

# 12 Felt i produksjon

## Sørlige Nordsjø

Ekofiskområdet (Ekofisk, Eldfisk, Embla og Tor)	71
Glitne	74
Gungne	75
Gyda (inkl. Gyda Sør)	76
Hod	77
Sigyn	78
Sleipner Vest	79
Sleipner Øst	80
Tambar	81
Ula	82
Valhall (inkl. Valhall Flanker og Valhall vanninjeksjon)	83
Varg	84

## Nordlige Nordsjø

Balder (inkl. Ringhorne)	86
Brage	87
Fram	88
Frigg	89
Grane	91
Gullfaks (inkl. Gullfaks Vest)	92
Gullfaks Sør (inkl. Rimfaks og Gullveig)	94
Heimdal	96
Huldra	97
Jotun	98
Murchison	99
Oseberg (Oseberg, Oseberg Vest, Oseberg Øst, Oseberg Sør)	101
Snorre (inkl. Snorre B)	103
Statfjord	104
Statfjord Nord	106
Statfjord Øst	107
Sygna	108
Tordis (inkl. Tordis Øst og Borg)	109
Troll fase I	110
Troll fase II	112
Tune	114
Vale	115
Veslefrikk	116
Vigdis	117
Visund	118

## Norskehavet

Draugen	120
Heidrun	121
Mikkel	122
Njord	123
Norne	124
Åsgard	125

Felt der produksjonen er avsluttet	127
------------------------------------	-----

## Forklaring til tabellene i kapittel 12–14

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. Deltakerandelene er per 1. januar 2004.

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 ressurskategori 1, 2 og 3 etter Oljedirektoratets klassifiseringssystem (se definisjon under).

Ressurskategori 0: Solgt og levert petroleum

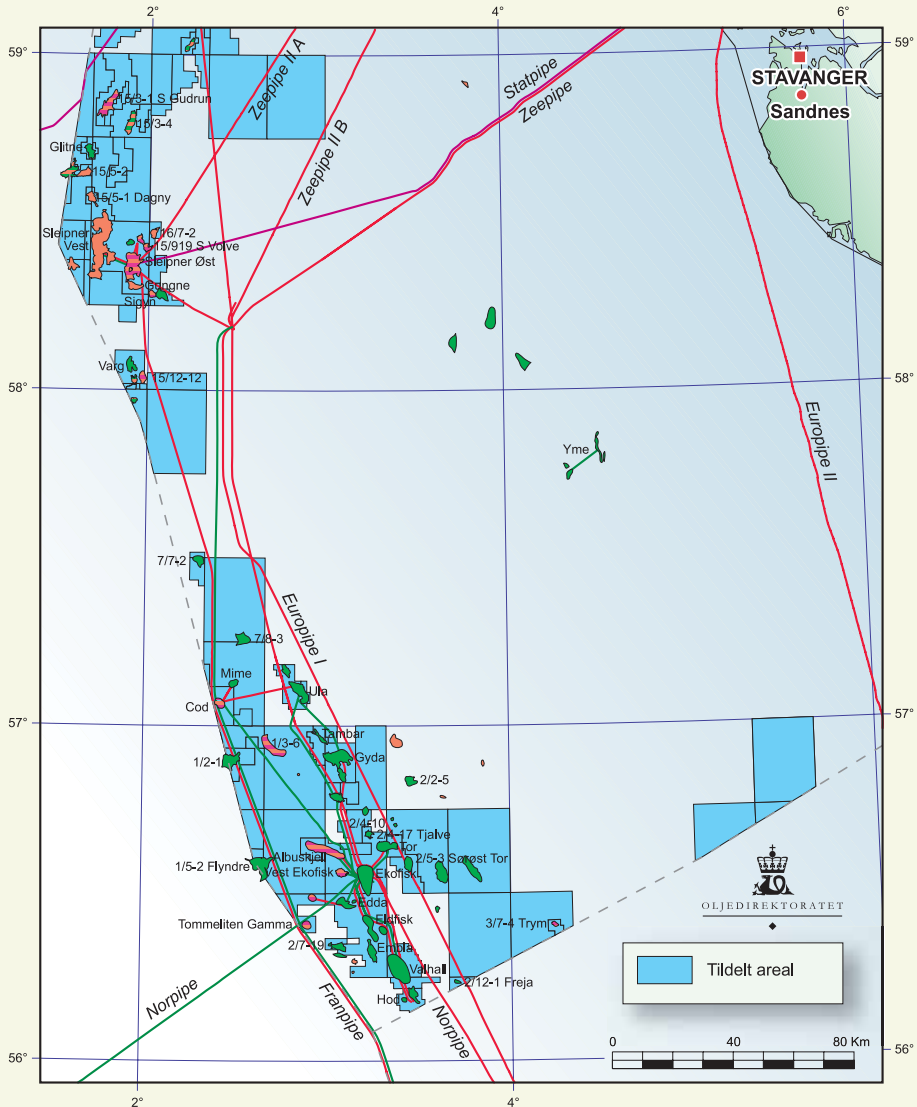
Ressurskategori 1: Reserver i produksjon

Ressurskategori 2: Reserver med godkjent plan for utbygging og drift

Ressurskategori 3: Reserver som rettighetshaverne har besluttet å utvinne

### Forklaring til figurene

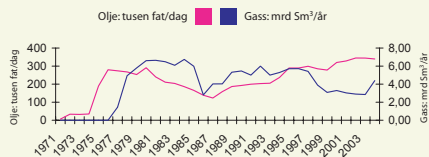
- Olje: tusen fat/dag
- Gass: mrd. Sm<sup>3</sup>/år
- NGL: mill. tonn/år
- Kondensat: mill. Sm<sup>3</sup>/år



## 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 petroleumssaktiviteten 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. Nord for Ekofisk ligger Sleipnerfeltene. Sleipner Øst kom i produksjon i 1993, mens Sleipner Vest fulgte etter i 1996. Feltene produserer betydelige mengder gass og kondensat. I tillegg utgjør Sleipner et knutepunkt i gasstransportsystemet på norsk sokkel.

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.



# 12

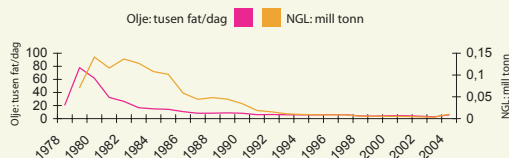
## Ekofiskområdet (Ekofisk, Eldfisk, Embla)

### Ekofisk, Eldfisk og Embla

<b>Blokk og utvinningstillatelse</b>	Blokkene 2/4 og 2/7 – utvinningstillatelse 018. Begge blokker tildelt i 1965.	
<b>Fremdrift</b>	Produksjonsstart: Ekofisk 1971, Eldfisk 1979, Embla 1993	
<b>Operatør</b>	ConocoPhillips Skandinavia AS	
<b>Rettighetshavere</b>	Total E&P Norge AS	39,90 %
(avrundet til to desimaler)	ConocoPhillips Skandinavia AS	35,11 %
	Eni Norge AS	12,39 %
	Norsk Hydro Produksjon a.s	6,65 %
	Petoro AS <sup>1</sup>	5,00 %
	Statoil ASA	0,95 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	Opprinnelig: 633,5 mill Sm <sup>3</sup> olje 242,7 mrd Sm <sup>3</sup> gass 19,5 mill tonn NGL	Resterende per 31.12.03 222,1 mill Sm <sup>3</sup> olje 82,4 mrd Sm <sup>3</sup> gass 4,9 mill tonn NGL
<b>Produksjon</b>	Forventet produksjon i 2004: Olje: 339 000 fat/dag Gass: 4,4 mrd Sm <sup>3</sup> NGL: 0,4 mill tonn	
<b>Transport</b>	Oljen transporteres gjennom Norpipe-rørledningen til Teesside i Storbritannia, og gassen transporteres til Emden i Tyskland.	
<b>Investeringer<sup>2</sup></b>	Totale investeringer vil ventelig bli 222,8 mrd 2004-kroner Per 31.12.03 er det investert totalt 188,9 mrd 2004-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger	
<b>Hovedforsyningsbase</b>	ConocoPhillipsbasen, Tananger	

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

<sup>2</sup> Inkl. også Albuskjell, Cod, Vest-Ekofisk og Tor



## Ekofiskområdet (Tor)

### Tor

<b>Blokk og utvinningstillatelse</b>	Blokk 2/4 utvinningstillatelse 018. Tildelt 1965. Blokk 2/5 utvinningstillatelse 006. Tildelt 1965.	
<b>Fremdrift</b>	Godkjent utbygd: 1973 Produksjonsstart: 1978	
<b>Operatør</b>	ConocoPhillips Skandinavia AS	
<b>Rettighetshavere</b> (avrundet til to desimaler)	Total E&P Norge AS	48,20 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	30,66 %
	Eni Norge AS	10,82 %
	Norsk Hydro Produksjon a.s	5,81 %
	Petoro AS <sup>1</sup>	3,69 %
	Statoil ASA	0,83 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	Opprinnelig:	Resterende per 31.12.03
	27,4 mill Sm <sup>3</sup> olje	5,7 mill Sm <sup>3</sup> olje
	12,0 mrd Sm <sup>3</sup> gass	1,3 mrd Sm <sup>3</sup> gass
	1,3 mill tonn NGL	0,1 mill tonn NGL
<b>Produksjon</b>	Forventet produksjon i 2004: Olje: 6 000 fat/dag Gass: 0,09 mrd Sm <sup>3</sup> NGL: 0,01 mill tonn	
<b>Transport</b>	Oljen transporteres gjennom Norpipe-rørledningen til Teesside i Storbritannia, og gassen transporteres til Emden i Tyskland.	
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer vil ventelig bli 8,6 mrd 2004-kroner Per 31.12.03 er det investert totalt 8,6 mrd 2004-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger	
<b>Hovedforsyningsbase</b>	ConocoPhillipsbasen, Tananger	

<sup>1</sup> Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement – SDØE).

Ekofiskområdet 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. Ekofiskfeltet 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 Ekofiskfeltet. 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 Tommelitenfeltet. I 1990 ble Emblafeltet, sør for Ekofisk, vedtatt utbygd. Embla hadde produksjonsstart i mai 1993.

En ny plan for utbygging og drift av Ekofiskfeltet (Ekofisk II) ble vedtatt i 1994, samtidig som konsesjonstiden 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.

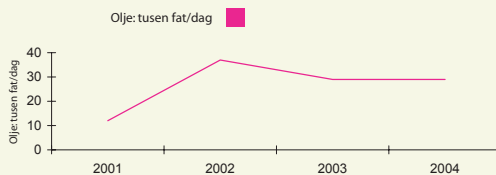
Feltene Ekofisk, Eldfisk, Embla og Tor er knyttet opp til det nye feltsenteret, og vil følgelig produsere videre. Feltene Cod, Edda, Albuskjell og Vest Ekofisk er derimot stengt for ordinær produksjon.

Ekofiskområdet 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 Eldfiskfeltet, 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 ConocoPhillips 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 vanninjeksjonen stabiliserte trykket. 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.

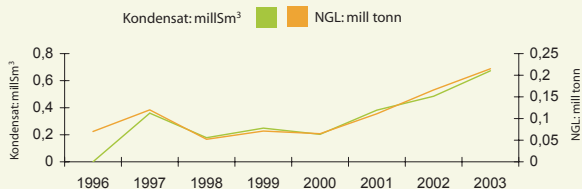
I 2003 ble utbyggingsprosjektet Ekofisk Vekst godkjent. Prosjektet har til hensikt å øke utvinningen fra Ekofisk med 182 mill fat oljeekvivalenter. Utbyggingen består av en ny plattform, 2/4-M, boring av 25 brønner, økt prosesskapasitet og legging av en el-kabel for felles strømforsyning.



## Glitne

<b>Blokk og utvinningstillatelse</b>	Blokk 15/5 – utvinningstillatelse 048B. Tildelt 1969, fradelt 2001. Blokk 15/6 – utvinningstillatelse 029B. Tildelt 1977, fradelt 2001.	
<b>Fremdrift</b>	Godkjent utbygd av Kronprinsregenten i statsråd: September 2000 Produksjonsstart: 29. august 2001	
<b>Operatør</b>	Statoil ASA	
<b>Rettighetshavere</b>	Statoil ASA	58,90 %
	Total E&P Norge AS	21,80 %
	Det Norske Oljeselskap AS	10,00 %
	DONG Norge AS	9,30 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	Opprinnelig: 6,9 mill Sm <sup>3</sup> olje	Resterende per 31.12.03 2,3 mill Sm <sup>3</sup> olje
<b>Produksjon</b>	Forventet produksjon i 2004: Olje: 29 000 fat/dag	
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer vil ventelig bli 1,2 mrd 2004-kroner. Per 31.12.03 er det investert totalt 1,2 mrd 2004-kroner.	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger	
<b>Hovedforsyningsbase</b>	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. 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. Etter at feltet kom i produksjon er det iverksatt tiltak som vil øke utvinningen fra feltet. Dette vil forlenge feltets levetid.



# 12

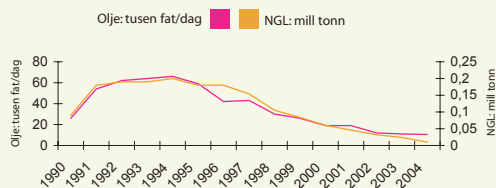
## Gungne

<b>Blokk og utvinnings-tillatelse</b>	Blokk 15/9 – utvinningstillatelse 046. Tildelt 1976.	
<b>Fremdrift</b>	Godkjent utbygd av Kongen i statsråd: August 1995 Produksjonsstart: April 1996	
<b>Operatør</b>	Statoil ASA	
<b>Rettighetshavere</b>	Statoil ASA	52,60 %
	Esso Expl. & Prod. Norway AS	28,00 %
	Total E&P Norge AS	10,00 %
	Norsk Hydro Produksjon a.s	9,40 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	Opprinnelig:	Resterende per 31.12.03:
	9,9 mrd Sm <sup>3</sup> gass <sup>1)</sup>	9,9 mrd Sm <sup>3</sup> gass
	1,3 mill tonn NGL	0,4 mill tonn NGL
	3,1 mill Sm <sup>3</sup> kondensat	0,3 mill Sm <sup>3</sup> kondensat
<b>Produksjon</b>	Forventet produksjon i 2004: Gass: 1,19 mrd Sm <sup>3</sup> NGL: 0,14 mill tonn Kondensat: 0,36 mill Sm <sup>3</sup>	
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer vil ventelig bli 1,0 mrd 2004-kroner Per 31.12.03 er det investert totalt 1,0 mrd 2004-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger	
<b>Hovedforsyningsbase</b>	Dusavik	

<sup>1)</sup> Gjelder samlet for Sleipner Vest og Sleipner Øst

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.

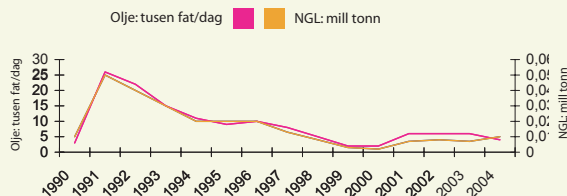




## Gyda (inkl. Gyda Sør)

<b>Blokk og utvinningstillatelse</b>	Blokk 2/1 – utvinningstillatelse 019B. Tildelt 1977. Blokk 1/3 – utvinningstillatelse 065. Tildelt 1981.	
<b>Fremdrift</b>	Godkjent utbygd i Stortinget: Juni 1987 Produksjonsstart: Juni 1990	
<b>Operatør</b>	Talisman Energy Norge AS	
<b>Rettighetshavere</b>	Talisman Energy Norge AS	61,00 %
	DONG Norge AS	34,00 %
	Norske AEDC A/S	5,00 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	Opprinnelig:	Resterende per 31.12.03:
	36,2 mill Sm <sup>3</sup> olje	4,5 mill Sm <sup>3</sup> olje
	6,1 mrd Sm <sup>3</sup> gass	0,8 mrd Sm <sup>3</sup> gass
	1,9 mill tonn NGL	0,1 mill tonn NGL
<b>Produksjon</b>	Forventet produksjon i 2004: Olje: 11 000 fat/dag NGL: 0,01 mill tonn	
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer vil ventelig bli 15,8 mrd 2004-kroner Per 31.12.03 er det investert totalt 13,7 mrd 2004-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger	
<b>Hovedforsyningsbase</b>	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. 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.

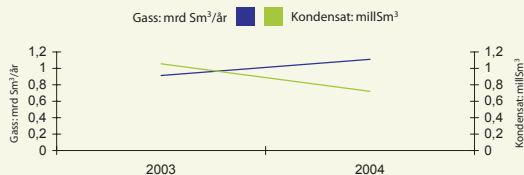
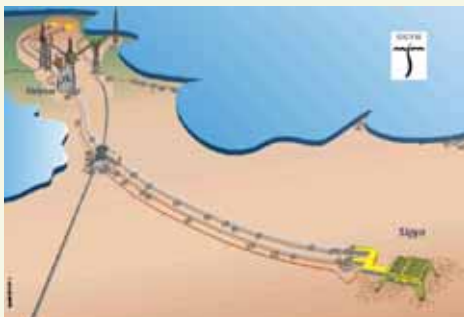


# 12

## Hod

<b>Blokk og utvinningstillatelse</b>	Blokk 2/11 – utvinningstillatelse 033. Tildelt 1969.	
<b>Fremdrift</b>	Godkjent utbygd i Stortinget: Juni 1988 Produksjonsstart: September 1990	
<b>Operatør</b>	BP Norge AS	
<b>Rettighetshavere</b>	Amerada Hess Norge AS	25,00 %
	BP Norge AS	25,00 %
	Enterprise Oil Norge AS	25,00 %
	Total E&P Norge AS	25,00 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	Opprinnelig:	Resterende per 31.12.03:
	8,3 mill Sm <sup>3</sup> olje	0,7 mill Sm <sup>3</sup> olje
	1,6 mrd Sm <sup>3</sup> gass	0,2 mrd Sm <sup>3</sup> gass
	0,2 mill tonn NGL	
<b>Produksjon</b>	Forventet produksjon i 2004: Olje: 4 000 fat/dag 0,04 mrd Sm <sup>3</sup> gass NGL: 0,01 mill tonn	
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer vil ventelig bli 2,2 mrd 2004-kroner Per 31.12.03 er det investert totalt 2,2 mrd 2004-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger	
<b>Hovedforsyningsbase</b>	ConocoPhillipsbasen/Akerbasen,Tananger	

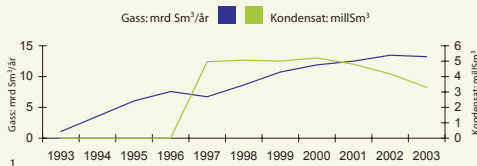
Hod er utbygd med en ubemannet brønnhodeplattform. Havdybden er 72 meter. Plattformen fjernstyres fra Valhallfeltet, 13 kilometer lenger nord. På Hod-plattformen separeres og måles strømmen av olje og gass før produktene transporteres i tofasestrøm for behandling på Valhall.



## Sigyn

<b>Blokk og utvinnings-tillatelse</b>	Blokk 16/7 – utvinningstillatelse 072. Tildelt 1981.	
<b>Fremdrift</b>	Godkjent utbygd av Kongen i Statsråd: August 2001 Produksjonsstart: Desember 2002	
<b>Operatør</b>	Esso Expl. & Prod. Norway AS	
<b>Rettighetshavere</b>	Statoil ASA	50,00 %
(avrundet til to desimaler)	Esso Expl. & Prod. Norway AS	40,00 %
	Norsk Hydro Produksjon a.s	10,00 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	Opprinnelig:	Resterende per 31.12.03:
	6,7 mrd Sm <sup>3</sup> gass	5,8 mrd Sm <sup>3</sup> gass
	1,9 mill tonn NGL	1,6 mill tonn NGL
	5,0 mill Sm <sup>3</sup> kondensat	4,0 mill Sm <sup>3</sup> kondensat
<b>Produksjon</b>	Forventet produksjon i 2004: Gass: 1,11 mrd Sm <sup>3</sup> NGL: 0,27 mill tonn Kondensat: 0,72 mill Sm <sup>3</sup>	
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer vil ventelig bli 2,1 mrd 2004-kroner Per 31.12.03 er det investert totalt 2,1 mrd 2004-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger	
<b>Hovedforsyningsbase</b>	Dusavik	

Sigyn ble påvist i 1982 og ligger i Sleipnerområdet. Havdypet er ca. 70 meter. Feltet er knyttet opp mot Sleipner A-plattformen. Etter at produksjonen fra Sigyn er ført til Sleipner A, blir gassen eksportert via tørrgasssystemet på Sleipner. Kondensat fra Sigyn transporteres via Sleipner-kondensatrør til Kårstø.



# 12

## Sleipner Vest

<b>Blokk og utvinningstillatelse</b>	Blokk 15/6 – utvinningstillatelse 029. Tildelt 1969. Blokk 15/8,15/9 – utvinningstillatelse 046. Tildelt 1976.	
<b>Fremdrift</b>	Godkjent utbygd i Stortinget: Desember 1992 Produksjonsstart: August 1996	
<b>Operatør</b>	Statoil ASA	
<b>Rettighetshavere</b>	Statoil ASA	49,50 %
(avrundet til to desimaler)	Esso Expl. & Prod. Norway AS	32,24 %
	Total E&P Norge AS	9,41 %
	Norsk Hydro Produksjon a.s	8,85 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	Opprinnelig:	Resterende per 31.12.03 <sup>1)</sup> :
	108,2 mrd Sm <sup>3</sup> gass	76,1 mrd Sm <sup>3</sup> gass
	8,2 mill tonn NGL	5,9 mill tonn NGL
	28,3 mill Sm <sup>3</sup> kondensat	8,8 mill Sm <sup>3</sup> kondensat
<b>Produksjon</b>	Forventet produksjon i 2004: Gass: 10,11 mrd Sm <sup>3</sup> NGL: 0,5 mill tonn Kondensat: 1,32 mill Sm <sup>3</sup>	
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer vil ventelig bli 24,4 mrd 2004-kroner Per 31.12.03 er det investert totalt 21,4 mrd 2004-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger	
<b>Hovedforsyningsbase</b>	Dusavik	

<sup>1</sup> inkluderer samlet produksjon 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. Vanddyptet 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 karbondioksid 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.

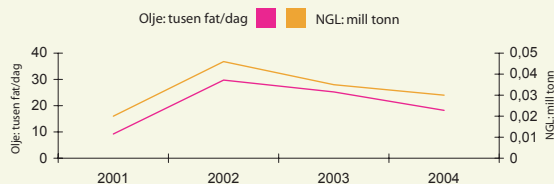


## Sleipner Øst

<b>Blokk og utvinnings-tillatelse</b>	Blokk 15/9 – utvinningstillatelse 046. Tildelt 1976.	
<b>Fremdrift</b>	Godkjent utbygd i Stortinget: Desember 1986 Produksjonsstart: August 1993	
<b>Operatør</b>	Statoil ASA	
<b>Rettighetshavere</b>	Statoil ASA	49,60 %
	Esso Expl. & Prod. Norway AS	30,40 %
	Norsk Hydro Produksjon a.s	10,00 %
	Total E&P Norge AS	10,00 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	Opprinnelig:	Resterende per 31.12.03 <sup>1)</sup> :
	63,5 mrd Sm <sup>3</sup> gass	76,1 mrd Sm <sup>3</sup> gass
	12,4 mill tonn NGL	5,9 mill tonn NGL
	27,1 mill Sm <sup>3</sup> kondensat	8,8 mill Sm <sup>3</sup> kondensat
<b>Produksjon</b>	Forventet produksjon i 2004: Gass: 1,38 mrd Sm <sup>3</sup> NGL: 0,43 mill tonn Kondensat: 0,8 mill Sm <sup>3</sup>	
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer vil ventelig bli 36,4 mrd 2004-kroner Per 31.12.03 er det investert totalt 35,2 mrd 2004-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger	
<b>Hovedforsyningsbase</b>	Dusavik	

<sup>1</sup> Gjelder samlet for Sleipner Vest og Sleipner Øst.

Sleipner Øst ble påvist i 1981. Vanndypet på feltet er 82 meter. Sleipner Øst er utbygd med Sleipner A, en integrert bore-, produksjons- og boligplattform, to brønnrammer for havbunnsbrønner, en stigerørplattform og et flammertårn. Gassen leveres kunder på kontinentet gjennom rørledningsnett og kondensatet ilandføres på Kårstø. Loketfunnet 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/Skagerrakformasjonene og satt i produksjon i 1998. Sigyn, i drift fra 2002, er utbygd med full brønnstrøm inn til Sleipner A.

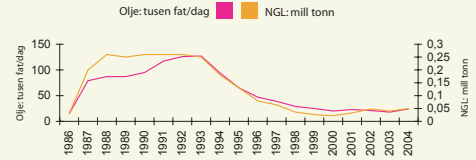


# 12

## Tambar

<b>Blokk og utvinnings-tillatelse</b>	Blokk 1/3 – utvinningstillatelse 065. Tildelt 1981. Blokk 2/1 – utvinningstillatelse 019B. Tildelt 1977.
<b>Fremdrift</b>	Godkjent utbygd av Kongen i statsråd: April 2000 Produksjonsstart: juli 2001
<b>Operatør</b>	BP Norge AS
<b>Rettighetshavere</b>	BP Norge AS 55,00 % DONG Norge AS 45,00 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	Opprinnelig: Resterende per 31.12.03: 7,3 mill Sm <sup>3</sup> olje 3,5 mill Sm <sup>3</sup> olje 2,0 mrd Sm <sup>3</sup> gass 2,0 mrd Sm <sup>3</sup> gass 0,2 mill tonn NGL 0,1 mill tonn NGL
<b>Produksjon</b>	Forventet produksjon i 2004: Olje: 18 000 fat/dag NGL: 0,03 mill tonn
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer vil ventelig bli 1,5 mrd 2004-kroner Per 31.12.03 er det investert totalt 1,5 mrd 2004-kroner
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger
<b>Hovedforsyningsbase</b>	Sola

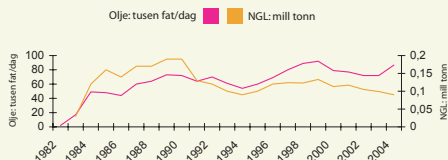
Tambarfeltet ble påvist i 1982 og ligger ca. 16 kilometer sørøst for Ulafeltet og ca. 12 kilometer nord-vest for Gydafeltet. Havidypet er 68 meter. Feltet er utbygd med en ubemannet brønnhodeplattform som er knyttet opp mot Ulafeltet. Produksjonen fra Tambar føres til Ula hvor oljen blir skilt ut og videreeksportert i eksisterende rørledningssystem til Teesside via Ekofisk. Gassen fra Tambar blir injisert i Ulareservoaret og bidrar således til å øke utvinningen fra Ulafeltet.



## Ula

<b>Blokk og utvinningstillatelse</b>	Blokk 7/12 – utvinningstillatelse 019. Tildelt 1965.	
<b>Fremdrift</b>	Godkjent utbygd i Stortinget: Mai 1980 Produksjonsstart: Oktober 1986	
<b>Operatør</b>	BP Norge AS	
<b>Rettighetshavere</b>	BP Norge AS	80,00 %
	Svenska Petroleum Exploration A/S	15,00 %
	DONG Norge AS	5,00 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	Opprinnelig:	Resterende per 31.12.03:
	78,6 mill Sm <sup>3</sup> olje	14,0 mill Sm <sup>3</sup> olje
	4,0 mrd Sm <sup>3</sup> gass	0,2 mrd Sm <sup>3</sup> gass
	3,0 mill tonn NGL	0,5 mill tonn NGL
<b>Produksjon</b>	Forventet produksjon i 2004: Olje: 24 000 fat/dag NGL: 0,05 mill tonn	
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer vil ventelig bli 20,8 mrd 2004-kroner Per 31.12.03 er det investert totalt 20,0 mrd 2004-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger	
<b>Hovedforsyningsbase</b>	Sola	

Ulafeltet ble påvist i 1976. Havdybden er ca. 70 meter. Feltet er bygget ut med tre konvensjonelle stålplattformer, en prosess-, en bore- og en boligplattform. Oljen blir transportert i Ula-røret til Ekofisk-senteret og videre gjennom Norpipe til Teesside. Assosiert gass fra Ula blir reinjisert i reservoaret i kombinasjon med vann. Dette bidrar til å øke utvinningen fra feltet. Alternativt kan gass fra Ula eksporteres via en toveis rørledning til Gyda og derfra videre til Emden via Ekofisk.



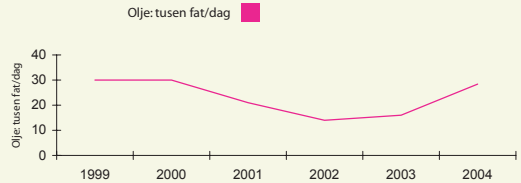
# 12

## Valhall (inkl. Valhall Flanker og Valhall Vanninjeksjon)

<b>Blokk og utvinningstillatelse</b>	Blokk 2/8 – utvinningstillatelse 006B. Tildelt 1965, fradelt 2000. Blokk 2/11 – utvinningstillatelse 033B. Tildelt 1969, fordelt 2001.	
<b>Fremdrift</b>	Godkjent utbygd i Stortinget: Juni 1977 Godkjent av Kongen i Statsråd: November 2000 (Valhall Vanninjeksjon) Godkjent av Kongen i Statsråd: November 2001 (Valhall Flanker) Produksjonsstart: Oktober 1982	
<b>Operatør</b>	BP Norge AS	
<b>Rettighetshavere</b> (avrundet til to desimaler)	BP Norge AS	28,09 %
	Amerada Hess Norge AS	28,09 %
	Enterprise Oil Norge AS	28,09 %
	Total E&P Norge AS	15,72 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	Opprinnelig:	Resterende per 31.12.03:
	166,5 mill Sm <sup>3</sup> olje	87,4 mill Sm <sup>3</sup> olje
	26,9 mrd Sm <sup>3</sup> gass	11,0 mrd Sm <sup>3</sup> gass
	4,2 mill tonn NGL	1,6 mill tonn NGL
<b>Produksjon</b>	Forventet produksjon i 2004: Olje: 87 000 fat/dag Gass: 1,15 mrd Sm <sup>3</sup> NGL: 0,09 mill tonn	
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer vil ventelig bli 53,5 mrd 2004-kroner Per 31.12.03 er det investert totalt 40,7 mrd 2004-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger	
<b>Hovedforsyningsbase</b>	ConocoPhillipsbasen/Akerbasen,Tananger	

Valhall er bygget ut på 70 meters dyp med en boreplattform, en kombinert produksjons- og kompresjonsplattform, en boligplattform, en vanninjeksjonsplattform, samt to ubemannede brønnhodeplattformer på feltets flanker. Flankeplattformene på Valhall startet opp produksjonen i henholdsvis mai 2003 og januar 2004. I januar 2004 startet man også opp med å injisere vann fra injeksjonsplattformen. Oljen fra Valhall transporteres via Ekofisk til Teesside, mens gassen går direkte til Emden via Gassled (Norpipe Gas).



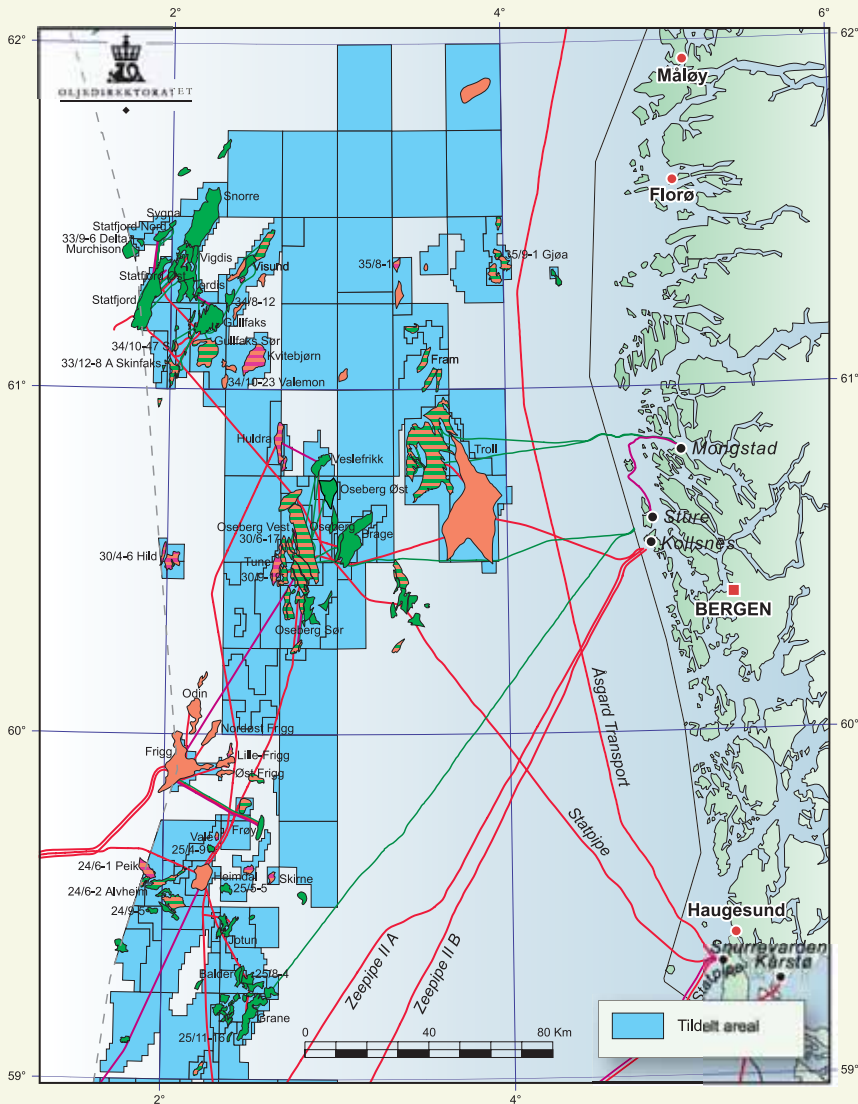


## Varg

<b>Blokk og utvinnings-tillatelse</b>	Blokk 15/12 – utvinningstillatelse 038. Tildelt 1975.	
<b>Fremdrift</b>	Godkjent utbygd av Kongen i statsråd: Mai 1996 Produksjonsstart: Desember 1998	
<b>Operatør</b>	Pertra AS	
<b>Rettighetshavere</b>	Pertra AS	70,00 %
	Petoro AS <sup>1</sup>	30,00 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	Opprinnelig: 9,3 mill Sm <sup>3</sup> olje	Resterende per 31.12.03: 2,9 mill Sm <sup>3</sup> olje
<b>Produksjon</b>	Forventet produksjon i 2004: Olje: 28 000 fat/dag	
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer vil ventelig bli 5,5 mrd 2004-kroner Per 31.12.03 er det investert totalt 5,5 mrd 2004-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Trondheim	
<b>Hovedforsyningsbase</b>	Tananger	

<sup>1</sup> Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement – SDØE).

Varg ble påvist i 1984 og er lokalisert sør for Sleipner Øst. Feltet er bygget ut med en ubemannet brønnhodeplattform 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. Oljen fra Varg losses fra produksjonsskipet til skyttel-tankere. Havdybden på feltet er 84 meter. Produksjonsskipet ble i 1999 solgt til Petroleum Geo Services (PGS), som også overtok ansvaret for driften av skipet. Avslutningsplanen for Vargfeltet ble godkjent av Kongen i statsråd i november 2001. Det er imidlertid gjort nye funn i tilknytning til Varg samt at det er boret nye produksjonsbrønner på feltet. Dette har forlenget feltets levetid og tidspunktet for produksjonsavslutning er derfor ikke avklart.



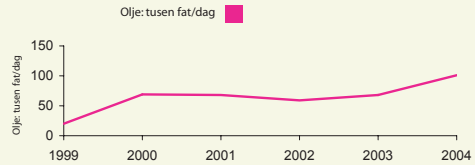
## Nordlige Nordsjø

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

Tampenområdet består av en rekke felt, herunder bl.a. Statfjord, Snorre, Gullfaks, Visund, Vigdis og Tordis. Flere av disse hører til blant de største oljefeltene på sokkelen. Selv om Tampen er en moden petroleumsvins, er ressurspotensialet fremdeles stort.

Troll har en meget viktig funksjon for gassforsyningen fra norsk sokkel, men har etter hvert også bygget opp en stor oljeproduksjon. Osebergområdet inkluderer, i tillegg til Oseberg, feltene Brage og Veslefrikk. Oljeproduksjonen fra Osebergområdet er fallende, men vil være betydelig i mange år fremover. Gassleveransene fra Oseberg vil øke fremover.

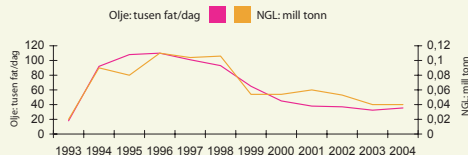
Heimdal har etter hvert utviklet seg til et gassenter som utfører prosesseringstjenester for omkringliggende felt. Friggfeltet vil ventelig avslutte produksjonen i 2004, etter mange års aktivitet.



## Balder (inkl. Ringhorne)

<b>Blokk og utvinningstillatelse</b>	Blokk 25/11 – utvinningstillatelse 001. Tildelt 1965. Blokk 25/8 – utvinningstillatelse 027. Tildelt 1969. Blokk 25/8 – utvinningstillatelse 027C. Tildelt 1969, fradelt 2000. Blokk 25/8 og 25/11 – utvinningstillatelse 169. Tildelt 1991.
<b>Fremdrift</b>	Godkjent utbygd av Kongen i statsråd: Februar 1996 Produksjonsstart: Oktober 1999 Ringhorne godkjent av kongen i Statsråd: Mai 2000 Produksjonsstart: Februar 2003
<b>Operatør</b>	Esso Expl. & Prod. Norway AS
<b>Rettingshavere</b>	Esso Expl. & Prod. Norway AS 100,00 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	Opprinnelig: Resterende per 31.12.03: 76,8 mill Sm <sup>3</sup> olje 60,5 mill Sm <sup>3</sup> olje 2,8 mrd Sm <sup>3</sup> gass 2,8 mrd Sm <sup>3</sup> gass
<b>Produksjon</b>	Forventet produksjon i 2004: Olje: 102 000 fat/dag
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer vil ventelig bli 25,3 mrd 2004-kroner Per 31.12.03 er det investert totalt 21,0 mrd 2004-kroner
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger
<b>Hovedforsyningsbase</b>	Dusavik

Balder ble påvist i 1967 og er lokalisert 190 km vest for Stavanger. Havdybden er om lag 125 meter. Feltet er bygget ut med et produksjonsskip tilknyttet brønnrammer på havbunnen. 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 er bygget ut med en integrert bore-, brønn og boligplattform med første trinns separasjonsanlegg. Olje fra Ringhorneplattformen transporteres via en rørledning til produksjonsskipet på Balder for videre prosessering og utskiping. I 2003 installerte operatøren tre rørledninger som knytter Balder og Ringhorne til Jotunfeltet. Fra 2004 vil oljen fra Ringhorne bli skipet ut både via Balder og Jotunfeltet, mens gassen fra Ringhorne og Balder skipes ut via Jotunfeltet.



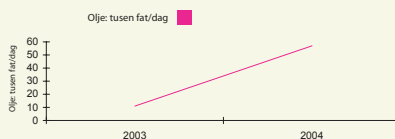
# 12

## Brage

<b>Blokk og utvinnings-tillatelse</b>	Blokk 30/6 – utvinningstillatelse 053B. Tildelt 1979. fradelt 1998. Blokk 31/4 – utvinningstillatelse 055. Tildelt 1979. Blokk 31/7 – utvinningstillatelse 185. Tildelt 1991.	
<b>Fremdrift</b>	Godkjent utbygd i Stortinget: Mars 1990 Produksjonsstart: September 1993	
<b>Operatør</b>	Norsk Hydro Produksjon a.s	
<b>Rettinghshavere</b> (avrundet til to desimaler)	Norsk Hydro Produksjon a.s	20,00 %
	Paladin Resources Norge AS	20,00 %
	Esso Expl. & Prod. Norway AS	16,34 %
	Petoro AS <sup>1</sup>	14,26 %
	Statoil ASA	12,70 %
	Eni Norge AS	12,26 %
	OER oil AS	4,44 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	Opprinnelig: 47,4 mill Sm <sup>3</sup> olje 2,5 mrd Sm <sup>3</sup> gass 0,8 mill tonn NGL	Resterende per 31.12.03: 4,2 mill Sm <sup>3</sup> olje 0,5 mrd Sm <sup>3</sup> gass 0,1 mill tonn NGL
<b>Produksjon</b>	Forventet produksjon i 2004: Olje: 36 000 fat/dag NGL: 0,04 mill tonn	
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer vil ventelig bli 17,2 mrd 2004-kroner Per 31.12.03 er det investert totalt 17,1 mrd 2004-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Bergen	
<b>Hovedforsyningsbase</b>	Mongstad	

<sup>1</sup> Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement – SDØE).

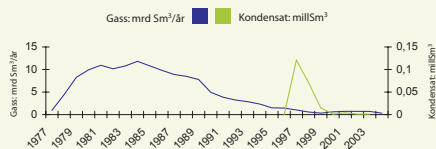
Brage er bygget ut på 140 meters dyp med en bunnfast, integrert behandlings-, bore- og boligplattform med understell i stål. Produksjonen fra Brage startet opp i 1993 og har vært fallende siden 1998. Oljen transporteres i en rørledning til Oseberg A for videre transport gjennom Oseberg Transport-system (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 fra én brønn i denne formasjonen.



## Fram

<b>Blokk og utvinnings-tillatelse</b>	Blokk 35/11 - utvinningstillatelse 090. Tildelt 1984.	
<b>Fremdrift</b>	Godkjent utbygd av Kongen i statsråd: Mars 2001 Produksjonsstart: Oktober 2003	
<b>Operatør</b>	Norsk Hydro Produksjon a.s	
<b>Rettighetshavere</b>	Norsk Hydro Produksjon a.s	25,00 %
	Mobil Development Norway AS	25,00 %
	Statoil ASA	20,00 %
	Gaz de France Norge AS	15,00 %
	Idemitsu Petroleum Norge AS	15,00 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	Opprinnelig:	Resterende per 31.12.03
	Olje: 16,1 mill Sm <sup>3</sup>	Olje: 15,4 mill Sm <sup>3</sup>
	Gass: 3,7 mrd Sm <sup>3</sup>	Gass: 3,7 mrd Sm <sup>3</sup>
	NGL: 0,1 mill tonn	NGL: 0,1 mill tonn
<b>Produksjon</b>	Forventet produksjon i 2004: Olje: 57 000 fat/dag	
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer vil ventelig bli 3,9 mrd 2004-kroner. Per 31.12.03 er det investert totalt 3,9 mrd 2004-kroner.	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Bergen	
<b>Hovedforsyningsbase</b>	Mongstad	

Fram ligger i den nordlige delen av Nordsjøen om lag 22 km nord for Troll C plattformen. Utbyggingen av Fram omfatter ett reservoar i Fram/Gjøaområdet. Fram er bygd ut med to havbunnsinnretninger som er knyttet opp mot Troll C. På Troll C blir gass skilt fra væsken. I feltets første fase reinjiseres gassen i reservoaret. Senere vil gassen bli eksportert via Troll A til Kollsnes. Oljen blir transportert til Mongstad gjennom Troll oljerør II. Fram inngår som en integrert del av driften ved Troll C, som også er operert av Norsk Hydro



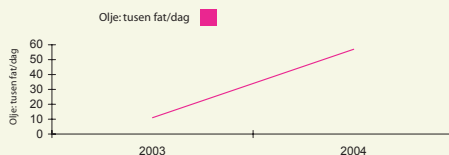
# 12

## Frigg

<b>Blokk og utvinnings-tillatelse</b>	Blokk 25/1 – utvinningstillatelse 024. Tildelt 1969. 60,82 prosent ligger på norsk side av delelinjen, 39,18 prosent ligger på britisk side.	
<b>Fremdrift</b>	Godkjent utbygd i Stortinget: Juni 1974 Produksjonsstart: September 1977	
<b>Operatør</b>	Total E&P Norge AS	
<b>Rettighetshavere</b> (avrundet til to desimaler)	Total E&P UK plc	54,79 %
	Norsk Hydro Produksjon a.s	19,99 %
	Total Oil Marine plc	13,06 %
	Statoil ASA	12,16 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	Opprinnelig: 116,6 mrd Sm <sup>3</sup> gass 0,5 mill Sm <sup>3</sup> kondensat	Resterende per 31.12.03: 1,3 mrd Sm <sup>3</sup> gass
<b>Produksjon</b>	Forventet produksjon i 2004: Gass: 0,31 mrd Sm <sup>3</sup> Planlagt produksjonsavslutning: Sommeren 2004	
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer anslås til 36,5 mrd 2004-kroner Per 31.12.03 er det investert totalt 36,5 mrd 2004-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger	
<b>Hovedforsyningsbase</b>	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 plataået i oktober 1979. Frigg gikk av plata 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 Alwynfeltet 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, Lille-Frigg og Frøy. Avslutningsplanen for Frigg ble overlevert myndighetene i november 2001. Planen ble godkjent ved kgl. res 26. september 2003 og innebærer blant annet at en stålplattform, et stålunderstell og overbygningen på betongunderstellet TCP2 skal fjernes og tas til land for disponering. Disponeringsvedtaket som ble fattet omhandlet alle norske innretninger unntatt betongunderstellet TCP2. Stortinget samtykket 11. mars 2004 til at betongunderstellet kan etterlates.

(Overenskomst mellom Norge og Storbritannia om utnyttelsen av Frigg-reservoaret og overføring av gass fra dette til Storbritannia, ref. St.prp. nr. 183 (1975-76), Inst. S. nr. 113 (1976-77))



# 12

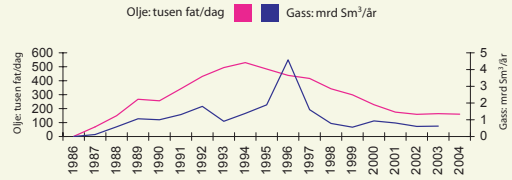
## Grane

<b>Blokk og utvinningstillatelse</b>	Blokk 25/11 - utvinningstillatelse 001. Tildelt 1965. Blokk 25/11 - utvinningstillatelse 169 B1. Tildelt 1991, fradelte 2000. Blokk 25/11 - utvinningstillatelse 169 B2. Tildelt 1991, fradelte 2000.	
<b>Fremdrift</b>	Godkjent utbygd i Stortinget: Juni 2000 Produksjonsstart: September 2003	
<b>Operatør</b>	Norsk Hydro Produksjon a.s	
<b>Rettinghshavere</b>	Norsk Hydro Produksjon a.s	38,00 %
	Petoro AS <sup>1</sup>	30,00 %
	Esso Expl. & Prod. Norway AS	25,60 %
	Norske ConocoPhillips AS	6,40 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	Opprinnelig: 120,0 mill Sm <sup>3</sup> olje	Resterende per 31.12.03: 119,1 mill Sm <sup>3</sup> olje
<b>Produksjon</b>	Forventet produksjon i 2004: Olje: 150 000 fat/dag	
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer vil ventelig bli 16,5 mrd 2004-kroner Per 31.12.03 er det investert totalt 12,6 mrd 2004-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Bergen	
<b>Hovedforsyningsbase</b>	Mongstad	

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

Grane ble påvist i 1991 og ligger øst for Balderfeltet i Nordsjøen. Havdybden er 127 meter. Feltet er bygd ut med en integrert bore-, bolig- og produksjonsplattform. Oljeproduksjonen fra Grane startet i september 2003. Feltet vil på platånivå i 2005-2009 produsere i overkant av 200 000 fat olje per dag. Oljen fraktes gjennom Grane oljerør til Stureterminalen for lagring, måling og utskipning. Oljen i Grane er tung og krevende å utvinne og det er derfor nødvendig med gassinjeksjon i Granereservoaret for å produsere oljen. Granefeltet inneholder imidlertid svært lite gass, og må forsynes med gass fra andre kilder. Det er derfor lagt en gassrørledning fra Heimdalfeltet til Grane for å transportere injeksjonsgass.





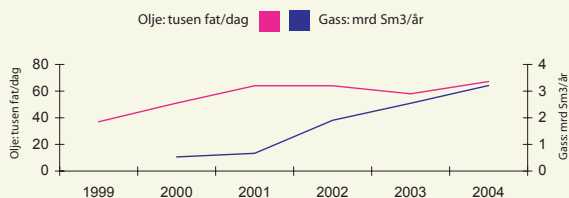
## Gullfaks (inkl. Gullfaks Vest)

<b>Blokk og utvinnings-tillatelse</b>	Blokk 34/10 – utvinningstillatelse 050. Tildelt 1978. Blokk 34/10 – utvinningstillatelse 050B. Tildelt 1995.	
<b>Fremdrift</b>	Godkjent utbygd i Stortinget: Oktober 1981 (Gullfaks fase 1 med plattformene A og B). Produksjonsstart: Desember 1986	
<b>Operatør</b>	Statoil ASA	
<b>Rettighetshavere</b>	Statoil ASA	61,00 %
	Petoro AS <sup>1</sup>	30,00 %
	Norsk Hydro Produksjon a.s	9,00 %
<b>Utvinnbare ressurser</b>	Opprinnelig: 341,9 mill Sm <sup>3</sup> olje 22,8 mrd Sm <sup>3</sup> gass 2,1 mill tonn NGL	Resterende per 31.12.03: 37,2 mill Sm <sup>3</sup> olje 2,1 mrd Sm <sup>3</sup> gass 0,5 mill tonn NGL
<b>Produksjon</b>	Forventet produksjon i 2004: Olje: 160 000 fat/dag	
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer vil ventelig bli 112,7 mrd 2004-kroner Per 31.12.03 er det investert totalt 106,6 mrd 2004-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Bergen	
<b>Hovedforsyningsbase</b>	Coast Center Base, Sotra og Florø	

<sup>1</sup> 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, B og C. 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. Gassen blir reinjisert i 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).



## Gullfaks Sør (inkl. Rimfaks og Gullveig)

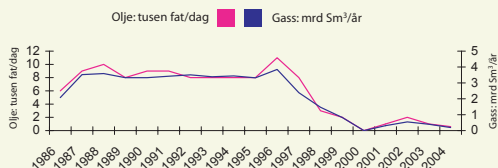
<b>Blokk og utvinningstillatelse</b>	Blokk 34/10 – utvinningstillatelse 050. Tildelt 1978. Blokk 34/10 – utvinningstillatelse 050B. Tildelt 1995. Blokk 33/12 – utvinningstillatelse 037B. Tildelt 1973, fradelt 1998.	
<b>Fremdrift</b>	Godkjent utbygd av Kongen i statsråd: Mars 1996 (Fase I) Godkjent utbygd av Kongen i statsråd: Juni 1998 (Fase II) Produksjonsstart: Oktober 1998 (Fase I) Produksjonsstart: Oktober 2001 (Fase II)	
<b>Operatør</b>	Statoil ASA	
<b>Rettighetshavere</b>	Statoil ASA	61,00 %
	Petoro AS <sup>1</sup>	30,00 %
	Norsk Hydro Produksjon a.s	9,00 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	Opprinnelig:	Resterende per 31.12.03:
	34 mill Sm <sup>3</sup> olje	17,7 mill Sm <sup>3</sup> olje
	34,4 mrd Sm <sup>3</sup> gass	28,9 mrd Sm <sup>3</sup> gass
	3,9 mill tonn NGL	3,5 mill tonn NGL
<b>Produksjon</b>	Forventet produksjon i 2004: Olje: 67 000 fat/dag Gass: 3,21 mrd Sm <sup>3</sup> NGL: 0,35 mill tonn	
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer vil ventelig bli 26,2 mrd 2004-kroner Per 31.12.03 er det investert totalt 22,5 mrd 2004-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Bergen	
<b>Hovedforsyningsbase</b>	Coast Center Base, Sotra og Florø	

<sup>1</sup> 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 faset utbygging av Gullfaks Sør.

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 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 A og C plattformene oppgradert for å få øket gassprosesserings- og eksportkapasiteten.

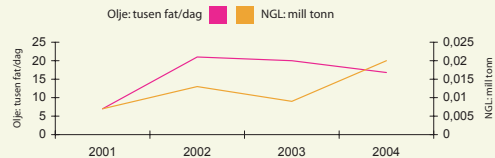


## Heimdal

<b>Blokk og utvinnings-tillatelse</b>	Blokk 25/4 – utvinningstillatelse 036 BS. Tildelt 2003.	
<b>Fremdrift</b>	Godkjent utbygd i Stortinget: Juni 1981 Produksjonsstart: Desember 1985	
<b>Operatør</b>	Norsk Hydro Produksjon a.s	
<b>Rettighetshavere</b> (avrundet til to desimaler)	Marathon Petroleum Norge A/S	23,80 %
	Petoro AS <sup>1</sup>	20,00 %
	Statoil ASA	20,00 %
	Norsk Hydro Produksjon a.s	19,27 %
	Total E&P Norge AS	16,76 %
	AS Umland Rederi	0,17 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	Opprinnelig: 7,1 mill Sm <sup>3</sup> olje 42,2 mrd Sm <sup>3</sup> gass	Resterende per 31.12.03: 0,8 mill Sm <sup>3</sup> olje
<b>Produksjon</b>	Forventet produksjon i 2004: Olje: 1 000 fat/dag Gass: 0,19 mrd Sm <sup>3</sup> Planlagt produksjonsavslutning: 2005. Vil fortsette som et gassenter med prosesserings- og transporttjenester i årene fremover.	
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer vil ventelig bli 19,7 mrd 2004-kroner Per 31.12.03 er det investert totalt 19,7 mrd 2004-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Bergen	
<b>Hovedforsyningsbase</b>	Dusavik	

<sup>1</sup> 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 langsiktig drift av Heimdal-plattformen ved at plattformens prosesseringskapasitet blir benyttet som grunnlag for gassbehandling fra Huldrafeltet og andre omkringliggende felt.



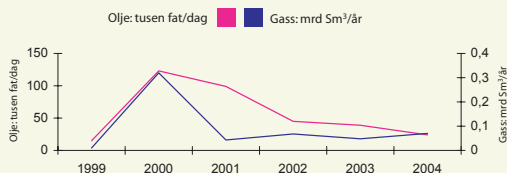
# 12

## Huldra

<b>Blokk og utvinnings-tillatelse</b>	Blokk 30/2 – utvinningstillatelse 051. Tildelt 1979. Blokk 30/3 – utvinningstillatelse 052 B. Tildelt 2001.												
<b>Fremdrift</b>	Godkjent utbygd i Stortinget: Februar 1999 Produksjonsstart: November 2001												
<b>Operatør</b>	Statoil ASA												
<b>Rettingheshavere</b> (avrundet til to desimaler)	<table border="0"> <tr> <td>Petoro AS<sup>1</sup></td> <td>31,96 %</td> </tr> <tr> <td>Total E&amp; P Norge AS</td> <td>24,33 %</td> </tr> <tr> <td>Norske ConocoPhillips AS</td> <td>23,34 %</td> </tr> <tr> <td>Statoil ASA</td> <td>19,66 %</td> </tr> <tr> <td>Paladin Resources Norge AS</td> <td>0,50 %</td> </tr> <tr> <td>Svenska Petroleum Exploration A/S</td> <td>0,21 %</td> </tr> </table>	Petoro AS <sup>1</sup>	31,96 %	Total E& P Norge AS	24,33 %	Norske ConocoPhillips AS	23,34 %	Statoil ASA	19,66 %	Paladin Resources Norge AS	0,50 %	Svenska Petroleum Exploration A/S	0,21 %
Petoro AS <sup>1</sup>	31,96 %												
Total E& P Norge AS	24,33 %												
Norske ConocoPhillips AS	23,34 %												
Statoil ASA	19,66 %												
Paladin Resources Norge AS	0,50 %												
Svenska Petroleum Exploration A/S	0,21 %												
<b>Utvinnbare reserver</b>	<table border="0"> <tr> <td>Opprinnelig:</td> <td>Resterende per 31.12.03:</td> </tr> <tr> <td>4,7 mill Sm<sup>3</sup> olje</td> <td>2,3 mill Sm<sup>3</sup> olje</td> </tr> <tr> <td>12,9 mrd Sm<sup>3</sup> gass</td> <td>7,2 mrd Sm<sup>3</sup> gass</td> </tr> <tr> <td>0,1 mill tonn NGL</td> <td>0,1 mill tonn NGL</td> </tr> </table>	Opprinnelig:	Resterende per 31.12.03:	4,7 mill Sm <sup>3</sup> olje	2,3 mill Sm <sup>3</sup> olje	12,9 mrd Sm <sup>3</sup> gass	7,2 mrd Sm <sup>3</sup> gass	0,1 mill tonn NGL	0,1 mill tonn NGL				
Opprinnelig:	Resterende per 31.12.03:												
4,7 mill Sm <sup>3</sup> olje	2,3 mill Sm <sup>3</sup> olje												
12,9 mrd Sm <sup>3</sup> gass	7,2 mrd Sm <sup>3</sup> gass												
0,1 mill tonn NGL	0,1 mill tonn NGL												
<b>Produksjon</b>	Forventet produksjon i 2004: Olje: 17 000 fat/dag Gass: 2,75 mrd Sm <sup>3</sup> NGL: 0,02 mill tonn												
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer vil ventelig bli 7,1 mrd 2004-kroner Per 31.12.03 er det investert totalt 7,0 mrd 2004-kroner												

<sup>1</sup> 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 brønnhodeplattform 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.

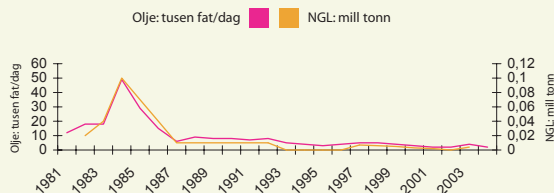


## Jotun

<b>Blokk og utvinnings-tillatelse</b>	Blokk 25/8 – utvinningstillatelse 027B. Tildelt 1969, fradelt 1999. Blokk 25/7 – utvinningstillatelse 103B. Tildelt 1985, fradelt 1998.	
<b>Fremdrift</b>	Godkjent utbygd i Stortinget: Juni 1997 Produksjonsstart: Oktober 1999	
<b>Operatør</b>	Esso Expl. & Prod. Norway AS	
<b>Rettighetshavere</b>	Esso Expl. & Prod. Norway AS	45,00 %
	Enterprise Oil Norge AS	45,00 %
	Det Norske Oljeselskap AS	7,00 %
	Petoro AS <sup>1</sup>	3,00 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	Opprinnelig: 25,4 mill Sm <sup>3</sup> olje 0,6 mrd Sm <sup>3</sup> gass	Resterende per 31.12.03: 7,1 mill Sm <sup>3</sup> olje
<b>Produksjon</b>	Forventet produksjon i 2004: Olje: 24 000 fat/dag Gass: 0,07 mrd Sm <sup>3</sup>	
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer vil ventelig bli 11,3 mrd 2004-kroner Per 31.12.03 er det investert totalt 10,6 mrd 2004-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger	
<b>Hovedforsyningsbase</b>	Dusavik	

<sup>1</sup> 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 1994–1995. Feltet er lokalisert ca. 25 km nord for Balder og 165 km vest for 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. Fra 2004 vil Jotun motta olje og gass fra Balder og Ringehorne for prosessering og videre transport.



# 12

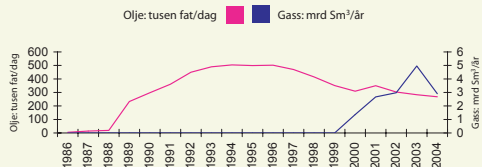
## Murchison

<b>Blokk og utvinnings-tillatelse</b>	Blokk 33/9 – utvinningstillatelse 037C. Tildelt 2000. Norsk andel av feltet er 22,2 prosent, britisk andel 77,8 prosent.	
<b>Fremdrift</b>	Produksjonsstart: September 1980	
<b>Operatør</b>	CNR International (UK) Limited	
<b>Rettighetshavere</b> (avrundet til to desimaler)	CNR International (UK) Limited	68,72 %
	Statoil ASA	11,52 %
	Ranger Oil (UK) Limited	9,08 %
	Norske ConocoPhillips AS	2,68 %
	Esso Expl. & Prod. Norway AS	5,50 %
	A/S Norske Shell	2,22 %
	Enterprise Oil Norge AS	0,23 %
<b>Utvinnbare reserver</b> (Norsk andel)	Opprinnelig:	Resterende per 31.12.03:
	13,6 mill Sm <sup>3</sup> olje	0,3 mill Sm <sup>3</sup> olje
	0,4 mrd Sm <sup>3</sup> gass	0,1 mrd Sm <sup>3</sup> gass
	0,4 mill tonn NGL	0,1 mill tonn NGL
<b>Produksjon</b>	Forventet produksjon i 2004: (Norsk andel) Olje: 2 000 fat/dag	
<b>Investeringer</b>	Norsk andel av totale investeringer vil ventelig bli 7,6 mrd 2004-kroner Per 31.12.03 er det investert totalt 7,5 mrd 2004-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Aberdeen, Skottland	
<b>Hovedforsyningsbase</b>	Peterhead, Skottland	



Murchison er bygget ut med en kombinert bore-, bolig- og produksjonsplattform med stålunderstell. 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. CNR International (U.K.) tok i 2002 over som operatør etter Kerr McGee North Sea (U.K.) Ltd.

(Overenskomst mellom Norge og Storbritannia og Nord-Irland om utnyttelsen av Murchison-reservoaret og transport av petroleum fra dette, se St.prp. nr. 15 (1980-1981), Innst.S. nr. 57 (1980-1981). Tilleggsoverenskomst til denne, jfr. St.prp. nr. 68 (1981-82), Innst. S. nr. 169 (1981-1982)).



# 12

## Oseberg (inkl. Oseberg Vest, Oseberg Øst og Oseberg Sør)

<b>Blokk og utvinningstillatelse</b>	Blokk 30/6 – utvinningstillatelse 053. Tildelt 1979. Blokk 30/9 – utvinningstillatelse 079, tildelt 1982 og utvinningstillatelse 104, tildelt 1985 Blokk 30/12 – utvinningstillatelse 171B, tildelt 2000.	
<b>Fremdrift</b>	Godkjent utbygd: Juni 1984 Oseberg Vest godkjent utbygd av Kongen i statsråd: Desember 1988 Oseberg Sør godkjent utbygd i Stortinget: Juni 1997 Oseberg Øst godkjent av Kongen i statsråd: Oktober 1996 Produksjonsstart: Desember 1988 (Gjelder Osebergfeltet)	
<b>Operatør</b>	Norsk Hydro Produksjon a.s	
<b>Rettinghshavere</b> (avrundet til to desimaler)	Norsk Hydro Produksjon a.s	34,00 %
	Petoro AS <sup>1</sup>	33,60 %
	Statoil ASA	15,30 %
	Total E&P Norge AS	10,00 %
	Mobil Development Norway AS	4,70 %
	Norske ConocoPhillips AS	2,40 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	Opprinnelig:	Resterende per 31.12.03:
	440,2 mill Sm <sup>3</sup> olje	100,0 mill Sm <sup>3</sup> olje
	108,9 mrd Sm <sup>3</sup> gass	96,0 mrd Sm <sup>3</sup> gass
<b>Produksjon</b>	Forventet produksjon i 2004: Olje: 270 000 fat/dag Gass: 3,4 mrd Sm <sup>3</sup>	
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer vil ventelig bli 105,3 mrd 2004-kroner Per 31.12.03 er det investert totalt 95,1 mrd 2004-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Bergen	
<b>Hovedforsyningsbase</b>	Mongstad	

<sup>1</sup> Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement – SDØE).

I forbindelse med salget av SDØE-andeler i 2002 ble eierforholdene i Osebergområdet dvs. Oseberg Unit (Oseberg og Oseberg Vest), Oseberg Øst og Oseberg Sør Unit harmonisert. Harmoniseringen ble gjennomført for at Osebergområdet mer effektivt skal kunne videreutvikles helhetlig på tvers av de underliggende utvinningstillatelsene.

Det meste av de opprinnelige olje- og gassreservene i Osebergområdet befant seg i Oseberg Unit. Etter



over 15 år med produksjon har Oseberg Unit nå gjenværende oljereserver som om lag tilsvarer de gjenværende oljereservene i Oseberg Sør-feltet. Oseberg Unit har den vesentligste andelen av gassreservene i området.

Første fase av utbyggingen av Osebergfeltet omfattet et feltsenter 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 feltsenteret. Osebergfeltet har en total produksjonskapasitet for olje på ca. 500 000 fat/dag. Havdybden er i overkant av 100 meter ved plattformene. I 2004 er forventet oljeproduksjon fra Oseberg feltsenter 147.000 fat/dag og 2,1 mrd. Sm<sup>3</sup> gass.

Oljen fra Oseberg føres i land til Stureterminalen i Øygarden gjennom Oseberg Transportsystem (OTS). Innretningene på feltsenteret blir også benyttet for behandling av olje og gass fra feltene Oseberg Øst og Oseberg Sør. Olje fra disse feltene, samt Brage og Veslefrikk, føres deretter fra Oseberg A-plattformen gjennom OTS til Stureterminalen.

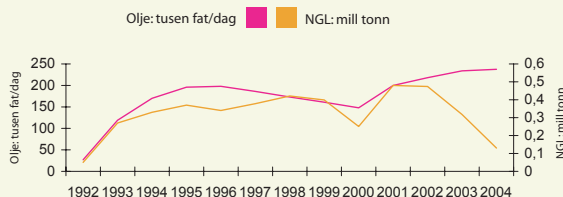
Oseberg D er en stålplattform med gassprosesserings- og eksportutstyr som ble knyttet til feltsenteret med en bro våren 1999. Oseberg startet i oktober 2000 leveranse av gass til kontinentet gjennom en ny rørlledning fra Oseberg til Statpipe via Heimdal (Oseberg Gasstransport).

I desember 2003 ble Plan for utbygging og drift av Oseberg Vestflanken godkjent i Statsråd. Oseberg Vestflanken ligger 9 km vest for Oseberg Feltsenter og er planlagt bygd ut med en havbunnsramme. Produksjonen er ventet å starte i september 2005.

Oseberg Sør 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 rørlledning til feltsenteret på Oseberg for videre prosessering og transport til land gjennom Oseberg Transportsystem (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. I mai 2003 ble revidert Plan for utbygging og drift for Oseberg Sør J struktur godkjent i Statsråd. J struktur ligger 7 km sør for Oseberg Sør-plattformen og er planlagt utbygd med en havbunnsramme. Produksjonen er ventet å starte i 2004.

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. I 2004 er forventet oljeproduksjon fra Oseberg Sør 92 000 fat/dag og 1,18 mrd. Sm<sup>3</sup> gass.

Oseberg Øst ligger nordøst i Osebergområdet og sør for Veslefrikk. Feltet ble påvist i 1981. Vanddyptet ved installasjonen er 160 meter. Utbyggingsløsningen består av en plattform med boligkvarter samt utstyr for boring og første trinn separasjon av olje, vann og gass. Oljen blir transportert i rørlledning til Oseberg A-plattformen for videre prosessering og transport gjennom Oseberg Transportsystem (OTS) til Stureterminalen. I 2004 er forventet oljeproduksjon fra Oseberg Øst 30 500 fat/dag og 0,1 mrd. Sm<sup>3</sup> gass.



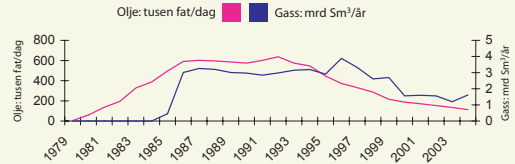
# 12

## Snorre (inkl. Snorre B)

<b>Blokk og utvinnings - tillatelse</b>	Blokk 34/4 – utvinningstillatelse 057. Tildelt 1979. Blokk 34/7 – utvinningstillatelse 089. Tildelt 1984.
<b>Fremdrift</b>	Godkjent utbygd i Stortinget: Mai 1988 Produksjonsstart: August 1992
<b>Operatør</b>	Statoil ASA
<b>Rettighetshavere</b>	Petoro AS <sup>1</sup> 30,00 % 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 % Total E&P Norge AS 5,95 % Amerada Hess Norge AS 1,18 % Enterprise Oil Norge AS 1,18 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	Opprinnelig: Resterende per 31.12.03: 236,9 mill Sm <sup>3</sup> olje 119,1 mill Sm <sup>3</sup> olje 6,9 mrd Sm <sup>3</sup> gass 2,0 mrd Sm <sup>3</sup> gass 5,3 mill tonn NGL 1,8 mill tonn NGL
<b>Produksjon</b>	Forventet produksjon i 2004: Olje: 238 000 fat/dag Gass: 0,076 mrd Sm <sup>3</sup> NGL: 0,13 mill tonn
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer vil ventelig bli 71,0 mrd 2004-kroner Per 31.12.03 er det investert totalt 59,0 mrd 2004-kroner
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger
<b>Hovedforsyningsbase</b>	Florø

<sup>1</sup> 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 300 til 350 meter. Den sørlige delen av feltet er bygget ut med en strekkstagsplattform i stål og et undervanns produksjonsanlegg. Omlag 150 mill Sm<sup>3</sup> 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 i juni 1998. Den nordlige delen er bygd ut med en halvt nedsenkbar bore- og produksjonsplattform, som kom i produksjon i juni 2001. Olje og gass fra Snorrefeltet transporteres i rør til Statfjordfeltet for ferdigbehandling, lagring og utskipping.



## Statfjord

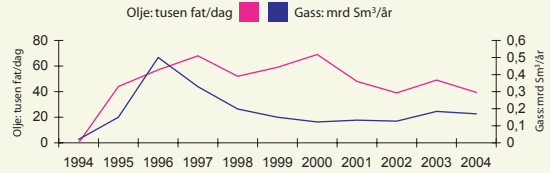
<b>Blokk og utvinnings-tillatelse</b>	Blokkene 33/9 og 33/12 – utvinningstillatelse 037. Tildelt 1973. Norsk andel av feltet er 85,47 %, britisk andel 14,53 %.	
<b>Fremdrift</b>	Godkjent utbygd i Stortinget: Juni 1976 Produksjonsstart: November 1979	
<b>Operatør</b>	Statoil ASA	
<b>Rettighetshavere</b>	Statoil ASA	44,34 %
(avrundet til to desimaler)	Esso Expl. & Prod. Norway AS	21,37 %
	Norske ConocoPhillips AS	10,33 %
	A/S Norske Shell	8,55 %
	Conoco (UK) Ltd.	4,84 %
	ChevronTexaco UK Ltd.	4,84 %
	BP Petroleum Development Ltd.	4,84 %
	Enterprise Oil Norge AS	0,89 %
<b>Utvinnbare reserver</b> (Norsk andel)	Opprinnelig:	Resterende per 31.12.03:
	556,6 mill Sm <sup>3</sup> olje	21,9 mill Sm <sup>3</sup> olje
	57,2 mrd Sm <sup>3</sup> gass	9,6 mrd Sm <sup>3</sup> gass
	14,4 mill tonn NGL	3,7 mill tonn NGL
<b>Produksjon</b>	Forventet produksjon i 2004: Olje: 113 000 fat/dag Gass: 1,61 mrd Sm <sup>3</sup> NGL: 0,43 mill tonn	
<b>Investeringer</b>	Norsk andel av totale investeringer vil ventelig bli 117,5 mrd 2004-kroner. Per 31.12.03 er det investert totalt 113,0 mrd 2004-kroner.	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger	
<b>Hovedforsyningsbase</b>	Coast Center Base, Sotra og Florø	

Statfjordfeltet ble påvist i 1974. Feltet er lokalisert på grenselinjen mellom norsk og britisk kontinentalsokkel.

Feltet er bygget ut med tre fullt integrerte plattformer med understell og lagerceller av betong. Vanndypet er ca. 145 meter. Plattformene har en samlet behandlingskapasitet på 850 000 fat per 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.

(Overenskomsten mellom Storbritannia og Norge om utnyttelse av Statfjord-reservoarene og transport av petroleum fra disse, jfr. St.prp. nr. 15 (1980–81) og Innst. nr. 57 (1980–81))

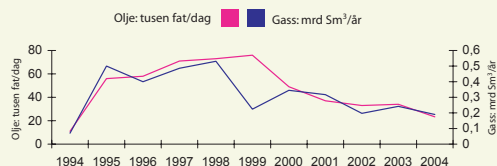


## Statfjord Nord

<b>Blokk og utvinnings-tillatelse</b>	Blokk 33/9 – utvinningstillatelse 037. Tildelt 1973.	
<b>Fremdrift</b>	Godkjent utbygd i Stortinget: Desember 1990 Produksjonsstart: Januar 1995	
<b>Operatør</b>	Statoil ASA	
<b>Rettighetshavere</b> (avrundet til to desimaler)	Petoro AS <sup>1</sup>	30,00 %
	Statoil ASA	21,88 %
	Esso Expl. & Prod. Norway AS	25,00 %
	Norske ConocoPhillips AS	12,08 %
	A/S Norske Shell	10,00 %
	Enterprise Oil Norge AS	1,04 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	Opprinnelig:	Resterende per 31.12.03:
	39,7 mill Sm <sup>3</sup> olje	11,5 mill Sm <sup>3</sup> olje
	2,6 mrd Sm <sup>3</sup> gass	1,1 mrd Sm <sup>3</sup> gass
	0,9 mill tonn NGL	0,5 mill tonn NGL
<b>Produksjon</b>	Forventet produksjon i 2004: Olje: 39 000 fat/dag Gass: 0,17 mrd Sm <sup>3</sup> NGL: 0,06 mill tonn	
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer vil ventelig bli 7,8 mrd 2004-kroner Per 31.12.03 er det investert totalt 7,4 mrd 2004-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger	
<b>Hovedforsyningsbase</b>	Coast Center Base, Sotra	

<sup>1</sup> 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.



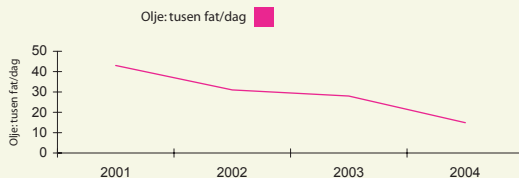
## Statfjord Øst

<b>Blokk og utvinnings-tillatelse</b>	Blokk 33/9 – utvinningstillatelse 037. Tildelt 1973. Blokk 34/7 – utvinningstillatelse 089. Tildelt 1984.	
<b>Fremdrift</b>	Godkjent utbygd i Stortinget: Desember 1990 Produksjonsstart: September 1994	
<b>Operatør</b>	Statoil ASA	
<b>Rettighetshavere</b>	Petoro AS <sup>1</sup>	30,00 %
(avrundet til to desimaler)	Statoil ASA	25,05 %
	Esso Expl. & Prod. Norway AS	17,75 %
	Norsk Hydro Produksjon a.s	6,64 %
	Norske ConocoPhillips AS	6,04 %
	A/S Norske Shell	5,00 %
	Idemitsu Petroleum Norge AS	4,80 %
	Total E&P Norge AS	2,80 %
	RWE Dea Norge AS	1,40 %
	Enterprise Oil Norge AS	0,52 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	Opprinnelig:	Resterende per 31.12.03:
	35,8 mill Sm <sup>3</sup> olje	7,5 mill Sm <sup>3</sup> olje
	4,0 mrd Sm <sup>3</sup> gass	1,7 mrd Sm <sup>3</sup> gass
	1,5 mill tonn NGL	0,8 mill tonn NGL
<b>Produksjon</b>	Forventet produksjon i 2004: Olje: 23 000 fat/dag Gass: 0,19 mrd Sm <sup>3</sup> NGL: 0,07 mill tonn	
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer vil ventelig bli 7,2 mrd 2004-kroner Per 31.12.03 er det investert totalt 6,3 mrd 2004-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger	
<b>Hovedforsyningsbase</b>	Coast Center Base, Sotra	

<sup>1</sup> 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. Feltet er bygget ut med havbunnsinstallasjoner på 150–190 meters dyp med brønnstrømsoverføring til Statfjord C for behandling og utskipping av oljen.



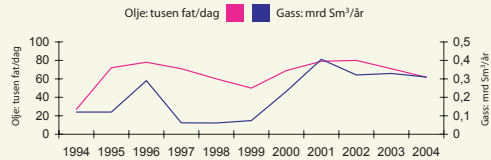


## Syгна

<b>Blokk og utvinnings-tillatelse</b>	Blokk 33/9 – utvinningstillatelse 037. Tildelt 1973. Blokk 34/7 – utvinningstillatelse 089. Tildelt 1984.	
<b>Fremdrift</b>	Godkjent utbygd av Kongen i statsråd: April 1999 Produksjonsstart: August 2000.	
<b>Operatør</b>	Statoil ASA	
<b>Rettighetshavere</b>	Petoro AS <sup>1</sup>	30,00 %
(avrundet til to desimaler)	Statoil ASA	24,73 %
	Esso Expl. & Prod. Norway AS	18,48 %
	Norske ConocoPhillips AS	6,65 %
	Norsk Hydro Produksjon a.s	5,98 %
	A/S Norske Shell	5,50 %
	Idemitsu Petroleum Norge AS	4,32 %
	Total E&P Norge AS	2,52 %
	RWE Dea Norge AS	1,26 %
	Enterprise Oil Norge AS	0,57 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	Opprinnelig:	Resterende per 31.12.03:
	10,2 mill Sm <sup>3</sup> olje	3,6 mill Sm <sup>3</sup> olje
<b>Produksjon</b>	Forventet produksjon i 2004: Olje: 15 000 fat/dag	
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer vil ventelig bli 2,3 mrd 2004-kroner Per 31.12.03 er det investert totalt 2,1 mrd 2004-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger	
<b>Hovedforsyningsbase</b>	Florø	

<sup>1</sup> Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement – SDØE).

Syгна, som ble påvist i 1996, ligger på grensen mellom utvinningstillatelsene 037 og 089 mellom feltene Snorre og Statfjord. Syгна er bygd ut med en havbunnsinstallasjon knyttet opp mot Statfjord C. Det ble i 1999 gjennomført en oppgradering av vanninjeksjonskapasiteten til Statfjord Nordområdet for å kunne forsyne Syгна med injeksjonsvann.



12

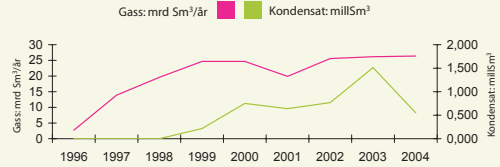
## Tordis (inkl. Tordis Øst og Borg)

<b>Blokk og utvinningstillatelse</b>	Blokk 34/7 – utvinningstillatelse 089. Tildelt 1984.	
<b>Fremdrift</b>	Godkjent utbygd i Stortinget: Mai 1991 Produksjonsstart: Juni 1994	
<b>Operatør</b>	Statoil ASA	
<b>Rettighetshavere</b>	Petoro AS <sup>1</sup>	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 %
	Total E&P Norge AS	5,60 %
	RWE Dea Norge AS	2,80 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	Opprinnelig:	Resterende per 31.12.03:
	58,1 mill Sm <sup>3</sup> olje	18,0 mill Sm <sup>3</sup> olje
	5,0 mrd Sm <sup>3</sup> gass	1,9 mrd Sm <sup>3</sup> gass
	1,7 mill tonn NGL	0,7 mill tonn NGL
<b>Produksjon</b>	Forventet produksjon i 2004: Olje: 62 000 fat/dag Gass: 0,31 mrd Sm <sup>3</sup> NGL: 0,12 mill tonn	
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer vil ventelig bli 9,3 mrd 2004-kroner Per 31.12.03 er det investert totalt 8,6 mrd 2004-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger	
<b>Hovedforsyningsbase</b>	Florø	

<sup>1</sup> 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 er knyttet opp mot Gullfaks C-plattformen, hvor behandling av petroleumstrømmen finner sted.

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



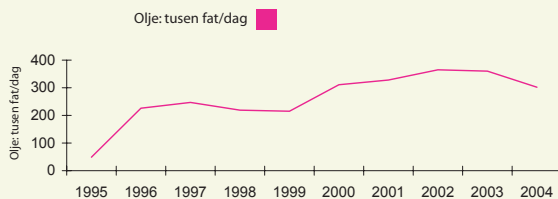
## Troll Fase I

<b>Blokk og utvinnings-tillatelse</b>	Blokk 31/2 – utvinningstillatelse 054. Tildelt 1979. Blokkene 31/3, 31/5 og 31/6 – utvinningstillatelse 085. Tildelt 1983. Blokkene 31/3, 31/6 – utvinningstillatelse 085C. Tildelt 2002.	
<b>Fremdrift</b>	Godkjent utbygd i Stortinget: Desember 1986 Produksjonsstart: Februar 1996	
<b>Operatør</b>	A/S Norsk Shell var operatør i utbyggingsfasen. Statoil ASA er operatør i driftsfasen.	
<b>Rettinghshavere</b> (avrundet til to desimaler)	Petoro AS <sup>1</sup> Statoil ASA Norsk Hydro Produksjon a.s A/S Norske Shell Total E&P Norge AS Norske ConocoPhillips AS	56,00 % 20,80 % 9,78 % 8,10 % 3,69 % 1,62 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	Opprinnelig: 1 325,7 mrd Sm <sup>3</sup> gass 31,6 mill tonn NGL 1,6 mill Sm <sup>3</sup> kondensat	Resterende per 31.12.03: 1 162,6 mrd Sm <sup>3</sup> gass 31,6 mill tonn NGL
<b>Produksjon</b>	Forventet produksjon i 2004: Gass: 26,39 mrd Sm <sup>3</sup> NGL: 0,55 mill tonn	
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer vil ventelig bli 61,3 mrd 2004-kroner Per 31.12.03 er det investert totalt 48,2 mrd 2004-kroner	
<b>Transport</b>	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.	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Bergen	
<b>Hovedforsyningsbase</b>	Ågotnes	

<sup>1</sup> 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 utbyggingssplanen 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. Kondensatet sendes til Vestprosessanlegget på Mongstad. Myndighetene ga sin tilslutning til de reviderte planene i desember 1990. Eierskap for Kollsnesanlegget ble overført fra rettighetshaverne på Troll til deltakerne i Gassled 1. februar 2004.



## Troll Fase II

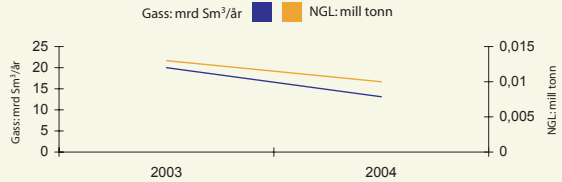
<b>Blokk og utvinnings-tillatelse</b>	Blokk 31/2 – utvinningstillatelse 054. Tildelt 1979. Blokkene 31/3, 31/5 og 31/6 – utvinningstillatelse 085. Tildelt 1983. Blokkene 31/3 og 31/6 – utvinningstillatelse 085C. Tildelt 2002	
<b>Fremdrift</b>	Godkjent utbygd i Stortinget: Mai 1992 Produksjonsstart: September 1995	
<b>Operatør</b>	Norsk Hydro Produksjon a.s	
<b>Rettighetshavere</b> (avrundet til to desimaler)	Petoro AS <sup>1</sup>	56,00 %
	Statoil ASA	20,80 %
	Norsk Hydro Produksjon a.s	9,78 %
	A/S Norske Shell	8,10 %
	Total E&P Norge AS	3,69 %
	Norske ConocoPhillips AS	1,62 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	Opprinnelig: 230,6 mill Sm <sup>3</sup> olje Gassreservene er inkludert i Troll fase 1	Resterende per 31.12.03: 92,1 mill Sm <sup>3</sup> olje
<b>Produksjon</b>	Forventet produksjon i 2004: Olje: 302 000 fat/dag	
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer vil ventelig bli 66,4 mrd 2004-kroner Per 31.12.03 er det investert totalt 61,7 mrd 2004-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Bergen	
<b>Hovedforsyningsbase</b>	Mongstad	

<sup>1</sup> 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 testproduksjon 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. Alle de 20 planlagte produksjonsbrønnene 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 og videre til Kollsnesanlegget.

Oljeproduksjonen mot Troll B plattformen fra første brønngruppe i gassprovinsen startet i november 1995. Per 31. desember 2003 er 36 av totalt planlagt 38 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 2003/2004 er 45 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. Siden da har totalt 2 mill Sm<sup>3</sup> blitt separert fra brønnstrømmen og injisert i reservoaret.

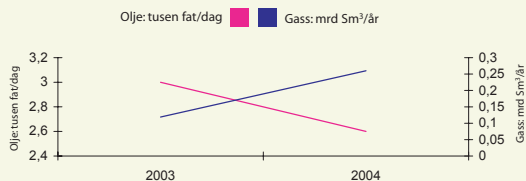


## Tune

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 Produksjonsstart: 28. november 2002	
Operatør	Norsk Hydro Produksjon a.s	
Rettighetshavere	Petoro AS <sup>1</sup>	40,00 %
	Norsk Hydro Produksjon a.s	40,00 %
	Total E&P Norge AS	20,00 %
Utvinnbare reserver	Opprinnelig:	Resterende per 31.12.03:
	2,7 mill Sm <sup>3</sup> olje	1,6 mill Sm <sup>3</sup> olje
	12,9 mrd Sm <sup>3</sup> gass	12,9 mrd Sm <sup>3</sup> gass
	0,1 mill tonn NGL	
Produksjon	Forventet produksjon i 2004: Olje: 13 000 fat/dag Gass: 3,4 mrd Sm <sup>3</sup> NGL: 0,01 mill tonn	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 3,7 mrd 2004-kroner. Per 31.12.03 er det investert totalt 3,7 mrd 2004-kroner	

<sup>1</sup> 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 feltcenter. 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 feltcenter og transporteres til Sture gjennom OTS. Tunegassen injiseres i Osebergfeltet, mens Tunefeltets rettighetshavere får tilbakelevert salgsgass fra Oseberg Unit ved innløpet til Oseberg gasstransport.



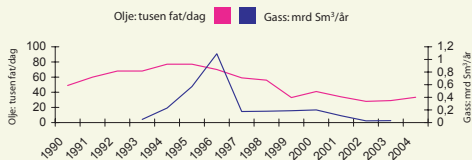
# 12

## Vale

<b>Blokk og utvinnings-tillatelse</b>	Blokk 25/4 – utvinningstillatelse 036. Tildelt 1971.	
<b>Fremdrift</b>	Godkjent utbygd av Kronprinsregenten i statsråd: Mars 2001 Produksjonsstart: 31. mai 2002	
<b>Operatør</b>	Norsk Hydro Produksjon a.s	
<b>Rettighetshavere</b> (avrundet til to desimaler)	Marathon Petroleum Norge A/S	46,90 %
	Norsk Hydro Produksjon a.s	28,53 %
	Total E&P Norge AS	24,24 %
	AS Ugland Rederi	0,32 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	Opprinnelig:	Resterende per 31.12.03:
	0,9 mill Sm <sup>3</sup> olje	0,7 mill Sm <sup>3</sup> olje
	2,6 mrd Sm <sup>3</sup> gass	2,4 mrd Sm <sup>3</sup> gass
<b>Produksjon</b>	Forventet produksjon i 2004: Olje: 3 000 fat/dag Gass: 0,26 mrd Sm <sup>3</sup>	
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer vil ventelig bli 2,0 mrd 2004-kroner. Per 31.12.03 er det investert totalt 1,5 mrd 2004-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 foretas på Heimdalplattformen og gjør bruk av eksisterende rørledningssystemer for eksport fra Heimdal.



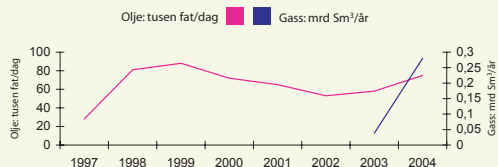


## Veslefrikk

<b>Blokk og utvinnings-tillatelse</b>	Blokk 30/3 – utvinningstillatelse 052. Tildelt 1979. Blokk 30/6 – utvinningstillatelse 053. Tildelt 1979.
<b>Fremdrift</b>	Godkjent utbygd i Stortinget: Juni 1987 Produksjonsstart: Desember 1989
<b>Operatør</b>	Statoil ASA
<b>Rettighetshavere</b>	Petoro AS <sup>1</sup> 37,00 % Statoil ASA 18,00 % RWE Dea Norge AS 13,50 % Paladin Resources Norge AS 27,00 % Svenska Petroleum Exploration A/S 4,50 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	Opprinnelig: Resterende per 31.12.03: 55,0 mill Sm <sup>3</sup> olje 11,4 mill Sm <sup>3</sup> olje 2,2 mrd Sm <sup>3</sup> gass 0,1 mrd Sm <sup>3</sup> gass 1,1 mill tonn NGL
<b>Produksjon</b>	Forventet produksjon i 2004: Olje: 33 000 fat/dag
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer vil ventelig bli 17,4 mrd 2004-kroner Per 31.12.03 er det investert totalt 16,3 mrd 2004-kroner
<b>Driftsorganisasjon</b>	Bergen
<b>Hovedforsyningsbase</b>	Coast Center Base, Sotra og Florø

<sup>1</sup> Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement – SDØE).

Veslefrikkfeltet ble påvist i 1981, og er bygget ut med en 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 Oseberg A-plattformen og gjennom Oseberg Transportsystem (OTS) til Stureterminalen 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.



# 12

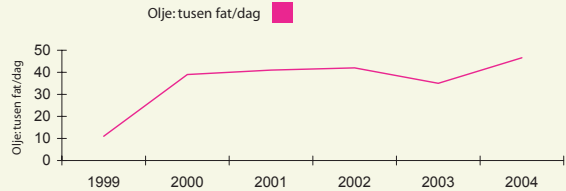
## Vigdis

<b>Blokk og utvinningstillatelse</b>	Blokk 34/7 – utvinningstillatelse 089. Tildelt 1984.	
<b>Fremdrift</b>	Godkjent utbygd av Kongen i statsråd: Desember 1994 Produksjonsstart: Januar 1997	
<b>Operatør</b>	Statoil ASA	
<b>Rettighetshavere</b>		
	Petoro AS <sup>1</sup>	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 %
	Total E&P Norge AS	5,60 %
	RWE Dea Norge AS	2,80 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	Opprinnelig:	Resterende per 31.12.03:
	42,1 mill Sm <sup>3</sup> olje	16,4 mill Sm <sup>3</sup> olje
	3,2 mrd Sm <sup>3</sup> gass	3,2 mrd Sm <sup>3</sup> gass
	0,4 mill tonn NGL	0,3 mill tonn NGL
<b>Produksjon</b>	Forventet produksjon i 2004: Olje: 75 000 fat/dag	
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer vil ventelig bli 10,4 mrd 2004-kroner Per 31.12.03 er det investert totalt 9,4 mrd 2004-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.

Vigdis Extension ble godkjent utbygd i statsråd i desember 2002 og ble satt i produksjon høsten 2003. Utbyggingen innebærer en utvidelse av det eksisterende Vigdisfeltet.



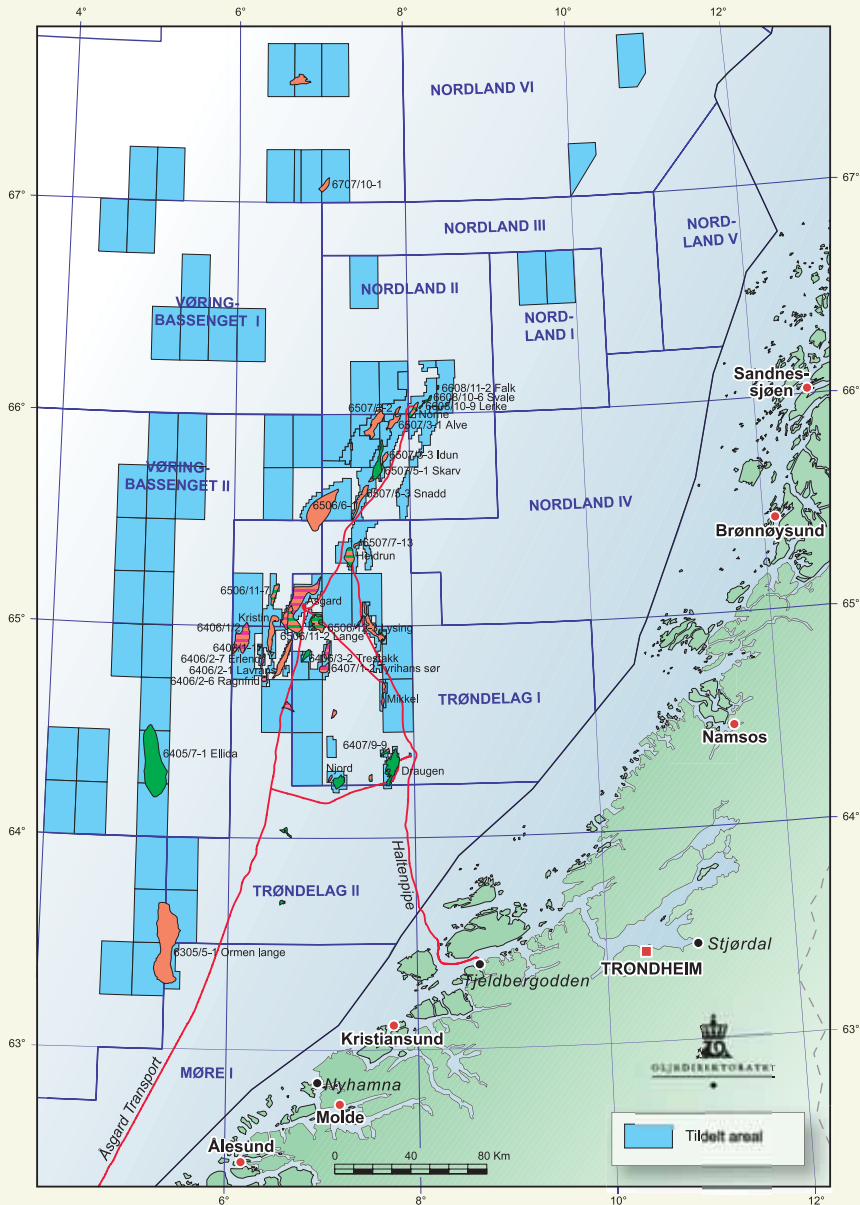
## Visund

<b>Blokk og utvinnings-tillatelse</b>	Blokk 34/8 – utvinningstillatelse 120. Tildelt 1985.	
<b>Fremdrift</b>	Godkjent utbygd i Stortinget: Mars 1996 Produksjonsstart: April 1999	
<b>Operatør</b>	Statoil ASA	
<b>Rettighetshavere</b>	Statoil ASA	32,90 %
	Petoro AS <sup>1</sup>	30,00 %
	Norsk Hydro Produksjon a.s	20,30 %
	Norske ConocoPhillips AS	9,10 %
	Total E&P Norge AS	7,70 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	Opprinnelig:	Resterende per 31.12.03:
	33,3 mill Sm <sup>3</sup> olje	23,4 mill Sm <sup>3</sup> olje
	55,5 mrd Sm <sup>3</sup> gass	55,5 mrd Sm <sup>3</sup> gass
	6,7 mill tonn NGL	6,7 mill tonn NGL
<b>Produksjon</b>	Forventet produksjon i 2004: Olje: 47 000 fat/dag	
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer vil ventelig bli 20,9 mrd 2004-kroner Per 31.12.03 er det investert totalt 15,9 mrd 2004-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Bergen	
<b>Hovedforsyningsbase</b>	Florø	

<sup>1</sup> Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement – SDØE).

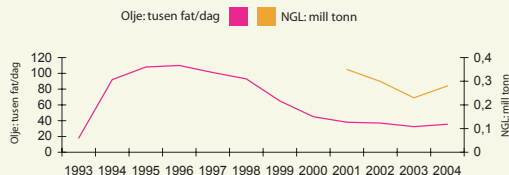
Visundfeltet ble påvist i 1986. Feltet er lokalisert øst for Snorrefeltet. Visund er bygget ut med en flytende integrert bolig-, bore-, og prosesseringsplattform i stål. Oljen transporteres i rør til Gullfaks A for lagring og utskipning.

Visund gasseksport ble godkjent i statsråd i oktober 2002. Prosjektet innebærer ny rørledning fra Visund til Kvitebjørn gassrørledning for videre transport gjennom denne til Kollsnes. Gassen vil bli behandlet i NGL-anlegget på Kollsnes og transportert gjennom eksisterende rørledninger til kontinentet.



## Norskehavet

Norskehavet ble åpnet for lettevirksomhet 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, Åsgard og Mikkel kommet i produksjon. I 2001 ble plan for utbygging og drift (PUD) godkjent for Kristinfeltet. I 2003 kom drøye 20 prosent av norsk oljeproduksjon fra Norskehavet. Området har også store gassreserver, bl.a i Ormen Lange-feltet.

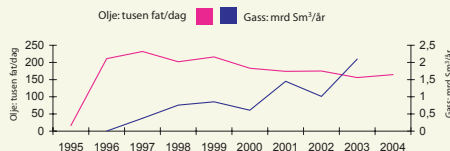


## Draugen

<b>Blokk og utvinnings-tillatelse</b>	Blokk 6407/9 – utvinningstillatelse 093. Tildelt 1984.	
<b>Fremdrift</b>	Godkjent utbygd i Stortinget: Desember 1988 Produksjonsstart: Oktober 1993	
<b>Operatør</b>	A/S Norske Shell	
<b>Rettighetshavere</b>	Petoro AS <sup>1</sup>	47,88 %
	A/S Norske Shell	26,20 %
	BP Norge AS	18,36 %
	ChevronTexaco Norge AS	7,56 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	Opprinnelig:	Resterende per 31.12.03:
	132,2 mill Sm <sup>3</sup> olje	36,8 mill Sm <sup>3</sup> olje
	6,0 mrd Sm <sup>3</sup> gass	5,3 mrd Sm <sup>3</sup> gass
	1,9 mill tonn NGL	1,0 mill tonn NGL
<b>Produksjon</b>	Forventet produksjon i 2004: Olje: 142 000 fat/dag Gass: 0,22 mrd Sm <sup>3</sup> NGL: 0,28 mill tonn	
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer vil ventelig bli 25,9 mrd 2004-kroner Per 31.12.03 er det investert totalt 25,4 mrd 2004-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Kristiansund	
<b>Hovedforsyningsbase</b>	Kristiansund	

<sup>1</sup> 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. Reservene 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 bøyelastes 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 ble et annet tilsvarende område, Rogn Sør, satt i produksjon via Garn Vest i 2002.



# 12

## Heidrun

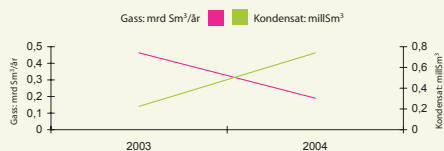
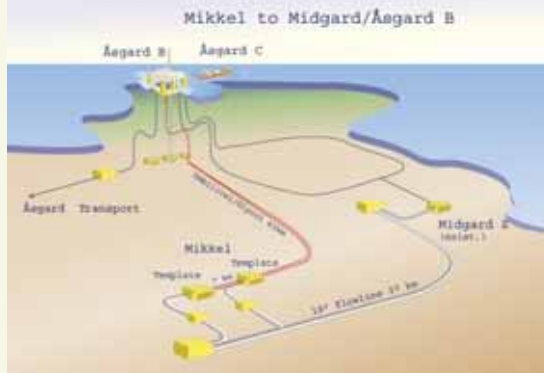
<b>Blokk og utvinningstillatelse</b>	Blokk 6507/7 – utvinningstillatelse 095. Tildelt 1984. Blokk 6507/8 – utvinningstillatelse 124. Tildelt 1986.
<b>Fremdrift</b>	Godkjent utbygd i Stortinget: Mai 1991 Produksjonsstart: Oktober 1995
<b>Operatør</b>	Statoil ASA
<b>Rettighetshavere</b> (avrundet til to desimaler)	Petoro AS <sup>1</sup> 58,12 % Norske ConocoPhillips AS 24,31 % Statoil ASA 12,41 % Eni Norge AS 5,12 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	Opprinnelig: Resterende per 31.12.03: 175,00 mill Sm <sup>3</sup> olje 84,0 mill Sm <sup>3</sup> olje 40,7 mrd Sm <sup>3</sup> gass 33,9 mrd Sm <sup>3</sup> gass 2,6 mill tonn NGL 2,4 mill tonn NGL
<b>Produksjon</b>	Forventet produksjon i 2004: Olje: 165 000 fat/dag Gass: 0,65 mrd Sm <sup>3</sup> NGL: 0,1 mill tonn
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer vil ventelig bli 62,0 mrd 2004-kroner Per 31.12.03 er det investert totalt 53,6 mrd 2004-kroner
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stjørdal
<b>Hovedforsyningsbase</b>	Kristiansund

<sup>1</sup> 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, og 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.

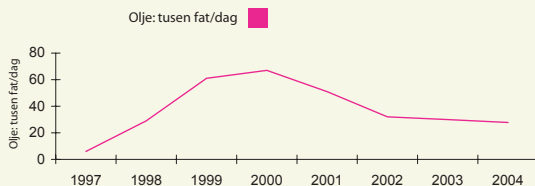
Den assosierte gassen fra Heidrun blir sendt i egen rørledning (Haltenpipe) til Tjeldbergodden hvor gassen benyttes til fremstilling av metanol. Heidrun Gasseksport knytter Heidrun opp mot Åsgard Transport for eksport av gass til Kårstø.



## Mikkel

<b>Blokk og utvinningstillatelse</b>	Blokk 6407/6 - utvinningstillatelse 092. Tildelt 1984. Blokk 6407/5 - utvinningstillatelse 121. Tildelt 1986.	
<b>Fremdrift</b>	Godkjent utbygd av Kongen i statsråd: September 2001 Produksjonsstart: Oktober 2003	
<b>Operatør</b>	Statoil ASA	
<b>Rettighetshavere</b>	Statoil ASA	41,62 %
	Mobil Development Norway AS	33,48 %
	Norsk Hydro Produksjon a.s	10,00 %
	Eni Norge AS	14,90 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	Opprinnelig:	Resterende per 31.12.03:
	23,9 mrd Sm <sup>3</sup> gass	23,5 mrd Sm <sup>3</sup> gass
	5,9 mill tonn NGL	5,8 mill tonn NGL
	6,7 mill Sm <sup>3</sup> kondensat	6,5 mill Sm <sup>3</sup> kondensat
<b>Produksjon</b>	Forventet produksjon i 2004: Gass: 0,19 mrd Sm <sup>3</sup> NGL: 0,44 mill tonn 0,74 mill Sm <sup>3</sup> kondensat	
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer vil ventelig bli 2,0 mrd 2004-kroner Per 31.12.03 er det investert totalt 1,9 mrd 2004-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stjørdal	
<b>Hovedforsyningsbase</b>	Kristiansund	

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 og feltet i produksjon i oktober 2003. Feltet er bygd ut som en undervannsløsning med oppkobling til Åsgard B via Midgard, bestående av to brønnrammer og fire havbunnsbrønner. På Åsgard B blir kondensatet skilt fra gassen. Fra Åsgard B blir rikgassen transportert i rørledningen Åsgard Transport til Kårstø for utskilling av våtgasskomponentene. Det utskilte kondensatet blir stabilisert på Åsgard B, og lagret og skipet fra feltet sammen med Åsgards eget kondensat.



# 12

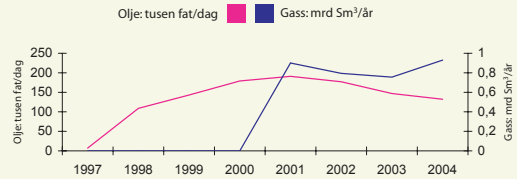
## Njord

<b>Blokk og utvinningstillatelse</b>	Blokk 6407/7 – utvinningstillatelse 107. Tildelt 1985. Blokk 6407/10 – utvinningstillatelse 132. Tildelt 1987.	
<b>Fremdrift</b>	Godkjent utbygd i Stortinget: Juni 1995 Produksjonsstart: September 1997	
<b>Operatør</b>	Norsk Hydro Produksjon a.s	
<b>Rettighetshavere</b>	Norsk Hydro Produksjon a.s	20,00 %
	Gaz de France Norge AS	20,00 %
	Mobil Development Norway AS	20,00 %
	Ruhrgas Norge AS	15,00 %
	Paladin Resources Norge AS	15,00 %
	Petoro AS <sup>1</sup>	7,50 %
	OER oil AS	2,50 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	Opprinnelig: 23,0 mill Sm <sup>3</sup> olje	Resterende per 31.12.03: 6,9 mill Sm <sup>3</sup> olje
<b>Produksjon</b>	Forventet produksjon i 2004: Olje: 28 000 fat/dag	
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer vil ventelig bli 10,9 mrd 2004-kroner Per 31.12.03 er det investert totalt 10,9 mrd 2004-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Kristiansund	
<b>Hovedforsyningsbase</b>	Kristiansund	

<sup>1</sup> 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.



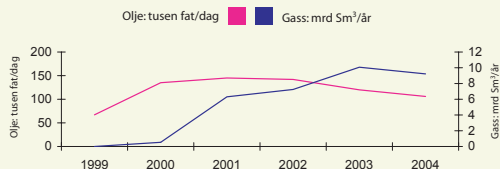


## Norne

<b>Blokk og utvinningstillatelse</b>	Blokk 6608/10 – utvinningstillatelse 128. Tildelt 1986. Blokk 6508/1 – utvinningstillatelse 128B. Tildelt 1998.	
<b>Fremdrift</b>	Godkjent utbygd i Stortinget: Mars 1995 Produksjonsstart: November 1997	
<b>Operatør</b>	Statoil ASA	
<b>Rettighetshavere</b>	Petoro AS <sup>1</sup>	54,00 %
	Statoil ASA	25,00 %
	Norsk Hydro Produksjon a.s	8,10 %
	Eni Norge AS	6,90 %
	Enterprise Oil Norge AS	6,00 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	Opprinnelig:	Resterende per 31.12.03:
	87,4 mill Sm <sup>3</sup> olje	31,8 mill Sm <sup>3</sup> olje
	13,7 mrd Sm <sup>3</sup> gass	11,0 mrd Sm <sup>3</sup> gass
	1,8 mill tonn NGL	1,6 mill tonn NGL
<b>Produksjon</b>	Forventet produksjon i 2004: Olje: 132 000 fat/dag Gass: 0,93 mrd Sm <sup>3</sup> NGL: 0,12 mill tonn	
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer vil ventelig bli 18,8 mrd 2004-kroner Per 31.12.03 er det investert totalt 16,4 mrd 2004-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Harstad	
<b>Hovedforsyningsbase</b>	Sandnessjøen	

<sup>1</sup> 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 sylindereformet 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.



# 12

## Åsgard

<b>Blokk og utvinningstillatelse</b>	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. Blokk 6406/3 – utvinningstillatelse 094B. Tildelt 2002.	
<b>Fremdrift</b>	Godkjent utbygd av Stortinget: Juni 1996 Produksjonsstart: Mai 1999	
<b>Operatør</b>	Statoil ASA	
<b>Rettighetshavere</b>	Petoro AS <sup>1</sup>	35,50 %
	Statoil ASA	25,00 %
	Norsk Hydro Produksjon a.s	9,60 %
	Eni Norge AS	14,90 %
	Total E&P Norge AS	7,65 %
	Mobil Development Norway AS	7,35 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	Opprinnelig:	Resterende per 31.12.03:
	69,6 mill Sm <sup>3</sup> olje	34,3 mill Sm <sup>3</sup> olje
	193,1 mrd Sm <sup>3</sup> gass	171,4 mrd Sm <sup>3</sup> gass
	34,7 mill tonn NGL	34,7 mill tonn NGL
	45,9 mill Sm <sup>3</sup> kondensat	37,4 mill Sm <sup>3</sup> kondensat
<b>Produksjon</b>	Forventet produksjon i 2004: Olje: 106 000 fat/dag Gass: 9,22 mrd Sm <sup>3</sup> NGL: 1,72 mill tonn. Kondensat: 3,9 mill Sm <sup>3</sup>	
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer vil ventelig bli 59,0 mrd 2004-kroner Per 31.12.03 er det investert totalt 55,8 mrd 2004-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stjørdal	
<b>Hovedforsyningsbase</b>	Kristiansund	

<sup>1</sup> 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 per 31.12.2003 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 <sup>3</sup> Gass: 15,5 mrd Sm <sup>3</sup> 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 <sup>3</sup> Gass: 7,3 mrd Sm <sup>3</sup> 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 <sup>3</sup> Gass: 2,1 mrd Sm <sup>3</sup> 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 <sup>3</sup> Gass: 1,7 mrd Sm <sup>3</sup> Kondensat: 0,1 mill Sm <sup>3</sup>

## 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: 2,3 mrd Sm <sup>3</sup> Olje: 1,3 mill Sm <sup>3</sup>

## 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 <sup>3</sup> Gass: 0,1 mrd Sm <sup>3</sup>

## 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 <sup>3</sup>

## 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 <sup>3</sup>

## 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 <sup>3</sup> Gass: 9,7 mrd Sm <sup>3</sup> 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 <sup>3</sup> Gass: 26,0 mrd Sm <sup>3</sup> 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 <sup>3</sup>

## 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 <sup>3</sup> Kondensat: 0,1 mill Sm <sup>3</sup>