Seilingsområdet for bøyelasterskip er begrenset til Nordvest-Europa, men ved å lagre og omlaste på Mongstad, kan Statoil avsette oljen i fjernere områder. Mongstad er også ilandføringsterminal for oljerørledningene fra Troll B og C.

Stureterminalen

Eierforhold	Stureanlegget har det samme eierforholdet som for Osebergfeltet bortsett fra LPG eksportfasilitetene som eies av Norsk Hydro Produksjon a.s (LPG kjølelager og eksportfasiliteter til skip) og Vestprosess DA (eksportfasiliteter mot Vestprosess).
-------------	---

Råoljeterminalen på Stura i Øygarden kommune mottar olje og kondensat fra feltene Oseberg, Veslefrikk, Brage, Oseberg Sør, Oseberg Øst, Tune og Huldra via en 115 kilometer lang oljerørledning fra Oseberg A plattformen. Fra høsten 2003 vil Stureterminalen også ta imot olje fra Granefeltet via Grane oljerør. Terminalen kom i produksjon i desember 1988. Sture-anlegget inkluderer to kaianlegg som kan motta oljetankere på opp til 300 000 tonn, fem råoljekaverner med en kapasitet på 1 million Sm³, en LPG-kaverne på 60 000 Sm³ og en ballastvannkaverne på 200 000 Sm³. En separat enhet for behandling av VOC fra tankskip er installert.

I mars 1998 ga departementet tillatelse til en oppgradering av Sture-anlegget. Et fraksjoneringsanlegg, som har vært i drift fra desember 1999, prosesserer ustabilisert råolje fra Oseberg-feltet til stabil råolje samt LPG-mix. Produsert LPG-mix kan både eksporteres med båt fra terminalen og leveres inn i Vestprosess-rørledningen mellom Kollsnes, Stura og Mongstad.

Tjeldbergodden

Eierforhold	Statoil Metanol ANS:	
	Statoil ASA	81,7%
	Norske Conoco A/S	18,3%

Stortinget behandlet i 1992 planene om å utnytte gass fra Heidrunfeltet til produksjon av metanol på Tjeldbergodden i Aure kommune på Nordmøre. Metanolfabrikken kom i produksjon 5. juni 1997. Gassleveransene gjennom røret Haltenpipe utgjør årlig omlag 0,7 mrd Sm³, som gir 830 000 tonn metanol.

I tilknytting til metanolfabrikken er det bygd en luftgassfabrikk. Tjeldbergodden Luftgassfabrikk DA har i tillegg bygd et mindre fraksjonerings- og LNG-anlegg med kapasitet på 35 mill Sm³ per år.

Norferm as, som eies av Statoil ASA, produserer bioproteiner på Tjeldbergodden. Bioproteinfabrikken har et designforbruk på 25 mill. kubikkmeter metangass, eller 3% av gassen som kommer fra Heidrun. Designkapasiteten er 10 000 tonn pr. år.

Vestprosess

Eierforhold	Petoro AS ¹	41%
	Statoil ASA	17%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	17%
	Mobil Development Norway A/S	10%
	A/S Norske Shell	8%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	5%
	Norske Conoco A/S	2%

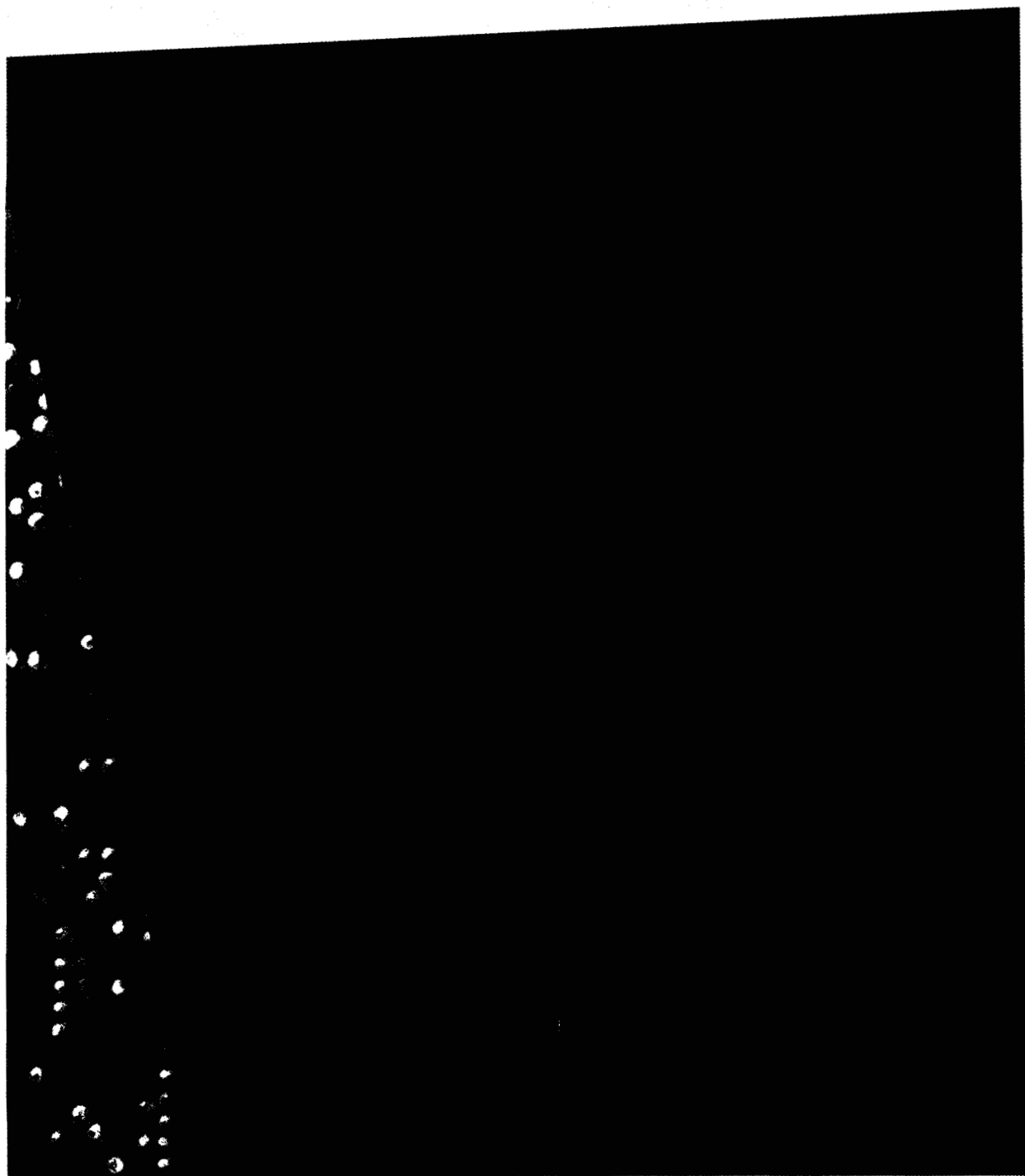
¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Selskapet Vestprosess DA ble etablert med hjemmel i Selskapsloven i oktober 1997, med formål å bygge, drive og eie et transportsystem for transport av NGL (våtgass) fra Kollsnes og Sture til Mongstad, sammen med et utskillingsanlegg for NGL ved raffineriet på Mongstad. Vestprosess-anlegget kom i drift i desember 1999, og vil i første omgang transportere Troll kondensat fra Kollsnes og Oseberg våtgass fra Sture til Mongstad for videreforedling.

På Mongstad skilles først nafta fra LPG. Naftakomponentene inngår som råstoff til raffineriet, mens LPG blir fraksjonert i det nye Vestprosess-anlegget. Fraksjoneringsproduktene, propan og butan, blir lagret i fjellhaller før eksport fra Mongstad. Vestprosess-anlegget benytter overskuddsenergi og hjelpetjenester fra raffineriet.

17

18 Rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel



Tilbakelevering av hele utvinningstillatelser 2001:

Utvinningsstillatelse 114, 114B og 114C.

Andelsoverdragelser 2001

Utv. till.	Fra:	Til:	Andel (%):
006	Amerada Hess Norge AS	TotalFinaElf Exploration Norge AS	28,33
006C	BP Norge AS	Det Norske Oljeselskap AS	10,00
006C	Enterprise Oil Norge AS	Gaz de France Norge AS	14,17
008	Norsk Hydro Produksjon a.s	Amerada Hess Norge AS	50,00
025	Total Norge AS	Marathon Petroleum Norge AS	10,00
025	TotalFinaElf Exploration Norge AS	BP Norge AS	25,00
025	TotalFinaElf Exploration Norge AS	Marathon Petroleum Norge AS	8,20
025	Norsk Hydro Produksjon a.s	Marathon Petroleum Norge AS	10,00
040	Norsk Hydro Produksjon a.s	Statoil ASA	3,60
040	Norsk Hydro Produksjon a.s	TotalFinaElf Exploration Norge AS	3,20
044	Statoil ASA	Phillips Petroleum Norsk A/S	41,88
048B	Norsk Hydro Produksjon a.s	Pelican AS	9,30
048B	Statoil ASA	Det Norske Oljeselskap AS	10,00
072B	Norsk Hydro Produksjon a.s	Esso Exploration and Production Norge AS	10,00
077	Statoil ASA	Gaz de France Norge AS	12,00
088	Statoil ASA	Marathon Petroleum Norge AS	18,60
102	Statoil ASA	Marathon Petroleum Norge AS	20,00
103B	Statoil ASA	Det Norske Oljeselskap AS	20,00
113	Statoil ASA	DONG Efterforskning og Produksjon A/S	20,00
113	DONG Efterforskning og Produksjon AS	DONG Norge AS	20,00
132	Statoil ASA	Gaz de France Norge AS	20,00
145	Statoil ASA		10,00
145	Norsk Hydro Produksjon a.s		10,00
145		Phillips Petroleum Norsk AS	16,00
145		Norsk Agip AS	4,00
147	DONG Efterforskning og Produksjon AS	DONG Norge AS	20,00
148	Statoil ASA	Amerada Hess Norge AS	45,00
148	Statoil ASA	Det Norske Oljeselskap AS	5,00
148	Total Norge AS	Det Norske Oljeselskap AS	15,00
150	Statoil ASA	Marathon Petroleum Norge AS	10,00
167	Norsk Hydro Produksjon a.s	Statoil ASA	22,50
167	Norsk Hydro Produksjon a.s	BP Norge AS	7,50
167	Phillips Petroleum Norsk A/S	Statoil ASA	7,50
167	Phillips Petroleum Norsk A/S	BP Norge AS	2,50
168	Statoil ASA	Amerada Hess Norge AS	75,00
169B	Statoil ASA	Norske Conoco A/S	8,00
176	Norsk Hydro Produksjon a.s		10,00

Utv. till.	Fra:	Til:	Andel (%):
176	Norsk Chevron AS		7,44
176	A/S Norske Shell		23,80
176	Statoil ASA		35,00
176		BP Norge AS	18,36
176		Petoro AS	57,88
187	Norsk Hydro Produksjon a.s	Marathon Petroleum Norge AS	10,00
189	Amerada Hess Norge AS	Esso Exploration and Production Norway AS	20,00
189	Statoil ASA	Esso Exploration and Production Norway AS	25,00
197	Amerada Hess Norge AS	Esso Exploration and Production Norway AS	35,00
197	Esso Exploration and Production Norway AS	Amerada Hess Norge AS	35,00
210	A/S Norske Shell	BP Norge AS	15,00
221	Mobil Development Norway AS		15,00
221		Norsk Hydro Produksjon a.s	5,00
221		Statoil ASA	8,00
221		TotalFinaElf Exploration Norge AS	2,00
222	Mobil Development Norway AS		15,00
222		Norsk Hydro Produksjon a.s	5,00
222		Statoil ASA	8,00
222		TotalFinaElf Exploration Norge AS	2,00
223	Mobil Development Norway AS		15,00
223		Norsk Hydro Produksjon a.s	5,00
223		Statoil ASA	8,00
223		TotalFinaElf Exploration Norge AS	2,00
241	Esso Exploration and Production Norway AS	Statoil ASA	35,00
252	Norsk Hydro Produksjon a.s	RWE-DEA Norge AS	25,00
252	Esso Exploration and Production Norway AS	Norsk Hydro Produksjon a.s	15,00

Overføring av operatørskap:

Utv. till.	Fra:	Til:
006C	BP Norge AS	Amerada Hess Norge AS
008	Norsk Hydro Produksjon a.s	Amerada Hess Norge AS
040	Norsk Hydro Produksjon a.s	TotalFinaElf Exploration Norge AS
044	Statoil ASA	Phillips Petroleum Norsk A/S
148	Statoil ASA	Amerada Hess Norge AS
150	Fina Production Licences AS	Total Norge AS
150	Total Norge AS	TotalFinaElf Exploration Norge AS
168	Statoil ASA	Amerada Hess Norge AS
189	Amerada Hess Norge AS	Esso Exploration and Production Norway AS
210	A/S Norske Shell	BP Norge AS

Utvinningstillatelser per 1. januar 2002¹

Deltakerandelene som er oppgitt for de enkelte utvinningstillatelser er andeler i utvinningstillatelsen og ikke for eventuelle felt som ligger i tillatelsen (samordnede felt eller felt hvor det er utøvet glide-skala for forekomsten, har andre eierandeler enn i utvinningstillatelsen). For deltakerandeler i de ulike felt henvises til kapittel 14-16. I de utvinningstillatelser som omfatter et felt eller en del av et felt, angis dette med fete typer øverst i rubrikken for vedkommende utvinningstillatelse. Der en utvinningstillatelse utgjør en del av et felt, er den/de utvinningstillatelser som utgjør resten av feltet angitt i parentes ved siden av feltangivelsen øverst i rubrikken (eks. fra utvinningstillatelse 034: "Tune (del) (+ pl. 053 og 190)". Operatør angis med *.

Fordi andelene oppgis med tre desimaler kan det være enkelte utvinningstillatelser som ikke sammenlagt viser 100%.

¹ Salget av om lag 6,5 prosent av SDØE-andelene i mars 2002 er reflektert i deltakerandelene.

1. konsesjonsrunde

Felt / utv. till.	Blokk	Rettighetshavere (*Operatør)	Andel (%)
Balder / Grane (del) (+PL 169, 169B1 og 169B2) / Ringhorne (del) (+PL 027,027C,169)			
001 1965	25/11	* Esso Expl. & Prod. Norway AS	100,000
Tildelt utenom runde:			
001B 1999	16/1	* Esso Expl. & Prod. Norway AS	50,000
		Enterprise Oil Norge AS	50,000
Tor (del) (+PL 018)			
006 1965	2/5	* TotalFinaElf Exploration Norge AS	43,333
		Enterprise Oil Norge AS	28,333
		BP Norge AS	28,333
Tildelt utenom runde:			
Valhall (del) (+PL 033B)			
006B 2000	2/8	* BP Norge AS	28,333
		Amerada Hess Norge AS	28,333
		Enterprise Oil Norge AS	28,333
		TotalFinaElf Exploration Norge AS	15,000
006C 2000	2/5	* Amerada Hess Norge AS	28,333
	2/8	BP Norge AS	18,333
		TotalFinaElf Exploration Norge AS	15,000
		Enterprise Oil Norge AS	14,167
		Gaz de France Norge AS	14,166
		Det Norske Oljeselskap AS	10,000
008 1965	2/6	* Amerada Hess Norge AS	100,000

Felt / utv. till.	Blokk	Rettighetshavere (*Operator)	Andel (%)
-------------------	-------	------------------------------	-----------

Ekofiskområdet / Tor (del) (+PL 006) / Tjølve

018 1965	1/5	TotalFinaElf Exploration Norge AS	39,896
	2/4	* Phillips Petroleum Company Norway	35,112
	2/7	Norsk Agip A/S	12,388
	7/11	Norsk Hydro Produksjon a.s	6,654
		Petoro AS	5,000
		Statoil ASA	0,950

Tildelt utenom runde:

018B 1995	1/6	TotalFinaElf Exploration Norge AS	39,896
		* Phillips Petroleum Company Norway	35,112
		Norsk Agip A/S	12,388
		Norsk Hydro Produksjon a.s	6,654
		Petoro AS	5,000
		Statoil ASA	0,950

Ula (del) (+PL 019 B)

019 1965	7/12	* BP Norge AS	80,000
		Svenska Petroleum Exploration AS	15,000
		Pelican AS	5,000

Tildelt utenom runde: Gyda / Gyda sør / Tambar (del) (+PL 065) / Ula (del) (+PL 019)

019B 1977	2/1	* BP Norge AS	56,000
	7/12	Pelican AS	34,000
		Norske AEDC A/S	5,000
		Norske MOECO A/S	5,000

Tildelt utenom runde:

019C 1998	2/1	* BP Norge AS	45,000
		Pelican AS	35,000
		Norsk Hydro Produksjon a.s	20,000

2. konsesjonsrunde

Frigg

024 1969	25/1	* TotalFinaElf Exploration Norge AS	47,130
		Norsk Hydro Produksjon AS	32,870
		Statoil ASA	20,000
025 1969	15/3	* Statoil ASA	46,800
		Marathon Petroleum Norge AS	28,200
		BP Norge AS	25,000

Frøy (del) (+PL 102)

026 1969	25/2	* TotalFinaElf Exploration Norge AS	62,130
		Norsk Hydro Produksjon a.s	32,870
		Statoil ASA	5,000

Felt / utv. till.	Blokk	Rettighetshavere (*Operatør)	Andel (%)
Ringhorne (del) (+PL 001, 027 C og 169)			
027 1969	25/8	* Esso Expl. & Prod. Norway AS	100,000
Tildelt utenom runde: Jotun (del) (+PL 103 B)			
027B 1999	25/8	* Esso Expl. & Prod. Norway AS	50,000
		Enterprise Oil Norge AS	50,000
Tildelt utenom runde:			
Ringhorne (del) (+PL 001, 027 og 169)			
027C 2000	25/8	* Esso Expl. & Prod. Norway AS	100,000
028 1969	25/10	* Esso Expl. & Prod. Norway AS	100,000
Tildelt utenom runde:			
028B 1999	25/10	* Esso Expl. & Prod. Norway AS	50,000
		Enterprise Oil Norge AS	50,000
028C 2000	25/10	Norsk Hydro Produksjon a.s	45,000
		Petoro AS	30,000
		Statoil ASA	15,000
		* Esso Expl. & Prod. Norway AS	10,000
Sleipner Vest (del) (+PL 046) / Glitne (del) (+PL 048 B) / Dagny (del) (+PL 048)			
029 1969	15/6	* Esso Expl. & Prod. Norway AS	100,000
Tildelt utenom runde:			
Glitne (del) (+PL 048B)			
029B 2001	15/6	* Esso Expl. & Prod. Norway AS	100,000
Hod			
033 1969	2/11	* BP Norge AS	25,000
		Amerada Hess Norge AS	25,000
		TotalFinaElf Exploration Norge AS	25,000
		Enterprise Oil Norge AS	25,000
Tildelt utenom runde: Valhall (del) (+PL 006B)			
033B 2001	2/11	Amerada Hess Norge AS	25,000
		* BP Norge AS	25,000
		Enterprise Oil Norge AS	25,000
		TotalFinaElf Exploration Norge AS	25,000
Tune (del) (+PL 053 og 190)			
034 1969	30/5	Petoro AS	40,000
		* Norsk Hydro Produksjon AS	40,000
		TotalFinaElf Exploration Norge AS	20,000
035 1969	30/11	* Norsk Hydro Produksjon a.s	50,000
		Enterprise Oil Norge AS	50,000

18

Felt / utv.till.	Blokk	Rettighetshavere (*Operatør)	Andel (%)
Heimdal / Vale			
036 1971	25/4	Marathon Petroleum Norge AS	46,904
		* Norsk Hydro Produksjon a.s	28,531
		TotalFinaElf Exploration Norge AS	24,243
		AS Ugland Rederi	0,322

Tildelt utenom runde: Statfjord / Statfjord Øst (del) (+PL 089) / Statfjord Nord / Sygna (del) (+PL 089)

037 1973	33/9	Petoro AS	30,000
	33/12	* Statoil ASA	21,875
		Mobil Development Norway A/S	15,000
		Norske Conoco A/S	12,083
		A/S Norske Shell	10,000
		Esso Expl. & Prod. Norway AS	10,000
		Enterprise Oil Norge AS	1,042

Tildelt utenom runde: Gullfaks Sør (del) (+PL 050 og 050B)

037B 1998	33/12	* Statoil ASA	61,000
		Petoro AS	30,000
		Norsk Hydro Produksjon a.s	9,000

Tildelt utenom runde: Murchison

037C 2000	33/9	* Statoil ASA	51,875
		Mobil Development Norway A/S	15,000
		Norske Conoco A/S	12,083
		A/S Norske Shell	10,000
		Esso Expl. & Prod. Norway AS	10,000
		Enterprise Oil Norge AS	1,042

3. konsesjonsrunde

Varg

038 1975	15/12	* Norsk Hydro Produksjon a.s	42,000
		Petoro AS	30,000
		Statoil ASA	28,000

Hild (del) (+PL 043)

040 1975	29/9	* TotalFinaElf Exploration Norge AS	46,400
	30/7	Petoro AS	30,000
		Statoil ASA	23,600

Hild (del) (+PL 040)

043 1976	29/6	* TotalFinaElf Exploration Norge AS	50,000
	30/4	Petoro AS	30,000
		Statoil ASA	20,000

Tildelt utenom runde:

044 1976	1/9	* Phillips Petroleum Norsk A/S	41,880
		Statoil ASA	30,000
		TotalFinaElf Exploration Norge AS	15,000
		Norsk Agip A/S	13,120

Felt / utv. till.	Blokk	Rettighetshavere (*Operatør)	Andel (%)
-------------------	-------	------------------------------	-----------

Tildelt utenom runde: Sleipner Øst / Sleipner Vest (del) (+PL 029)/Volve/Gungne/Loke

046 1976	15/8	* Statoil ASA	52,600
	15/9	Esso Expl. & Prod. Norway AS	28,000
		TotalFinaElf Exploration Norge AS	10,000
		Norsk Hydro Produksjon a.s	9,400

Tildelt utenom runde: Dagny (del) (+PL 029)

048 1977	15/5	* Statoil ASA	68,900
		TotalFinaElf Exploration Norge AS	21,800
		Norsk Hydro Produksjon a.s	9,300

Tildelt utenom runde: Glitne (del) (+PL 029)

048B 2001	15/5	* Statoil ASA	58,900
		TotalFinaElf Exploration Norge AS	21,800
		Det Norske Oljeselskap AS	10,000
		Pelican AS	9,300

Tildelt utenom runde: Gullfaks (del) (+PL 050B) / Gullfaks Sør (del) (+PL 037B og 050B)

050 1978	34/10	* Statoil ASA	61,000
		Petoro AS	30,000
		Norsk Hydro Produksjon a.s	9,000

Tildelt utenom runde: Gullfaks (del) (+PL 050) / Gullfaks Sør (del) (+PL 037B og 050)

050B 1995	34/10	* Statoil ASA	61,000
		Petoro AS	30,000
		Norsk Hydro Produksjon a.s	9,000

Tildelt utenom runde: Nordsjørunden 1999

050C 1999	30/1	* Statoil ASA	61,000
	34/10	Petoro	30,000
		Norsk Hydro Produksjon a.s	9,000

4. konsesjonsrunde

Huldra (del) (+PL 052B)

051 1979	30/2	Petoro AS	31,400
		Norske Conoco A/S	24,500
		TotalFinaElf Exploration Norge AS	24,500
		* Statoil ASA	19,600

Veslefrikk (del) (+PL 053)

052 1979	30/3	Petoro AS	37,000
		* Statoil ASA	18,000
		TotalFinaElf Exploration Norge	18,000
		RWE-DEA Norge AS	11,250
		Paladin Resources Norge AS	9,000
		Svenska Petroleum Exploration AS	4,500
		Norske RWE-DEA AS	2,250

Felt / utv. till.	Blokk	Rettighetshavere (*Operatør)	Andel (%)
Tildelt utenom runde: Huldra (del) (+PL 051)			
052B 2001	30/3	Petoro AS	37,000
		* Statoil ASA	18,000
		TotalFinaElf Exploration Norge AS	18,000
		RWE-DEA Norge AS	11,250
		Paladin Resources Norge AS	9,000
		Svenska Petroleum Exploration AS	4,500
		Norske RWE-DEA AS	2,250
Oseberg (del) (+PL 079) / Oseberg Øst / Tune (del) (+PL 034 og 190)/ Veslefrikk (del) (+PL 052)			
053 1979	30/6	Petoro AS	35,000
		* Norsk Hydro Produksjon a.s	34,000
		Statoil ASA	14,000
		TotalFinaElf Exploration Norge AS	10,000
		Mobil Development Norway A/S	7,000
Tildelt utenom runde: Brage (del) (+PL 055 og 185)			
053B 1998	30/6	* Norsk Hydro Produksjon a.s	40,600
		Petoro AS	25,400
		Paladin Resources Norge AS	20,000
		Statoil ASA	14,000
Troll (del) (+PL 085)			
054 1979	31/2	Petoro AS	40,800
		A/S Norske Shell	25,900
		* Statoil ASA	18,000
		TotalFinaElf Exploration Norge AS	5,209
		Norske Conoco A/S	5,191
		Norsk Hydro Produksjon a.s	4,900
Brage (del) (+PL 053B og 185)			
055 1979	31/4	* Norsk Hydro Produksjon a.s	23,200
		Paladin Resources Norge AS	20,000
		Esso Expl. & Prod. Norway AS	17,600
		Petoro AS	13,400
		Fortum Petroleum AS	13,200
		Statoil ASA	12,600
Tildelt utenom runde: Nordsjørunden 1999			
055B 1999	31/4	* Norsk Hydro Produksjon a.s	23,200
		Paladin Resources Norge AS	20,000
		Esso Expl. & Prod. Norway AS	17,600
		Petoro AS	13,400
		Fortum Petroleum AS	13,200
		Statoil ASA	12,600

Felt / utv.till.	Blokk	Rettighetshavere (*Operatør)	Andel (%)
Snorre (del)(+PL 089)			
057 1979	34/4	Petoro AS	30,000
		RWE-DEA Norge AS	24,500
		* Norsk Hydro Produksjon a.s	14,700
		Statoil ASA	11,400
		Idemitsu Petroleum Norge a.s	9,600
		Amerada Hess Norge AS	4,900
		Enterprise Oil Norge AS	4,900

5. konsesjonsrunde

Åsgard (del) (+PL 074, 094, 134 og 237)

062 1981	6507/11	* Statoil ASA	31,050
		TotalFinaElf Exploration Norge AS	24,500
		Petoro AS	19,950
		Norsk Hydro Produksjon a.s	14,700
		Fortum Petroleum AS	9,800

Snøhvit (del) (+PL 077, 078, 097, 099, 100 og 110)

064 1981	7120/8	* Statoil ASA	39,520
		Petoro AS	30,000
		Gaz de France Norge AS	15,480
		Norsk Hydro Produksjon a.s	10,000
		TotalFinaElf Exploration Norge AS	5,000

Tyrihans (del) (+PL 091)

073 1982	6407/1	* Statoil ASA	54,667
		TotalFinaElf Exploration Norge AS	33,333
		Norsk Hydro Produksjon a.s	12,000

Åsgard (del) (+PL 062, 094, 134 og 237)

074 1982	6407/2	* Statoil ASA	31,050
		Petoro AS	19,950
		Fortum Petroleum AS	14,700
		Norsk Agip A/S	14,700
		Norsk Hydro Produksjon a.s	9,800
		Mobil Development Norway A/S	9,800

Snøhvit (del) (+PL 064, 078, 097, 099, 100 og 110)

077 1982	7120/7	* Statoil ASA	38,000
		Petoro AS	30,000
		Gaz de France Norge AS	12,000
		Norsk Hydro Produksjon a.s	10,000
		TotalFinaElf Exploration Norge AS	10,000

Felt / utv. till.	Blokk	Rettighetshavere (*Operatør)	Andel (%)
-------------------	-------	------------------------------	-----------

Snøhvit (del) (+PL 064, 077, 097, 099, 100 og 110)

078 1982	7120/9	Petoro AS	30,000
		TotalFinaElf Exploration Norge AS	25,000
		* Statoil ASA	23,000
		Gaz de France Norge AS	12,000
		Norsk Hydro Produksjon a.s	10,000

6. konsesjonsrunde

Tambar (del) (+PL 019B)

065 1981	1/3	* BP Norge AS	55,000
		Pelican AS	45,000
066 1981	2/2	* Amerada Hess Norge AS	70,000
		Statoil ASA	30,000

Sigyn

072 1981	16/7	Statoil ASA	50,000
		* Esso Expl. & Prod. Norway AS	40,000
		Norsk Hydro Produksjon a.s	10,000

Tildelt utenom runde:

072B 2001	16/7	* Esso Expl. & Prod. Norway AS	50,000
		Statoil ASA	50,000

Tildelt utenom runde: Oseberg (del) (+PL 053) / Oseberg Sør (del) (+PL 104 og 171B)

079 1982	30/9	Petoro AS	42,000
		* Norsk Hydro Produksjon a.s	34,000
		Statoil ASA	14,000
		TotalFinaElf Exploration Norge AS	10,000

Tildelt utenom runde: Troll (del) (+PL 054)

085 1983	31/3	Petoro AS	62,919
	31/5	* Statoil ASA	22,081
	31/6	* Norsk Hydro Produksjon a.s	12,000
		TotalFinaElf Exploration Norge AS	3,000

Tildelt utenom runde:

085B 1992	31/9	Petoro AS	62,919
	32/4	* Statoil ASA	22,081
		* Norsk Hydro Produksjon a.s	12,000
		TotalFinaElf Exploration Norge AS	3,000

8. konsesjonsrunde

Peik

088 1984	24/6	* TotalFinaElf Exploration Norge AS	50,000
		Marathon Petroleum Norge AS	50,000

Felt / utv.till.	Blokk	Rettighetshavere (*Operatør)	Andel (%)
------------------	-------	------------------------------	-----------

Snorre (del) (+PL 057) / Statfjord Øst (del) (+PL 037) / Borg / Vigdis / Tordis / Tordis Øst / H-Vest og Nord / Sygna (del) (+PL 037)

089 1984	34/7	Petoro AS	30,000
		Statoil ASA	28,220
		* Norsk Hydro Produksjon a.s	13,280
		Esso Expl. & Prod. Norway A/S	10,500
		Idemitsu Petroleum Norge a.s.	9,600
		TotalFinaElf Exploration Norge AS	5,600
		RWE-DEA Norge AS	2,800

Fram

090 1984	35/11	* Norsk Hydro Produksjon a.s	25,000
		Mobil Development Norway A/S	25,000
		Statoil ASA	20,000
		Gaz de France Norge AS	15,000
		Idemitsu Petroleum Norge a.s	15,000

Tyrihans (del) (+PL 073)

091 1984	6406/3	* Statoil ASA	55,000
		Mobil Development Norway A/S	33,000
		Norsk Hydro Produksjon a.s	12,000

Mikkel (del) (+PL 121)

092 1984	6407/6	* Statoil ASA	50,000
		Mobil Development Norway A/S	40,000
		Norsk Hydro Produksjon a.s	10,000

Draugen

093 1984	6407/9	Petoro AS	47,880
		* A/S Norske Shell	26,200
		BP Norge AS	18,360
		Norsk Chevron AS	7,560

Åsgard (del) (+PL 062, 074, 134 og 237)

094 1984	6506/12	* Statoil ASA	29,050
		Petoro AS	14,950
		Mobil Development Norway A/S	14,700
		Norsk Hydro Produksjon a.s	11,900
		Fortum Petroleum AS	9,800
		Norsk Agip A/S	9,800
		TotalFinaElf Exploration Norge AS	9,800

Heidrun (del) (+PL 124)

095 1984	6507/7	Petoro AS	59,000
		* Norske Conoco A/S	26,000
		Statoil ASA	10,000
		Fortum Petroleum AS	5,000

Felt / utv.till.	Blokk	Rettighetshavere (*Operatør)	Andel (%)
------------------	-------	------------------------------	-----------

Snøhvit (del) (+PL 064, 077, 078, 099 og 110)

097 1984	7120/6	Petoro AS	30,000
		* Statoil ASA	26,750
		Gaz de France Norge AS	12,000
		Amerada Hess Norge AS	11,250
		RWE-DEA Norge AS	10,000
		Norsk Hydro Produksjon a.s	10,000

Snøhvit (del) (+PL 064, 077, 078, 097, 100 og 110)

099 1984	7121/4	TotalFinaElf Exploration Norge AS	37,500
		Petoro AS	30,000
		Gaz de France Norge AS	12,000
		* Statoil ASA	10,500
		Norsk Hydro Produksjon a.s	10,000

Snøhvit (del) (+PL 064, 077, 078, 097, 099 og 110)

100 1984	7121/7	TotalFinaElf Exploration Norge AS	35,000
		Petoro AS	30,000
		Norsk Hydro Produksjon a.s	10,000
		Svenska Petroleum Exploration AS	10,000
		Gaz de France Norge AS	6,000
		* Statoil ASA	5,000
		RWE-DEA Norge AS	4,000

9. konsesjonsrunde

Skirne / Byggve / Frøy (del) (+PL 026)

102 1985	25/5	* TotalFinaElf Exploration Norge AS	40,000
		Petoro AS	30,000
		Marathon Petroleum Norge AS	20,000
		Norsk Hydro Produksjon a.s	10,000

Tildelt utenom runde:

102B 1998	25/5	* TotalFinaElf Exploration Norge AS	50,000
		Petoro AS	30,000
		Statoil ASA	20,000

103 1985	25/7	* Amerada Hess Norge AS	100,000
----------	------	-------------------------	---------

Tildelt utenom runde: Jotun (del) (+PL 027B)

103B 1998	25/7	* Norske Conoco A/S	37,500
		Det Norske Oljeselskap AS	32,500
		Petoro AS	30,000

Oseberg Sør (del) (+PL 079 og 171B)

104 1985	30/9	* Norsk Hydro Produksjon a.s	34,000
		Petoro AS	20,000
		Statoil ASA	20,000
		Norske Conoco A/S	11,000
		TotalFinaElf Exploration Norge AS	10,000
		Mobil Development Norway A/S	5,000

Felt / utv.till.	Blokk	Rettighetshavere (*Operatør)	Andel (%)
------------------	-------	------------------------------	-----------

Njord (del) (+PL 132)

107 1985	6407/7	* Norsk Hydro Produksjon a.s	22,500
		Gaz de France Norge AS	20,000
		Mobil Development Norway A/S	20,000
		Paladin Resources Norge AS	15,000
		Norske Conoco A/S	15,000
		Petoro AS	7,500

Snøhvit (del) (+PL 064, 077, 078, 097, 099 og 100)

110 1985	7120/5	Petoro AS	30,000
	7121/5	TotalFinaElf Exploration Norge AS	25,000
		* Statoil ASA	14,670
		Gaz de France Norge AS	12,000
		Norsk Hydro Produksjon a.s	10,000
		Amerada Hess Norge AS	8,330

10. konsesjonsrunde - Del A

Freja

113 1985	2/12	* Amerada Hess Norge AS	50,000
		Statoil ASA	30,000
		DONG Norge AS	20,000

Visund

120 1985	34/7	Statoil ASA	30,065
	34/8	* Norsk Hydro Produksjon a.s	29,000
		Petoro AS	16,935
		Norske Conoco A/S	13,000
		TotalFinaElf Exploration Norge AS	11,000

10. konsesjonsrunde - Del B

Mikkel (del) (+PL 092)

121 1986	6407/5	* Statoil ASA	70,000
		Mobil Development Norway A/S	20,000
		Norsk Hydro Produksjon a.s	10,000

122 1986	6507/2	Statoil ASA	50,000
		* Norsk Agip A/S	20,000
		Amerada Hess Norge AS	20,000
		Mobil Development Norway A/S	10,000

Heidrun (del) (+PL 095)

124 1986	6507/8	* Statoil ASA	35,000
		Norske Conoco A/S	27,910
		Petoro AS	27,090
		Fortum Petroleum AS	10,000

127 1986	6607/12	Statoil ASA	50,000
		* TotalFinaElf Exploration Norge AS	50,000

Felt / utv.till.	Blokk	Rettighetshavere (*Operator)	Andel (%)
Norne (del) (+PL 128B) / Svale			
128 1986	6608/10	* Statoil ASA	40,455
	6608/11	Petoro AS	24,545
		Norsk Hydro Produksjon a.s	13,500
		Norsk Agip A/S	11,500
		Enterprise Oil Norge AS	10,000
Tildelt utenom runde: Norne (del) (+PL 128)			
128B 1998	6508/1	Petoro AS	54,000
		* Statoil ASA	25,000
		Norsk Hydro Produksjon a.s	8,100
		Norsk Agip A/S	6,900
		Enterprise Oil Norge AS	6,000

11. konsesjonsrunde - Del A

Njord (del) (+PL 107)

132 1987	6407/10	* Norsk Hydro Produksjon a.s	22,500
		Gaz de France Norge AS	20,000
		Mobil Development Norway AS	20,000
		Paladin Resources Norge AS	15,000
		Norske Conoco A/S	15,000
		Petoro AS	7,500

Åsgard (del) (+PL 062, 074, 094 og 237)

134 1987	6506/11	* Statoil ASA	39,450
		Norsk Agip A/S	30,000
		Petoro AS	13,550
		TotalFinaElf Exploration Norge AS	10,000
		Norsk Hydro Produksjon a.s	7,000

Tildelt utenom runde: Kristin (del) (+PL 199)

134B 2000	6506/11	* Statoil ASA	48,000
		Norsk Agip A/S	30,000
		Norsk Hydro Produksjon a.s	12,000
		TotalFinaElf Exploration Norge AS	10,000

12. konsesjonsrunde - Del A

143 1988	1/2	* Norsk Hydro Produksjon a.s	35,000
		Phillips Petroleum Norsk A/S	35,000
		Statoil ASA	30,000
144 1988	1/5	Statoil ASA	50,000
	1/6	* Amerada Hess Norge AS	25,000
		Enterprise Oil Norge AS	25,000
145 1988	2/7	* Phillips Petroleum Norsk A/S	56,000
		Statoil ASA	30,000
		Norsk Agip A/S	14,000

Felt / utv. till.	Blokk	Rettighetshavere (*Operatør)	Andel (%)
146 1988	2/4	Statoil ASA	30,000
		* Norsk Hydro Produksjon a.s	20,000
		TotalFinaElf Exploration Norge AS	20,000
		Phillips Petroleum Norsk A/S	20,000
		Amerada Hess Norge AS	10,000

Trym

147 1988	3/7	* A/S Norske Shell	50,000
		Statoil ASA	30,000
		DONG Norge AS	20,000
148 1988	7/4	* Amerada Hess Norge AS	70,000
	7/7	Det Norske Oljeselskap AS	30,000
150 1988	24/9	Enterprise Oil Norge AS	40,000
		Marathon Petroleum Norge AS	40,000
		* TotalFinaElf Exploration Norge AS	10,000
		Norsk Hydro Produksjon a.s	10,000

152 1988	33/12	* Statoil ASA	58,890
		Petoro AS	30,000
		Mobil Development Norway A/S	11,110

Gjøa

153 1988	35/9	Petoro AS	30,000
	36/7	* Norsk Hydro Produksjon a.s	30,000
		Statoil ASA	20,000
		A/S Norske Shell	12,000
		RWE-DEA Norge AS	8,000

12. konsesjonsrunde - Del B

156 1989	6406/11	* Norsk Hydro Produksjon a.s	70,000
		Statoil ASA	30,000
158 1989	6407/8	* A/S Norske Shell	31,640
		Statoil ASA	30,000
		Norsk Chevron AS	20,000
		BP Norge AS	18,360

Skarv (del) (+PL 212)

159 1989	6507/3	* Statoil ASA	50,000
		Enterprise Oil Norge AS	40,000
		Norsk Hydro Produksjon a.s	10,000

13. konsesjonsrunde

166 1991	15/6	Statoil ASA	70,000
		* RWE-DEA Norge AS	30,000

Felt / utv. till.	Blokk	Rettighetshavere (*Operatør)	Andel (%)
167 1991	16/1	* Statoil ASA BP Norge AS	80,000 20,000
168 1991	25/10	* Amerada Hess Norge AS	100,000
Ringhorne (del) (+PL 001, 027 og 027C)			
169 1991	25/8	* Norsk Hydro Produksjon a.s	45,000
	25/11	Petoro AS	30,000
		Statoil ASA	15,000
		Esso Expl. & Prod. Norway AS	10,000
Tildelt utenom runde: Grane (del) (+PL 001 og 169B2)			
169B1 2000	25/11	* Norsk Hydro Produksjon a.s	47,500
		Petoro AS	37,500
		Norske Conoco A/S	8,000
		Esso Expl. & Prod. Norway AS	7,000
Tildelt utenom runde: Grane (del) (+PL 001 og 169B1)			
169B2 2000	25/11	* Norsk Hydro Produksjon a.s	47,500
		Petoro AS	30,000
		Esso Expl. & Prod. Norway AS	10,000
		Norske Conoco A/S	8,000
		Statoil ASA	4,500
171 1991	30/12	* Norsk Hydro Produksjon a.s	40,000
		Petoro AS	35,000
		Statoil ASA	15,000
		Enterprise Oil Norge AS	10,000
Tildelt utenom runde: Oseberg Sør (del) (+PL 079 og 104)			
171B 2000	30/12	* Norsk Hydro Produksjon a.s	34,000
		Petoro AS	31,000
		Statoil ASA	15,000
		Mobil Development Norway A/S	10,000
		TotalFinaElf Exploration Norge AS	10,000
172 1991	33/9	* Mobil Development Norway A/S	44,450
		Petoro AS	30,000
		Statoil ASA	25,550
174 1991	35/12	* Norsk Hydro Produksjon a.s	30,000
		Norske Conoco A/S	20,000
		Gaz de France Norge AS	17,500
		Idemitsu Petroleum Norge a.s.	17,500
		Statoil ASA	15,000
176 1991	6407/12	Petoro AS	47,880
		* A/S Norske Shell	26,200
		BP Norge AS	18,360
		Norsk Chevron AS	7,560

Felt / utv.till.	Blokk	Rettighetshavere (*Operatør)	Andel (%)
------------------	-------	------------------------------	-----------

Tildelt utenom runde: Brage (del) (+PL 053B og 055)

185 1991	31/7	* Norsk Hydro Produksjon a.s	23,200
		Paladin Resources Norge AS	20,000
		Esso Expl. & Prod. Norway AS	17,600
		Petoro AS	13,400
		Fortum Petroleum AS	13,200
		Statoil ASA	12,600

14. konsesjonsrunde

187 1993	15/2	Statoil ASA	65,000
	15/3	* BP Norge AS	25,000
		Marathon Petroleum Norge AS	10,000
189 1993	25/8	* Esso Expl. & Prod. Norway AS	45,000
	25/9	Petoro AS	45,000
		Norsk Hydro Produksjon a.s	10,000

Tune (del) (+PL 034 og 053)

190 1993	30/8	Petoro AS	40,000
		* Norsk Hydro Produksjon a.s	40,000
		TotalFinaElf Exploration Norge AS	20,000
191 1993	31/2	* Norsk Hydro Produksjon a.s	30,000
		Gaz de France Norge AS	22,500
		Idemitsu Petroleum Norge AS	22,500
		Statoil ASA	15,000
		Mobil Development Norway A/S	10,000

Kvitebjørn

193 1993	34/11	* Statoil ASA	50,000
		Petoro AS	30,000
		Norsk Hydro Produksjon a.s	15,000
		TotalFinaElf Exploration Norge AS	5,000
195 1993	35/8	Petoro AS	35,000
		* Norsk Hydro Produksjon a.s	30,000
		BP Norge AS	20,000
		Norske Conoco A/S	15,000
196 1993	35/6	Idemitsu Petroleum Norge AS	100,000
	36/4		
197 1993	6306/2	* Amerada Hess Norge AS	70,000
	6306/5	Statoil ASA	30,000

Lavrans / Kristin (del) (+PL 134B)

199 1993	6406/2	* Statoil ASA	46,000
		Petoro AS	27,000
		Mobil Development Norway A/S	15,000
		Norsk Hydro Produksjon a.s	12,000

Felt / utv. till.	Blokk	Rettighetshavere (*Operatør)	Andel (%)
200 1993	6608/7	* Statoil ASA	65,000
	6608/8	Phillips Petroleum Norsk A/S	20,000
		BP Norge AS	15,000
201 1993	7018/3	* Norsk Agip A/S	35,000
	7019/1	Statoil ASA	25,000
		Enterprise Oil Norwegian A/S	25,000
		Fortum Petroleum AS	15,000
202 1993	7227/11	* Statoil ASA	55,000
	7227/12	Amerada Hess Norge AS	25,000
	7228/7	Norsk Hydro Produksjon a.s	20,000
	7228/10		

15. konsesjonsrunde

203 1996	24/6	* Norsk Hydro Produksjon a.s	35,000
	25/4	Marathon Petroleum Norge AS	30,000
	25/7	Norske Conoco A/S	20,000
		Det Norske Oljeselskap AS	15,000
204 1996	24/9	* Statoil ASA	35,000
	24/11	Marathon Petroleum Norge AS	30,000
	24/12	Amerada Hess Norge AS	20,000
		Enterprise Oil Norge AS	15,000
206 1996	33/5	* Mobil Development Norway A/S	75,000
	33/6	Norsk Hydro Produksjon a.s	25,000
	34/4		

Ormen Lange (del) (+PL 209 og 250)

208 1996	6304/9	* BP Norge AS	45,000
	6305/7	Petoro AS	30,000
		A/S Norske Shell	25,000

Ormen Lange (del) (+PL 208 og 250)

209 1996	6305/1	Petoro AS	35,000
	6305/2	* Norsk Hydro Produksjon a.s	25,000
	6305/4	Statoil ASA	15,000
	6305/5	A/S Norske Shell	15,000
		Esso Expl. & Prod. Norway AS	10,000
210 1996	6404/3	Statoil ASA	50,000
	6405/1	* BP Norge AS	35,000
	6504/9	A/S Norske Shell	15,000
	6504/12		
	6505/7		
	6505/10		

Felt / utv. till.	Blokk	Rettighetshavere (*Operator)	Andel (%)
211 1996	6506/6	* Mobil Development Norway A/S	30,000
	6507/4	Statoil ASA	30,000
		Norsk Agip A/S	20,000
		TotalFinaElf Exploration Norge AS	20,000
Skarv (del) (+PL 159)			
212 1996	6507/5	* BP Norge AS	30,000
	6507/6	Statoil ASA	30,000
		Enterprise Oil Norge AS	25,000
		Mobil Development Norway A/S	15,000
213 1996	6508/1	* Statoil ASA	60,000
		Norsk Hydro Produksjon a.s	20,000
		Phillips Petroleum Norsk A/S	20,000
215 1996	6604/2	Statoil ASA	45,000
	6604/3	* Norsk Hydro Produksjon a.s	30,000
	6704/12	Norske Conoco A/S	15,000
	6705/10	Mobil Development Norway A/S	10,000
216 1996	6610/1	* BP Norge AS	30,000
		Statoil ASA	30,000
		TotalFinaElf Exploration Norge AS	25,000
		Enterprise Oil Norge AS	15,000
217 1996	6706/11	* Statoil ASA	65,000
	6706/12	BP Norge AS	20,000
		Norske Conoco A/S	15,000
218 1996	6706/12	Statoil ASA	50,000
	6707/10	* BP Norge AS	25,000
		Esso Expl. & Prod. Norway AS	15,000
		Norske Conoco A/S	10,000
219 1996	6710/6	Norsk Agip A/S	40,000
		* Norsk Hydro Produksjon a.s	25,000
		TotalFinaElf Exploration Norge AS	15,000
		Fortum Petroleum AS	10,000
		Enterprise Oil Norge AS	10,000
220 1996	6710/10	* Statoil ASA	70,000
		Amerada Hess Norge AS	15,000
		Fortum Petroleum AS	15,000

Barentshavprosjektet

221 1997	7116/2	Statoil ASA	53,000
	7116/3	* Norsk Hydro Produksjon a.s	35,000
	7216/10	TotalFinaElf Exploration Norge AS	12,000
	7216/11		
	7216/12		
	7217/10		

18

Felt / utv.till.	Blokk	Rettighetshavere (*Operatør)	Andel (%)
222 1997		Statoil ASA	53,000
		* Norsk Hydro Produksjon a.s	35,000
		TotalFinaElf Exploration Norge AS	12,000
223 1997		Statoil ASA	53,000
		* Norsk Hydro Produksjon a.s	35,000
		TotalFinaElf Exploration Norge AS	12,000
224 1997	7217/9	* TotalFinaElf Exploration Norge AS	30,000
	7217/12	Phillips Petroleum Company Norway	25,000
	7218/7	Mobil Development Norway A/S	25,000
	7218/8	Statoil ASA	20,000
	7218/10		
	7218/11		
225 1997		Statoil ASA	40,000
		* Norsk Hydro Produksjon a.s	20,000
		Norsk Agip A/S	15,000
		Enterprise Oil Norge AS	15,000
		Fortum Petroleum AS	10,000
226 1997		Statoil ASA	40,000
		* Norsk Hydro Produksjon a.s	20,000
		Norsk Agip A/S	15,000
		Enterprise Oil Norge AS	15,000
		Fortum Petroleum AS	10,000
227 1997		Statoil ASA	40,000
		* Norsk Hydro Produksjon a.s	20,000
		Norsk Agip A/S	15,000
		Enterprise Oil Norge AS	15,000
		Fortum Petroleum AS	10,000
228 1997	7222/6	* Norsk Hydro Produksjon a.s	50,000
	7222/8	Statoil ASA	50,000
	7222/9		
	7222/11		
	7222/12		
	7223/4		
	7223/5		
	7223/6		
229 1997	7122/7	* Norsk Agip A/S	25,000
	7122/8	Phillips Petroleum Company Norway	25,000
	7122/9	Statoil ASA	20,000
	7122/10	Enterprise Oil Norge AS	15,000
	7123/7	Fortum Petroleum AS	15,000
230 1997		Statoil ASA	35,000
		Norsk Hydro Produksjon a.s	30,000
		* Mobil Development Norway A/S	20,000
		Amerada Hess Norge AS	15,000

Felt / utv.till.	Blokk	Rettighetshavere (*Operatør)	Andel (%)
231 1997		Statoil ASA	35,000
		Norsk Hydro Produksjon a.s	30,000
		* Mobil Development Norway A/S	20,000
		Amerada Hess Norge AS	15,000
232 1997		Statoil ASA	35,000
		Norsk Hydro Produksjon a.s	30,000
		* Mobil Development Norway A/S	20,000
		Amerada Hess Norge AS	15,000
233 1997		* Statoil ASA	50,000
		Norsk Hydro Produksjon a.s	35,000
		Norsk Agip A/S	15,000
234 1997		* Statoil ASA	50,000
		Norsk Hydro Produksjon a.s	35,000
		Norsk Agip A/S	15,000
235 1997		* Statoil ASA	50,000
		Norsk Hydro Produksjon a.s	35,000
		Norsk Agip AS	15,000
236 1997		* Statoil ASA	50,000
		Norsk Hydro Produksjon a.s	35,000
		Norsk Agip A/S	15,000
Tildelt utenom runde: Åsgard (del) (+PL 062, 074, 094 og 134)			
237 1998	6407/3	Petoro AS	35,500
		* Statoil ASA	25,000
		Norsk Hydro Produksjon a.s	9,600
		Norsk Agip A/S	7,900
		TotalFinaElf Exploration Norge AS	7,650
		Mobil Development Norway A/S	7,350
		Fortum Petroleum AS	7,000

Nordsjørunden 1999

238 1999	3/6	* Norsk Agip A/S	40,000
		Enterprise Oil Norge AS	35,000
		Statoil ASA	25,000
239 1999	4/4	* Norsk Agip A/S	40,000
	4/5	RWE-DEA Norge AS	35,000
		Statoil ASA	25,000
240 1999	7/12	* BP Norge AS	75,000
		Statoil ASA	25,000
241 1999	15/8	* Esso Expl. & Prod. Norway AS	65,000
	15/9	Statoil ASA	35,000

Felt / utv.till.	Blokk	Rettighetshavere (*Operatør)	Andel (%)
242 1999	16/1	* Esso Expl. & Prod. Norway AS Enterprise Oil Norge AS	50,000 50,000
243 1999	16/4	* BP Norge AS Norsk Hydro Produksjon a.s Statoil ASA	45,000 30,000 25,000
244 1999	25/2 25/4 25/5	Pelican AS * Norsk Hydro Produksjon a.s Enterprise Oil Norge AS	45,000 30,000 25,000
245 1999	25/3 25/6	* Statoil ASA Petro AS Mobil Development Norway A/S Norsk Hydro Produksjon a.s	30,000 25,000 25,000 20,000
246 1999	29/3	* A/S Norske Shell Mobil Development Norway A/S	75,000 25,000
247 1999	29/3 30/1	* Norsk Hydro Produksjon a.s Mobil Development Norway A/S	50,000 50,000
248 1999	35/8 35/11	Petro AS Statoil ASA * Norsk Hydro Produksjon a.s Mobil Development Norway A/S	40,000 20,000 20,000 20,000
249 1999	25/5	Marathon Petroleum Norge AS * Norsk Hydro Produksjon a.s TotalFinaElf Exploration Norge AS	46,904 28,853 24,243
Tildelt utenom runde: Ormen Lange (del) (+PL 208 og 209)			
250 1999	6305/8	Petro AS * A/S Norske Shell Norsk Hydro Produksjon a.s BP Norge AS Statoil ASA Esso Expl. & Prod. Norway AS	45,000 16,000 14,780 9,440 8,870 5,910

16. konsesjonsrunde

251 2000	6302/6 6302/9 6303/7 6303/8	* Statoil ASA BP Norge AS A/S Norske Shell TotalFinaElf Exploration Norge AS	30,000 25,000 25,000 20,000
252 2000	6305/8 6305/9	* Norsk Hydro Produksjon a.s Norsk Chevron AS RWE-DEA Norge AS	50,000 25,000 25,000

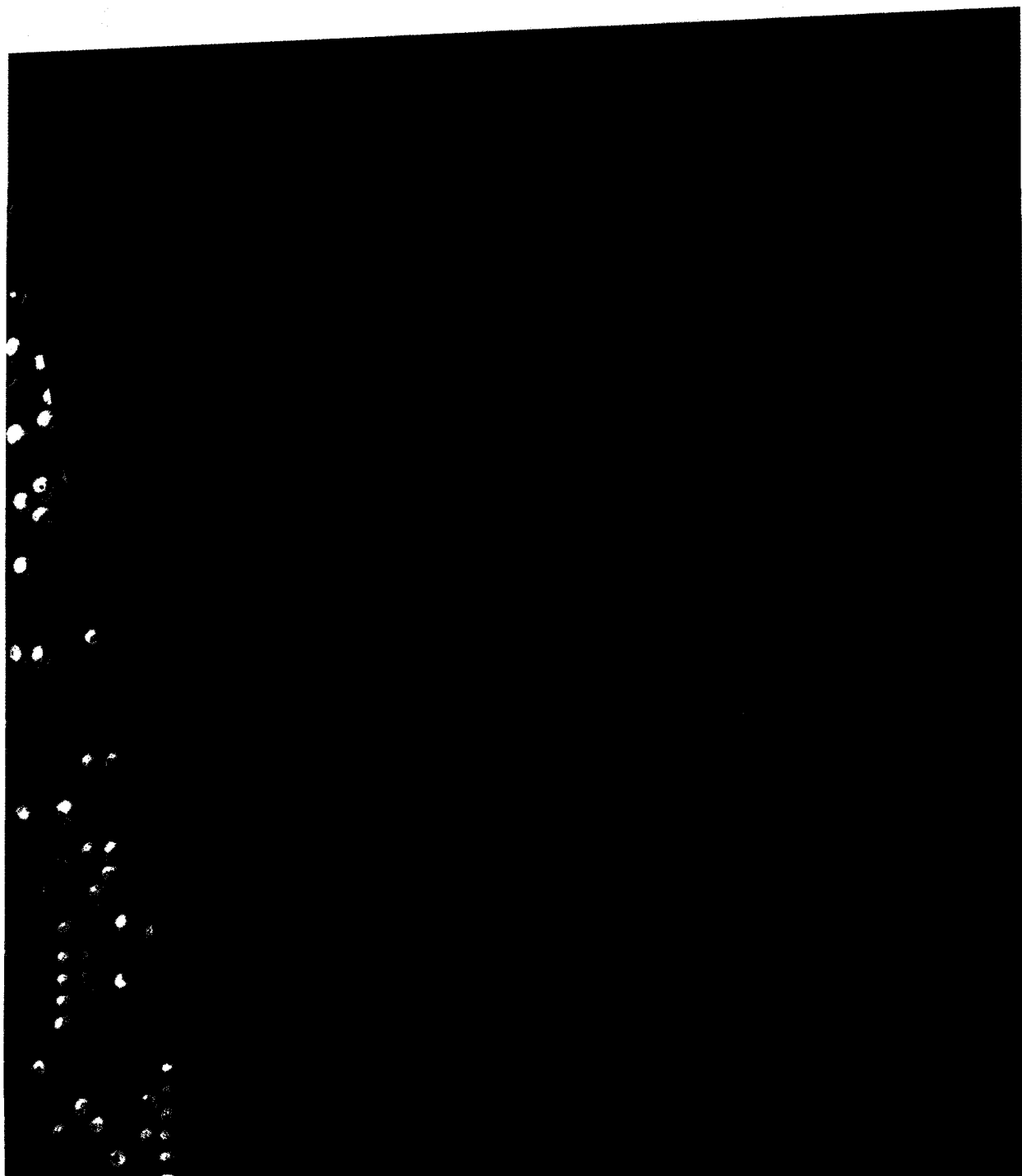
Felt / utv.till.	Blokk	Rettighetshavere (*Operatør)	Andel (%)
253 2000	6402/12	* Norsk Hydro Produksjon a.s	50,000
	6403/10	RWE-DEA Norge AS	30,000
		Petoro AS	20,000
254 2000	6404/7	* BP Norge AS	35,000
	6404/8	Petoro AS	25,000
	6404/10	Norske Conoco A/S	20,000
	6404/11	TotalFinaElf Exploration Norge AS	20,000
255 2000	6406/5	Petoro AS	30,000
	6406/6	* A/S Norske Shell	30,000
	6406/9	Statoil ASA	20,000
		TotalFinaElf Exploration Norge AS	20,000
256 2000	6406/1	* Norsk Agip A/S	30,000
	6506/10	Enterprise Oil Norge AS	25,000
		Fortum Petroleum AS	25,000
		Petoro AS	20,000
257 2000	6406/1	* Statoil ASA	73,000
	6406/5	Mobil Development Norway A/S	15,000
		Norsk Hydro Produksjon a.s	12,000
258 2000	6502/2	* TotalFinaElf Exploration Norge AS	25,000
	6502/3	Petoro AS	20,000
	6502/6	Norsk Hydro Produksjon a.s	20,000
	6503/1	Phillips Petroleum Norsk A/S	20,000
	6503/4	RWE-DEA Norge AS	15,000
259 2000	6506/2	* Norsk Chevron AS	40,000
	6506/3	Norsk Agip A/S	30,000
	6506/5	Enterprise Oil Norge AS	30,000
260 2000	6506/9	* BP Norge AS	100,000
	6507/7		
261 2000	6507/1	* BP Norge AS	50,000
	6507/2	RWE-DEA Norge AS	30,000
		Statoil ASA	20,000
Skarv (del) (+PL 212)			
262 2000	6507/2	* BP Norge AS	30,000
		Statoil ASA	30,000
		Enterprise Oil Norge AS	25,000
		Mobil Development Norway A/S	15,000
263 2000	6507/10	* Norsk Hydro Produksjon a.s	40,000
	6507/11	Statoil ASA	30,000
		Norsk Chevron AS	30,000

Felt / utv.till.	Blokk	Rettighetshavere (*Operator)	Andel (%)
264 2000	6706/5	* Esso Expl. & Prod. Norway AS	30,000
	6706/6	Norske Conoco A/S	25,000
	6707/4	Phillips Petroleum Norsk A/S	25,000
		Petoro AS	20,000

Nordsjørunden 2000

265 2001	16/2	* Statoil ASA	30,000
	16/3	Petoro AS	30,000
		Esso Expl. & Prod. Norway A/S	25,000
		Enterprise Oil Norge AS	15,000
266 2001		* Enterprise Oil Norge AS	40,000
		Norsk Hydro Produksjon a.s	30,000
		RWE-DEA Norge AS	30,000
267 2001		* Enterprise Oil Norge AS	40,000
		Norsk Hydro Produksjon a.s	30,000
		RWE-DEA Norge AS	30,000
268 2001	34/5	* Norske Conoco A/S	40,000
	34/6	Fortum Petroleum AS	30,000
	34/9	Norsk Chevron AS	30,000
269 2001	35/1	* Phillips Petroleum Norsk A/S	40,000
		Enterprise Oil Norge AS	30,000
		Norsk Agip A/S	30,000
270 2001	35/3	* RWE-DEA Norge AS	51,000
		Aker Energy AS	49,000

19 Selskapenes andeler i felt og utvinningstillatelser



I parentes etter angivelse av selskapets andel i vedkommende felt i drift/funn oppgis den/de utvinningstillatelser feltet/funnet ligger i. For de funn hvor området ikke er samordnet oppgis selskapets andel i den enkelte utvinningstillatelse. Operatør angis med *. Salget av om lag 6,5 prosent av SDØE-andelene i mars 2002 er reflektert i deltakerandelene. Forøvrig er deltakerandelene per 1. januar 2002.

Aker Energy AS

Andel i følgende tillatelse i letefasen: 270

Amerada Hess Norge A/S

Felt:		
Hod	25,00%	(033)
Snorre	1,18%	(057, 089)
Valhall	28,09%	(006B, 033B)

Funn:		
2/12-1 Freja*	50,00%	(113)
7121/4-1 Snøhvit	3,26%	(064, 077, 078, 097, 099, 100, 110)
(inkl. Albatross og Askeladd)		

I tillegg har selskapet andeler i følgende utvinnings-
tillatelser: 006C*, 008*, 066*, 103*, 122, 144*, 146, 148*,
168*, 197*, 202, 204, 220, 230, 231, 232.

A/S Norske Shell

Felt:		
Draugen*	26,20%	(093)
Murchison	2,22%	(037C, UK)
Statfjord	8,55%	(037, UK)
Statfjord Nord	10,00%	(037)
Statfjord Øst	5,00%	(037, 089)
Sygna	5,50%	(037, 089)
Troll	8,10%	(054, 085)

Funn:		
3/7-4 Trym*	50,00%	(147)
35/9-1 Gjøa	12,00%	(153)
6305/5-1 Ormen Lange*	25,00%	(208)
	15,00%	(209)
	16,00%	(250)

I tillegg har selskapet andeler i følgende utvinnings-
tillatelser: 158*, 176*, 210*, 246*, 251, 255*.

AS Ugland Rederi

Felt:		
Heimdal	0,17%	(036)
Vale	0,32%	(036)

Funn:

24/6-2 Kameleon	0,32%	(036)
	0,00%	(088)
	0,00%	(203)

BP Norge AS

Felt:		
Draugen	18,36%	(093)
Gyda*	56,00%	(019B)
Hod*	25,00%	(033)
Tambar*	55,00%	(019B, 065)
Ula*	80,00%	(019)
Valhall*	28,09%	(006B, 033B)

Funn:

6305/5-1 Ormen Lange	45,00%	(208)
	0,00%	(209)
	9,44%	(250)
6507/5-1 Skarv*	0,00%	(159)
	30,00%	(212)
	30,00%	(262)

I tillegg har selskapet andeler i følgende utvinnings-
tillatelser: 006, 006C, 019C*, 025, 158, 167, 176, 187*, 195,
200, 210, 216*, 217, 218*, 240*, 243*, 251, 254*, 260*,
261*, 262*.

BP (UK)

Felt:		
Statfjord	4,84%	(037, UK)

Chevron (UK)

Felt:		
Statfjord	4,84%	(037, UK)

Det Norske Oljeselskap AS

Felt:		
Glitne	10,00%	(029, 048B)
Jotun	3,25%	(027B, 103B)

Funn:		
24/6-2 Kameleon	0,00%	(036)
	0,00%	(088)
	15,00%	(203)
25/4-3 Gekko	15,00%	(203)
25/5-5	0,00%	(102)
	15,00%	(203)

I tillegg har selskapet andeler i følgende utvinnings-tillatelser: 006C, 148.

DONG Norge AS

Funn:		
2/12-1 Freja	20,00%	(113)
3/7-4 Trym	20,00%	(147)

Enterprise Oil Norge AS

Felt:		
Hod	25,00%	(033)
Jotun	45,00%	(027B, 103B)
Murchison	0,23%	(037C, UK)
Norne	6,00%	(128, 128B)
Statfjord	0,89%	(037, UK)
Statfjord Nord	1,04%	(037)
Statfjord Øst	0,52%	(037, 089)
Snorre	1,18%	(057, 089)
Sygna	0,57%	(037, 089)
Valhall	28,09%	(006B, 033B)

Funn:		
6507/5-1 Skarv	40,00%	(159)
	25,00%	(212)
	25,00%	(262)
6608/10-6 Svale	10,00%	(128)

I tillegg har selskapet andeler i følgende utvinnings-tillatelser: 001B, 006, 006C, 028B, 035, 144, 150, 159, 171, 201, 204, 216, 219, 225, 226, 227, 229, 238, 242, 244, 256, 259, 262, 265, 266*, 267*, 269.

Esso Exploration and Production Norway AS

Felt:		
Balder* (inkl. Ringhorne)	100,00%	(001, 027, 027C, 169)
Brage	16,34%	(053B, 055, 185)
Grane	25,60%	(001, 169B1, 169B2)
Gungne	28,00%	(046)
Jotun*	45,00%	(027B, 103B)
Murchison	2,22%	(037C, UK)
Sigyn*	40,00%	(072)
Sleipner Vest	32,24%	(029, 046)

Sleipner Øst	30,40%	(046)
Snorre	11,16%	(057, 089)
Statfjord	8,55%	(037, UK)
Statfjord Nord	10,00%	(037)
Statfjord Øst	10,25%	(037, 089)
Sygna	10,23%	(037, 089)
Tordis	10,50%	(089)
(inkl. Tordis Øst og Borg)		
Vigdis	10,50%	(089)

Funn:		
15/1-1 Dagny	100,00%	(029)
	0,00%	(048)
15/9-19 S Volve	28,00%	(046)
25/11-16	10,00%	(169)
6305/5-1 Ormen Lange	0,00%	(208)
	10,00%	(209)
	5,91%	(250)

I tillegg har selskapet andeler i følgende utvinnings-tillatelser: 001B*, 028*, 028B*, 028C*, 029B*, 055B, 072B*, 189*, 197, 218, 241*, 242*, 264*, 265.

Fortum Petroleum AS

Felt:		
Brage	12,26%	(053B, 055, 185)
Heidrun	5,12%	(095, 124)
Åsgard	7,00%	(062, 074, 094, 134, 237)

I tillegg har selskapet andeler i følgende utvinnings-tillatelser: 055B, 201, 219, 220, 225, 226, 227, 229, 256, 268.

Gaz de France Norge AS

Felt:		
Fram	15,00%	(090)
Njord	20,00%	(107, 132)

Funn:		
7121/4-1 Snøhvit	12,00%	(064, 077, 078, 100, 097, 099, 110)
(inkl. Albatross og Askeladd)		

I tillegg har selskapet andeler i følgende utvinnings-tillatelser: 006C, 174, 191.

Idemitsu Petroleum Norge AS **Idemitsu Oil Exploration (Norsk) AS**

Felt:		
Fram	15,00%	(090)
Snorre	9,60%	(057, 089)

Statfjord Øst	4,80%	(037, 089)
Sygna	4,32%	(037, 089)
Tordis	9,60%	(089)
(inkl. Tordis Øst og Borg)		
Vigdis	9,60%	(089)

I tillegg har selskapet andeler i følgende utvinnings-
tillatelser: 174, 191, 196.

Marathon Petroleum Norge AS

Felt:		
Heimdal	23,80%	(036)
Vale	46,90%	(036)
Funn:		
24/6-2 Kameleon	46,90%	(036)
	50,00%	(088)
	30,00%	(203)
25/4-3 Gekko	30,00%	(203)
25/5-3 Skirne	20,00%	(102)
25/5-4 Byggve	20,00%	(102)
25/5-5	20,00%	(102)
	30,00%	(203)

I tillegg har selskapet andeler i følgende utvinnings-
tillatelser: 025, 088, 150, 187, 204, 249.

Mobil Development Norway A/S

Felt:		
Fram	25,00%	(090)
Kristin	10,50%	(134B, 199)
Mikkil	33,48%	(092, 121)
Murchison	3,33%	(037C, UK)
Njord	20,00%	(107, 132)
Oseberg	4,33%	(053, 079)
Oseberg Sør	3,70%	(079, 104, 171B)
Oseberg Vest	4,33%	(053)
Oseberg Øst	7,00%	(053)
Statfjord	12,82%	(037, UK)
Statfjord Nord	15,00%	(037)
Statfjord Øst	7,50%	(037, 089)
Sygna	8,25%	(037, 089)
Åsgard	7,35%	(062, 074, 094, 134, 237)
Funn:		
30/6-17 Alpha Cook	4,33%	(053)
30/6-18 Kappa	4,33%	(053, 079)
6406/2-1 Lavrans	15,00%	(199)
6407/1-2 Tyrihans Sør	0,00%	(073)
	33,00%	(091)

6507/5-1 Skarv	0,00%	(159)
	15,00%	(212)
	15,00%	(262)

I tillegg har selskapet andeler i følgende utvinnings-
tillatelser: 092, 122, 152, 172*, 206*, 211*, 215, 224, 230*,
231*, 232*, 245, 246, 247, 248, 257, 262.

Norsk Agip A/S

Felt:		
Ekofisk, Eldfisk og Embla	12,39%	(018)
Tor	10,82%	(006, 018)
Kristin	9,00%	(134B, 199)
Åsgard	7,90%	(062, 074, 094, 134, 237)
Norne	6,90%	(128, 128B)
Funn:		
6608/10-6 Svale	11,50%	(128)

I tillegg har selskapet andeler i følgende utvinnings-
tillatelser: 018B, 044, 122*, 145, 201*, 211, 219, 225, 226,
227, 229*, 233, 234, 235, 236, 238*, 239*, 256*, 259, 269.

Norsk Chevron AS

Felt:		
Draugen	7,56%	(093)

I tillegg har selskapet andeler i følgende utvinnings-
tillatelser: 158, 176, 252, 259*, 263, 268.

Norsk Hydro Produksjon a.s

Felt:		
Brage*	24,44%	(053B, 055, 185)
Ekofisk, Eldfisk og Embla	6,65%	(018)
Fram*	25,00%	(090)
Frigg norsk del	19,99%	(024)
Grane*	38,00%	(001, 169B1, 169B2)
Gullfaks (inkl. Gullfaks Vest)	9,00%	(050, 050B)
Gullfaks Sør	9,00%	(037B, 050, 050B)
(inkl. Rimfaks og Gullveig)		
Gungne	9,40%	(046)
Heimdal*	19,27%	(036)
Kristin	12,00%	(134B, 199)
Kvitebjørn	15,00%	(193)
Mikkil	10,00%	(092, 121)
Njord*	22,50%	(107, 132)
Norne	8,10%	(128, 128B)
Oseberg*	34,00%	(053, 079)
(inkl. Oseberg Vest)		

Oseberg Sør*	34,00%	(079, 104, 171B)
Oseberg Øst*	34,00%	(053)
Sigyn	10,00%	(072)
Sleipner Vest	8,85%	(029, 046)
Sleipner Øst	10,00%	(046)
Snorre*	17,65%	(057, 089)
Statfjord Øst	6,64%	(037, 089)
Sygna	5,98%	(037, 089)
Tor	5,81%	(006, 018)
Tordis*	13,28%	(089)
(inkl. Tordis Øst og Borg)		
Troll*	9,78%	(054, 085)
Tune*	40,00%	(034, 053, 190)
Vale*	28,53%	(036)
Varg*	42,00%	(038)
Vigdis*	13,28%	(089)
Visund*	20,30%	(120)
Åsgard	9,60%	(062, 074, 094, 134, 237)
Funn:		
15/5-1 Dagny	0,00%	(029)
	9,30%	(048)
15/5-2	9,30%	(048)
15/9-19 S Volve	9,40%	(046)
15/12-12	42,00%	(038)
24/6-2 Kameleon	28,53%	(036)
	0,00%	(088)
	35,00%	(203)
25/4-3 Gekko*	35,00%	(203)
25/5-3 Skirne	10,00%	(102)
25/5-4 Byggve	10,00%	(102)
25/5-5	10,00%	(102)
	35,00%	(203)
25/11-16*	45,00%	(169)
30/6-17	34,00%	(053)
30/6-18 Kappa*	34,00%	(053, 079)
30/9-19 Delta	34,00%	(079)
	40,00%	(190)
35/9-1 Gjøl*	30,00%	(153)
6305/5-1 Ormen Lange*	0,00%	(208)
	25,00%	(209)
	14,78%	(250)
6406/2-1 Lavrans	12,00%	(199)
6407/1-2 Tyrhans Sør	12,00%	(073)
	12,00%	(091)
6407/1-3 Tyrhans Nord	12,00%	(073)
6507/5-1 Skarv	10,00%	(159)
	0,00%	(212)
	0,00%	(262)
6608/10-6 Svale	13,50%	(128)
7121/4-1 Snøhvit	10,00%	(064, 077, 078, 097, 099, 100, 110)
(inkl. Albatross og Askeladd)		

I tillegg har selskapet andeler i følgende utvinnings-
tillatelser: 018B, 019C, 026, 028C, 035*, 050C, 055B*,

085B*, 134, 143*, 146*, 150, 156*, 159, 171*, 174*, 189,
191*, 195*, 202, 206, 213, 215*, 219*, 221*, 222*, 223*,
225*, 226*, 227*, 228*, 230, 231, 232, 233, 234, 235, 236,
243, 244*, 245, 247*, 248*, 249*, 252*, 253*, 257, 258,
263*, 266, 267.

Norske AEDC A/S

Felt:

Gyda (inkl. Gyda Sør) 5,00% (019B)

Norske Conoco A/S

Felt:

Grane	6,40%	(001, 169B1, 169B2)
Heidrun	24,29%	(095, 124)
Huldra	23,34%	(051, 052)
Jotun	3,75%	(027B, 103B)
Murchison	2,68%	(037C, UK)
Njord	15,00%	(107, 132)
Oseberg Sør	7,70%	(079, 104, 171B)
Sygna	6,65%	(037, 089)
Statfjord	10,33%	(037, UK)
Statfjord Nord	12,08%	(037)
Statfjord Øst	6,04%	(037, 089)
Troll	1,62%	(054, 085)
Visund	9,10%	(120)

Funn:

24/6-2 Kameleon	0,00%	(036)
	0,00%	(088)
	20,00%	(203)
25/4-3 Gekko	20,00%	(203)
25/5-5	0,00%	(102)
	20,00%	(203)

I tillegg har selskapet andeler i følgende utvinnings-
tillatelser: 103B*, 174, 195, 215, 217, 218, 254, 264, 268*.

Norske Moeco A/S

Felt:

Gyda (inkl. Gyda Sør) 5,00% (019B)

Paladin Resources Norge AS

Felt:

Brage	20,00%	(053B, 055, 185)
Huldra	0,50%	(051, 052B)
Njord	15,00%	(107, 132)
Veslefrikk	9,00%	(052, 053)

I tillegg har selskapet andel i følgende utvinningstillatelse:
055B.

Pelican AS**Felt:**

Glitne	9,30%	(029, 048B)
Gyda (inkl. Gyda sør)	34,00%	(019B)
Tambar	45,00%	(019B, 065)
Ula	5,00%	(019)

I tillegg har selskapet andeler i følgende utvinnings-tillatelser: 019C, 244.

Petoro AS¹

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltaker-andel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Felt:

Brage	14,26%	(053B, 055, 185)
Draugen	47,88%	(093)
Ekofisk, Eldfisk og Embla	5,00%	(018)
Grane	30,00%	(001, 169B 1 og 2)
Gullfaks (inkl. Gullfaks Vest)	30,00%	(050, 050B)
Gullfaks Sør	30,00%	(037B, 050, 050B)
(inkl. Rimfaks og Gullveig)		
Heidrun	58,16%	(095, 124)
Heimdal	20,00%	(036)
Huldra	31,96%	(051, 052B)
Jotun	3,00%	(027B, 103B)
Kristin	18,90%	(134B, 199)
Kvitebjørn	30,00%	(193)
Njord	7,50%	(107, 132)
Norne	54,00%	(128, 128B)
Oseberg (inkl. Oseberg Vest)	37,67%	(053, 079)
Oseberg Sør	26,38%	(079, 104, 171B)
Oseberg Øst	35,00%	(053)
Snorre	30,00%	(057, 089)
Statfjord Nord	30,00%	(037)
Statfjord Øst	30,00%	(037, 089)
Sygna	30,00%	(037, 089)
Tor	3,69%	(006, 018)
Tordis	30,00%	(089)
(inkl. Tordis Øst og Borg)		
Troll	56,00%	(054, 085)
Tune	40,00%	(034, 053, 190)
Varg	30,00%	(038)
Veslefrikk	37,00%	(052, 053)
Vigdis	30,00%	(089)
Visund	30,00%	(120)
Åsgard	35,50%	(062, 074, 094, 134, 237)

Funn:

15/12-12	30,00%	(038)
----------	--------	-------

25/5-3 Skirne	30,00%	(102)
25/5-4 Byggve	30,00%	(102)
25/5-5	30,00%	(102)
	0,00%	(203)
25/11-16	30,00%	(169)
30/6-17	35,00%	(053)
30/6-18 Kappa	37,67%	(053, 079)
30/9-19 Delta	42,00%	(079)
	40,00%	(190)
35/9-1 Gjøl	30,00%	(153)
6305/5-1 Ormen Lange	30,00%	(208)
	35,00%	(209)
	45,00%	(250)
6406/2-1 Lavrans	27,00%	(199)
6608/10-6 Sval	24,55%	(128)
7121/4-1 Snøhvit	30,00%	(064, 077, 078, 097, 099, 100, 110)
(inkl. Albatross og Askeladd)		

I tillegg har selskapet andeler i følgende utvinnings-tillatelser: 018B, 028C, 040, 043, 050C, 055B, 085B, 102B, 152, 171, 172, 176, 189, 195, 245, 248, 253, 254, 255, 256, 258, 264, 265.

Phillips Petroleum Norsk A/S /Phillips Petroleum Company Norway**Felt:**

Ekofisk, Eldfisk og Embla*	35,11%	(018)
Tor*	30,66%	(006, 018)

I tillegg har selskapet andeler i følgende utvinnings-tillatelser: 018B*, 044*, 143, 145*, 146, 200, 213, 224, 229, 258, 264, 269*.

RWE-DEA Norge AS /Norske RWE-DEA AS**Felt:**

Snorre	8,88%	(057, 089)
Statfjord Øst	1,40%	(037, 089)
Sygna	1,26%	(037, 089)
Tordis (inkl. Tordis Øst og Borg)	2,80%	(089)
Veslefrikk	13,50%	(052, 053)
Vigdis	2,80%	(089)

Funn:

7121/4-1 Snøhvit	2,81%	(064, 077, 078, 097, 099, 100, 110)
(inkl. Albatross og Askeladd)		
35/9-1 Gjøl	8,00%	(153)

I tillegg har selskapet andeler i følgende utvinnings-tillatelser: 052B, 166*, 239, 252, 253, 258, 261, 266, 267, 270*.

Statoil ASA**Felt:**

Brage	12,70%	(053B, 055, 185)
Ekofisk, Eldfisk og Embla	0,95%	(018)
Fram	20,00%	(090)
Frigg	12,16%	(024)
Glitne*	58,90%	(029, 048B)
Gullfaks* (inkl. Gullfaks Vest)	61,00%	(050, 050B)
Gullfaks Sør*	61,00%	(037B, 050, 050B)
(inkl. Rimfaks og Gullveig)		
Gungne*	52,60%	(046)
Heidrun*	12,43%	(095, 124)
Heimdal	20,00%	(036)
Huldra*	19,66%	(051, 052B)
Kristin*	46,60%	(134B, 199)
Kvitebjørn*	50,00%	(193)
Mikkel*	56,52%	(092, 121)
Murchison	11,52%	(037C, UK)
Norne*	25,00%	(128, 128B)
Oseberg (inkl. Oseberg Vest)	14,00%	(053, 079)
Oseberg Sør	18,22%	(079, 104, 171B)
Oseberg Øst	14,00%	(053)
Sleipner Vest*	49,50%	(029, 046)
Sleipner Øst*	49,60%	(046)
Snorre	14,40%	(057, 089)
Sigyn	50,00%	(072)
Statfjord*	44,34%	(037, UK)
Statfjord Nord*	21,88%	(037)
Statfjord Øst*	25,05%	(037, 089)
Sygna*	24,73%	(037, 089)
Tor	0,83%	(006, 018)
Tordis	28,22%	(089)
(inkl. Tordis Øst og Borg)		
Troll*	20,80%	(054, 085)
Varg	28,00%	(038)
Veslefrikk*	18,00%	(052, 053)
Vigdis	28,22%	(089)
Visund	32,90%	(120)
Åsgard*	25,00%	(062, 074, 094, 134, 237)
Funn:		
2/12-1 Freja	30,00%	(113)
3/7-4 Trym	30,00%	(147)
15/5-1 Dagny*	0,00%	(029)
	68,90%	(048)
15/5-2*	68,90%	(048)
15/9-19 S Volve*	52,60%	(046)
15/12-12	28,00%	(038)
25/11-16	15,00%	(169)
30/6-17	14,00%	(053)
30/6-18 Kappa	14,00%	(053, 079)
30/9-19 Delta	14,00%	(079)
	0,00%	(190)

35/9-1 Gjœa	20,00%	(153)
6305/5-1 Ormen Lange	0,00%	(208)
	15,00%	(209)
	8,87%	(250)
6406/2-1 Lavrans*	46,00%	(199)
6407/1-2 Tyrihans Sør*	54,67%	(073)
	55,00%	(091)
6407/1-3 Tyrihans Nord	54,67%	(073)
6507/5-1 Skarv	50,00%	(159)
	30,00%	(212)
	30,00%	(262)
6608/10-6 Svale*	40,45%	(128)
7121/4-1 Snøhvit*	22,29%	(064, 077, 078, 097,
(inkl. Albatross og Askeladd)		099, 100, 110)

I tillegg har selskapet andeler i følgende utvinnings-
tillatelser: 018B, 025*, 026, 028C, 040, 043, 044, 050C*,
055B, 066, 072B, 085B*, 102B, 122, 127, 143, 144, 145, 146,
152*, 156, 158, 159*, 166, 167*, 171, 172, 174, 187, 191,
197, 200*, 201, 202*, 204*, 210, 211, 213*, 215, 216, 217*,
218, 220*, 221, 222, 223, 224, 225, 226, 227, 228, 229, 230,
231, 232, 233*, 234*, 235*, 236*, 238, 239, 240, 241, 243,
245*, 248, 251*, 255, 257*, 261, 262, 263, 265*.

Svenska Petroleum Exploration A/S**Felt:**

Huldra	0,21%	(051, 052B)
Ula	15,00%	(019)
Veslefrikk	4,50%	(052, 053)

Funn:

7121/4-1 Snøhvit	1,24%	(064, 077, 078, 097,
(inkl. Albatross og Askeladd)		099, 100, 110)

TotalFinaElf Exploration Norge AS**Felt:**

Ekofisk, Eldfisk og Embla	39,90%	(018)
Frigg*	28,66%	(024)
Glitne	21,80%	(029, 048B)
Gungne	10,00%	(046)
Heimdal	16,76%	(036)
Hod	25,00%	(033)
Huldra	24,33%	(051, 052B)
Kristin	3,00%	(134B, 199)
Kvitebjørn	5,00%	(193)
Oseberg (inkl. Oseberg Vest)	10,00%	(053, 079)
Oseberg Sør	10,00%	(079, 104, 171B)
Oseberg Øst	10,00%	(053)
Sleipner Vest	9,41%	(029, 046)
Sleipner Øst	10,00%	(046)
Snorre	5,95%	(057, 089)

Statfjord Øst	2,80%	(037, 089)
Sygna	2,52%	(037, 089)
Tor	48,20%	(006, 018)
Tordis	5,60%	(089)
(inkl. Tordis Øst og Borg)		
Troll	3,69%	(054, 085)
Tune	20,00%	(034, 053, 190)
Vale	24,24%	(036)
Valhall	15,72%	(006B, 033B)
Veslefrikk	18,00%	(052, 053)
Vigdis	5,60%	(089)
Visund	7,70%	(120)
Åsgard	7,65%	(062, 074, 094, 134, 237)

Funn:

15/5-1 Dagny	0,00%	(029)
	21,80%	(048)
15/5-2	21,80%	(048)
15/9-19 S Volve	10,00%	(046)
24/6-2 Kameleon	24,24%	(036)
	50,00%	(088)
	0,00%	(203)
25/5-3 Skirne*	40,00%	(102)
25/5-4 Byggve*	40,00%	(102)
25/5-5	40,00%	(102)
	0,00%	(203)
30/6-17	10,00%	(053)
30/6-18 Kappa	10,00%	(053, 079)
30/9-19 Delta	10,00%	(079)
	20,00%	(190)
6407/1-2 Tyrihans Sør	33,33%	(073)
	0,00%	(091)
6407/1-3 Tyrihans Nord	33,33%	(073)
7121/4-1 Snøhvit	18,40%	(064, 077, 078, 097, 099, 100, 110)
(inkl. Albatross og Askeladd)		

I tillegg har selskapet andeler i følgende utvinnings-
tillatelser: 006C, 018B, 026*, 040*, 043*, 044, 085B, 088*,
102B*, 127*, 146, 150*, 211, 216, 219, 221, 222, 223, 224*,
249, 251, 254, 255, 258*.

20 Stortingsdokumenter



STORTINGSdokumenter av generell betydning

St meld nr 76 (1970-71) og Innst S nr 294 (1970-71)
Undersøkelse etter og utvinning av undersjøiske naturforekomster på den norske kontinentalsokkel.

St prp nr 113 (1971-72) og Innst S nr 316 (1971-72)
Opprettelsen av Oljedirektoratet og et statlig oljeselskap mv.

St meld nr 25 (1973-74) og Innst S nr 275 (1973-74)
Petrolevmsvirksomhctens plass i det norske samfunn.

St meld nr 30 (1973-74) og Innst S nr 381 (1973-74)
Om petroleumsvirksomhcten på den norske kontinentalsokkel.

St meld nr 40 (1982-83) og Innst S nr 183 (1984-85)
Om perspektivene ved petroleumsvirksomhcten de nærmeste årene, jf. NOU 1983: 27
Petrolevmsvirksomhctens fremtid.

St meld nr 73 (1983-84) og Innst S nr 321 (1983-84)
Om organiseringen av statens deltagelse i petroleums-
virksomhcten.

St meld nr 33 (1984-85) og Innst S nr 87 (1984-85)
Om virkningen av omorganiseringen av statens
deltagelse i petroleumsvirksomhcten.

St meld nr 46 (1986-87) og Innst S nr 68 (1986-87)
Om petroleumsvirksomhcten på mellomlang sikt.

St meld nr 21 (1988-89) og Innst S nr 115 (1988-89)
Organisering av Statoil mv.

St meld nr 26 (1993-94) og Innst S nr 180 (1993-94)
Utfordringer og perspektiver for petroleums-
virksomhcten på kontinentalsokkelen.

St meld nr 44 (1994-95) og Innst S nr 149 (1995-96)
Norge som gassnasjon - bruk av naturgass i Norge.

St meld nr 38 (1995-96) og Innst S nr 250 (1995-96)
Gasskraftverk i Norge.

**St meld nr 46 (1997-98) og Innst S nr 211
(1998-1999)**
Olje- og gassvirksomhcten.

**St meld nr 37 (1998-99) og Innst S nr 221 (1998-99)
og Innst S 67 (1999-2000)**
Tillegg til St meld nr 46 (1997-98) om olje- og gassvirk-
somhcten mv.

**St meld nr 47 (1999-2000) og Innst s nr 29
(2000-2001)**

Disponering av utrangerte rørledninger og kabler
på norsk kontinentalsokkel.

**St meld nr 39 (1999-2000) og Innst S nr 89
(2000-2001)**
Olje- og gassvirksomhcten.

STORTINGSdokumenter VEDRØRENDE PETROLEUMSLOVEN/ LOVVERK KNYTTET TIL PETROLEUMSVIRK- SOMHCTEN

Ot prp nr 72 (1982-83) og Innst O nr 33 (1984-85)
Lov om petroleumsvirksomhct, jf. NOU 1979: 43.

**Ot prp nr 37 (1986-87), Ot prp nr 64 (1986-87),
Ot prp nr 57 (1987-88) og Innst O nr 65 (1987-88)**
Endringer i petroleumsloven (bortfall av produktjons-
avgiften for felt hvor PUD er godkjent etter 1. januar
1986).

Ot prp nr 25 (1988-89) og Innst O nr 55 (1988-89)
Tilføyelse av regler om erstatning til fiskere.

Ot prp nr 82 (1991-92) og Innst O nr 17 (1992-93)
Om endringer i energilovgivningsom følge av en EØS-
avtale.

Ot prp nr 63 (1994-95) og Innst O nr 73 (1994-95)
Endringer i lov 22. mars 1985 nr. 11 om petroleums-
virksomhct (petroleumsloven) ved innlemmelse av
Europaparlamentets og Rådets direktiv 94/22/EF om
betingelser for tildeling og bruk av tillatelser for leting
etter og utvinning av hydrokarboner (konsesjons-
direktivet) i EØS- avtalens Vedlegg IV Energi.

Ot prp nr 43 (1995-96) og Innst O nr 7 (1996-97)
Lov om petroleumsvirksomhct.

Ot prp nr 52 (1997-98) og Innst O nr 54 (1997-98)
Om lov om endring i lov 31. mars 1949 nr. 3
om bygging og sikring av drivstoffanlegg.

Ot prp nr 54 (1998-99), Innst O nr 74 (1998-1999)
Om lov om registrering av import og leveranser av råolje
i Det europeiske økonomiske samarbeidsområde mv.

Ot prp nr 47 (2000-2001), Innst O nr 69 (2000-2001)
Om lov om garantistillelse fra Statoil ASA ved emisjon
og salg av statens aksjer.

Ot prp nr 48 (2000-2001), Innst O nr 70 (2000-2001)
Om lov om endring i lov 29. november 1996 nr. 72 om petroleumsvirksomhet (forvalterordning for statens direkte økonomiske engasjement).

STORTINGSdokumenter VEDRØRENDE SKATTER OG AVGIFTER

Ot prp nr 26 (1974-75) og Innst O nr 60 (1974-75)
Om lov om skattlegging av undersjøiske petroleumssforekomster, inkl opprettelse av normpris-systemet.

Ot prp nr 37 (1979-80) og Innst O nr 64 (1979-80)
Om lov om endring i lov av 13. juni 1975 nr. 35 om skattlegging av undersjøiske petroleumssforekomster mv.

Ot prp nr 33 (1985-86) og Innst O nr 28 (1985-86)
Om lov om fordeling av utgifter til fjerning av innretninger på kontinentalsokkelen og endringer av petroleumsskatteloven.

Ot prp nr 3 (1986-87) og Innst O nr 18 (1986-87)
Om endringer i petroleumsskatteloven.

Ot prp nr 61 (1986-87) og Innst O nr 85 (1986-87)
Om endringer i petroleumsskatteloven (overdragelser på kontinentalsokkelen).

Ot prp nr 64 (1991-92) og Innst O nr 89 (1991-92)
Lov om endringer i lov 18. august 1911 nr. 8 Om skatt av formue og inntekt (skatteloven) m.fl. (kap. 8 beskatning av filialer som driver særskattepliktig virksomhet på norsk sokkel).

Ot prp nr 12 (1991-92) og Innst O nr 40 (1991-92)
Om lov om endring i lov 13. juni 1975 nr. 35 om skattlegging av undersjøiske petroleumssforekomster.

Ot prp nr 17 (1990-91) og Innst O nr 19 (1990-91)
Om lov om avgifter på utslipp av CO₂ i petroleumsvirksomheten på kontinentalsokkelen mv.

Ot prp nr 12 (1994-95) og Innst O nr 17 (1994-95)
Skattemessige krav til egenkapital for selskaper som driver utvinning, behandling og rørledningstransport av petroleum på den norske kontinentalsokkelen.

Ot prp nr 47 (1995-96) og Innst O nr 35 (1996-97)
Om endringer i petroleumsskatningen m.m.

Ot prp nr 36 (1997-98) Innst O nr 36 (1997-98)
Endringer i petroleumsskatningen.

Ot prp nr 86 (1998-99) og Innst O nr 1 (1999-2000)
Endringer i skatte- og avgiftslovgevinga.

Ot prp nr 91 (1998-99) og Innst O nr 9 (1999-2000)
Endringer i lov av 25. april 1986 nr. 11 om fordeling av utgifter til fjerning av innretninger på kontinentalsokkelen.

PROPOSISJONER 1997-98

St prp nr 1 1997-98 og Budsjett-innst S nr 9 (1997-98)
Olje- og energidepartementet.

St prp nr 1 Tillegg nr 3 (1997-98) og Budsjett-innst S nr 1-14 (1997-98)
Om endring av St prp nr. 1 om statsbudsjettet medregnet folketrygden 1998.

St prp nr 18 (1997-98) og Innst S nr 56 (1997-1998)
Endringer av bevilgninger på statsbudsjettet for 1997 under Olje- og energidepartementet.

St prp nr 52 (1997-98) og Innst S nr 204 (1997-98)
Redegjørelse for forskyvning av investeringer i petroleumsvirksomheten, plan for utbygging og drift av Gullfaks Satellitter Fase 2 og Snorre 2, samt SDØE-deltakelse i etananlegget.

St prp nr 65 (1997-98) og Innst S nr 252 (1997-98)
Omprioriteringer og tilleggsbevilgninger på statsbudsjettet 1998.

PROPOSISJONER 1998-99

St prp nr 1 (1998-99) og Budsjett-innst S nr 9 (1998-99)
Olje- og energidepartementet.

St prp nr 1 Tillegg nr 12 (1998-99) og Budsjett-innst nr 1 og nr 6 (1998-99)
Endringer av forslag til statsbudsjettet for 1999 under Olje- og energidepartementet.

St prp nr 8 (1998-99) og Innst S nr 80 (1998-99)
Utbygging av Huldra, SDØE-deltakelse i Vest-prosess, kostnadsutviklingen for Åsgard mv., og diverse disponeringssaker.

St prp nr 23 (1998-99) og Innst S nr 51 (1998-99)

Endringer av bevilgninger på statsbudsjettet for 1998 under Olje- og energidepartementet.

St prp nr 73 (1998-99) og Innst S nr 219 (1998-1999)

Om samtykke til å inngå 1) en overenskomst mellom Norge og Storbritannia om endring av Frigg-overenskomsten av 10. mai 1976, 2) en rammeavtale mellom Norge og Storbritannia om legging og drift av samt jurisdiksjon over undersjøiske tilknytningsrørledninger.

St prp nr 80 (1998-99) og Innst S nr 218 (1998-1999)

Om tilleggsbevilgning til særlig rådgivning i forbindelse med utforming av statens engasjement i petroleumsvirksomheten.

St prp nr 81 (1998-99) og Innst S nr 234 (1998-1999)

Kapitalutvidelse i Norsk Hydro ASA som ledd i et tilbud om å overta Saga Petroleum ASA.

PROPOSISJONER 1999-2000

St prp nr 1 (1999-2000) og Budsjett-innst S nr 9 (1999-2000)

Olje- og energidepartementet.

St prp nr 1 Tillegg nr 9 (1999-2000)

Om endringer av forslag til statsbudsjett for 2000 under Olje- og energidepartementet

St prp nr 18 (1999-2000) og Innst S nr 66 (1999-2000)

Om disponering av Statpipe 2/4-s og endringer av bevilgninger på statsbudsjettet for 1999 m.m. under Olje- og energidepartementet.

St prp nr 36 (1999-2000) og Innst S nr 148 (1999-2000)

Utbygging og drift av Ringhorne.

St prp nr 53 (1999-2000) og Innst S nr 224 (1999-2000)

Utbygging av Kvitebjørn og Grane, disponering av installasjonene på Tommeliten Gamma og Lille-Frigg samt status for kostnadsutviklingen for Åsgardkjeden.

PROPOSISJONER 2000-2001

St prp nr 1 (2000-2001) og Budsjett-innst S nr 9 (2000-2001)

Olje- og energidepartementet.

St prp nr 19 (2000-2001) og innst S nr 67 (2000-2001)

Endringer av løyvingar på statsbudsjettet for 2000 under olje- og energidepartementet.

St prp nr 36 (2000-2001) og innst S nr 198

Eierskap i Statoil og fremtidig forvaltning av SDØE.

St prp nr 40 (2000-2001) og Innst S nr 118 (2000-2001)

Om løyving for 2001 knytt til forebuing av tilrådte tiltak i St.prp. nr. 36 (2000-2001) Eierskap i Statoil og fremtidig forvaltning av SDØE.

St prp nr 68 (2000-2001) og Innst S nr 262 (2000-2001)

Budsjettkonsekvensar for 2001 knytta til gjennomføring av tilrådte tiltak i St.prp. nr. 36 (2000-2001) Eierskap i Statoil og fremtidig forvaltning av SDØE.

PROPOSISJONER 2001-2002

St prp nr 1 (2001-2002) og Budsjett-innst S nr 9 (2001-2002)

Olje- og energidepartementet.

St prp nr 24 (2001-2002) og innst S nr 68 (2001-2002)

Om endringer av løyvingar på statsbudsjettet for 2001 m.m. under Olje- og energidepartementet og utbygging, anlegg og drift av Kristin-feltet.

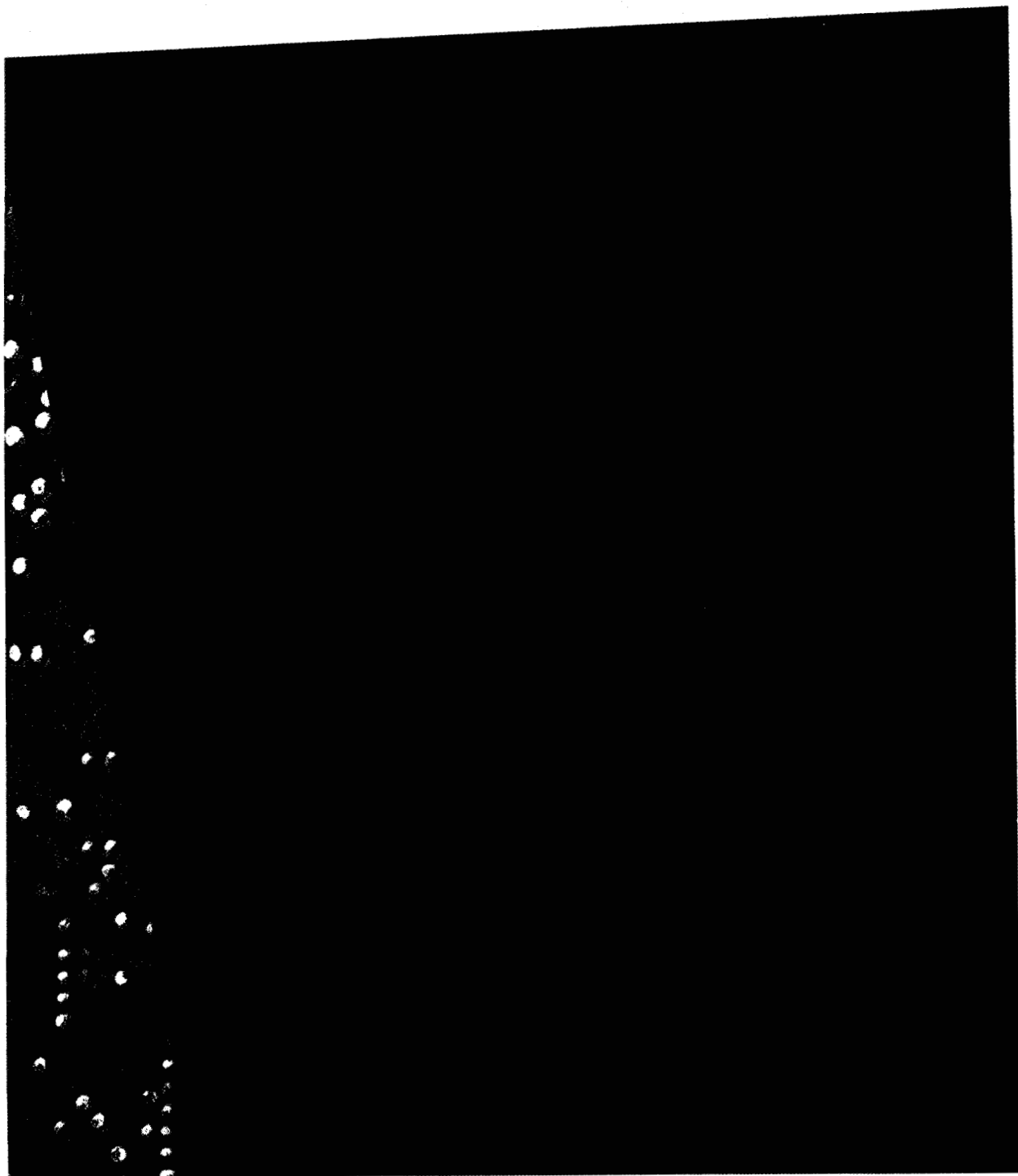
St prp nr 35 (2001-2002)

Utbygging, anlegg og drift av Snøhvit LNG.

20

21

Adresseliste for myndigheter og rettighetshavere



MYNDIGHETER**Olje-og energidepartementet**

Postboks 8148 Dep, 0033 Oslo
Tel. 22 24 90 90, faks 22 24 95 65

Oljedirektoratet

Postboks 600, 4003 Stavanger
Tel. 51 87 60 00, faks 51 55 15 71

Oljedirektoratets avdelingskontor i Harstad

Postboks 787, 9488 Harstad
Tel. 77 01 83 50, faks 77 06 38 95

Arbeids-og administrasjonsdepartementet

Postboks 8004 Dep, 0030 Oslo
Tel. 22 24 90 90, faks 22 24 95 16

Finansdepartementet

Postboks 8008 Dep, 0030 Oslo
Tel. 22 24 90 90, faks 22 24 95 10

Miljøverndepartementet

Postboks 8013 Dep, 0030 Oslo
Tel. 22 24 90 90, faks 22 24 95 60

OPERATØRER**Amerada Hess Norge A/S**

Langkaia 1, 0150 Oslo
Tel. 22 94 00 00, faks 22 42 63 27

A/S Norske Shell

Postboks 40, 4098 Tananger
Tel. 51 69 30 00, faks 51 69 30 30

BP Norge AS

Postboks 197 Forus, 4065 Stavanger
Tel. 52 01 30 00, faks 52 01 30 01

Enterprise Oil Norge AS

Postboks 399, 4002 Stavanger
Tel. 51 84 30 00, faks 51 84 30 40

Esso Exploration and Production Norway AS

c/o Esso Norge AS
Postboks 60 Forus, 4064 Stavanger
Tel. 51 60 60 60, faks 51 60 66 60

Gassco AS

Postboks 93, 5501 Haugesund
Tel. 52 81 25 00, faks 52 81 29 46

Mobil Development Norway A/S

c/o Esso Norge AS
Postboks 60 Forus, 4064 Stavanger
Tel. 51 60 60 60, faks 51 60 66 60

Norsk Agip A/S

Postboks 101 Forus, 4064 Stavanger
Tel. 51 57 48 00, faks 51 57 49 30

Norsk Chevron AS

Postboks 97 Skøyen, 0217 Oslo
Tel. 22 13 56 60, faks 22 13 56 90

Norsk Hydro Produksjon a.s

0246 Oslo
Tel. 22 53 81 00, faks 22 53 27 25

Norske Conoco A/S

Postboks 488, 4003 Stavanger
Tel. 51 41 60 00, faks 51 41 05 55

Phillips Petroleum Norsk A/S

Phillips Petroleum Company Norway
Postboks 220, 4098 Tananger
Tel. 52 02 66 66, faks 52 02 66 00

RWE-DEA Norge AS

Postboks 243 Skøyen, 0213 Oslo
Tel. 21 30 30 00, faks 21 30 30 99

Statoil ASA

4035 Stavanger
Tel. 51 99 00 00, faks 51 99 00 50

TotalFinaElf Exploration Norge AS

Postboks 168 Dusavik, 4001 Stavanger
Tel. 51 50 30 00, faks 51 72 66 66

ØVRIGE RETTIGHETSHAVERE**Aker Energy AS**

Postboks 243 Lilleaker, 0216 Oslo
Tel. 22 94 50 00, faks 22 94 70 80

Det Norske Oljeselskap AS

Postboks 1345 Vika, 0125 Oslo
Tel. 23 23 84 80, faks 23 23 84 81

DONG Norge AS

Agern Allé 24-26
DK-2970 Hørsholm, Danmark
Tel. +45 45 17 10 22, faks +45 45 17 10 44

Fortum Petroleum AS

Strandveien 50A, 1366 Lysaker
Tel. 67 58 05 20, faks 67 58 05 05

Gaz de France Norge AS

Postboks 242 Forus, 4066 Stavanger
Tel. 52 04 46 00, faks 52 04 46 01

Idemitsu Petroleum Norge a.s.

Postboks 1844 Vika, 0123 Oslo
Tel. 23 23 85 00, faks 23 23 85 01

Marathon Petroleum Norge A/S

c/o TKGL
Postboks 1484 Vika, 0116 Oslo
Tel. 23 11 11 11, faks 23 11 10 10

Norske AEDC A/S

Postboks 207, 4001 Stavanger
Tel. 51 91 70 40, faks 51 91 70 41

Norske Moeco A/S

Postboks 1545 Vika, 0117 Oslo
Tel. 22 83 11 70, faks 22 83 15 62

Paladin Resources Norge AS

Postboks 530 Sentrum, 4003 Stavanger
Tel. 51 50 62 00, faks 51 50 62 26

Pelican AS

Postboks 276, 1323 Høvik
Tel. 67 10 36 00, faks 67 10 36 28

Petoro AS

Postboks 300 Sentrum, 4002 Stavanger
Tel. 51 50 20 00, faks 51 50 20 01

Svenska Petroleum Exploration A/S

Postboks 57 c/o KPMG AS, 4064 Stavanger
Tel. 51 91 47 00, faks 51 81 48 00

A/S Uglands Rederi

Postboks 128, 4891 Grimstad
Tel. 37 29 26 00, faks 37 04 47 22

ANDRE**Oljeindustriens Landsforening (OLF)**

Postboks 547, 4003 Stavanger

Tel. 51 84 65 00, faks 51 84 65 01

Oslo-avdelingen

Postboks 1949 Vika, 0125 Oslo

Tel. 22 83 01 43, faks 22 83 01 44

Begreper og omregningsfaktorer

RESSURSER

Petroleumssressurser er et samlebegrep som omfatter teknisk utvinnbare mengder av olje, gass og NGL (Natural Gas Liquids). Ressursene deles inn i oppdagede ressurser og uoppdagede ressurser. De oppdagede ressursene deles inn i felt og funn. Etter definisjonen gjøres et funn når en undersøkelsesbrønn har påvist bevegelig petroleum (omfatter både kommersielt og teknisk funn). Funnnet omdefinieres til et felt når planen for utbygging og drift (PUD) er godkjent av myndighetene. De uoppdagede ressursene deles inn i kartlagte ressurser (prospekter) og ikke kartlagte ressurser (letemodeller).

Olje, kondensat og gassmengder oppgis i standard kubikkmeter (Sm^3) og NGL-mengder oppgis i tonn. De totale ressursene er en kombinasjon av de forskjellige petroleumstypene og oppgis i Sm^3 oljeekvivalenter (Sm^3 o.e.).

Tidligere ble de totale ressurser og reserver oppgitt i tonn oljeekvivalenter (toe).

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.

RESERVER

Reserver er definert i henhold til Oljedirektoratets klassifikasjonssystem, og omfatter gjenværende utvinnbare petroleumsmengder ifølge godkjente planer for felt i produksjon, for felt godkjent utbygd og for funn som rettighetshaverne har besluttet å bygge ut. Reserver kan betraktes som de økonomisk gjenværende utvinnbare petroleumsmengdene i et felt. Ressurs- og reserveanslagene endrer seg fra år til år som følge av nye funn, produksjon og justeringer i anslagene for felt og funn som kan skyldes ny kartlegging, nye boremaal eller bruk av utvinningsteknologi.

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/dag	48,80 tonn/år
	1 fat/dag	58,00 Sm^3 per år

	MJ	kWh	TKE	TOE	Sm^3 naturgass	Fat råolje
1 MJ, megajoule	1	0,278	0,0000341	0,0000236	0,0281	0,000176
1 kWh, kilowatttime	3,60	1	0,000123	0,000085	0,0927	0,000635
1 TKE, tonn kullekvivalent	29 300	8 140	1	0,69	825	5,18
1 TOE, tonn oljeekvivalent	42 300	11 788	1,44	1	1 190	7,49
1 Sm^3 naturgass	35,54	9,87	0,00121	0,00084	1	0,00629
1 fat råolje (159 liter)	5 650	1 569	0,193	0,134	159	1