

14

Felt i produksjon

Sørlige Nordsjø

Ekofisk-området (Ekofisk, Eldfisk, Embla og Tor)	77
Glitne	80
Gungne	81
Gyda (inkl. Gyda Sør)	82
Hod	83
Sleipner Vest	84
Sleipner Øst	85
Tambar	86
Ula	87
Valhall	88
Varg	89

Nordlige Nordsjø

Balder (inkl. Ringhorne)	91
Brage	92
Frigg	93
Gullfaks (inkl. Gullfaks Vest)	95
Gullfaks Sør (inkl. Rimfaks og Gullveig)	97
Heimdal	99
Huldra	100
Jotun	101
Murchison	102
Oseberg (inkl. Oseberg Vest).....	103
Oseberg Sør	105
Oseberg Øst	106
Snorre (inkl. Snorre B)	107
Statfjord	109
Statfjord Nord	111
Statfjord Øst	112
Sygna	113
TOGI	114
Tordis (inkl. Tordis Øst og Borg)	115
Troll fase I	117
Troll fase II	119
Veslefrikk	121
Vigdis	122
Visund	123

Norskehavet

Draugen	125
Heidrun	126
Njord	127
Norne	128
Åsgard	129

Felt der produksjonen er avsluttet.....	131
---	-----

Forklaring til tabellene i kapittel 14-16

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

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

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

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

Ressursklasse 0: Solgt og levert petroleum

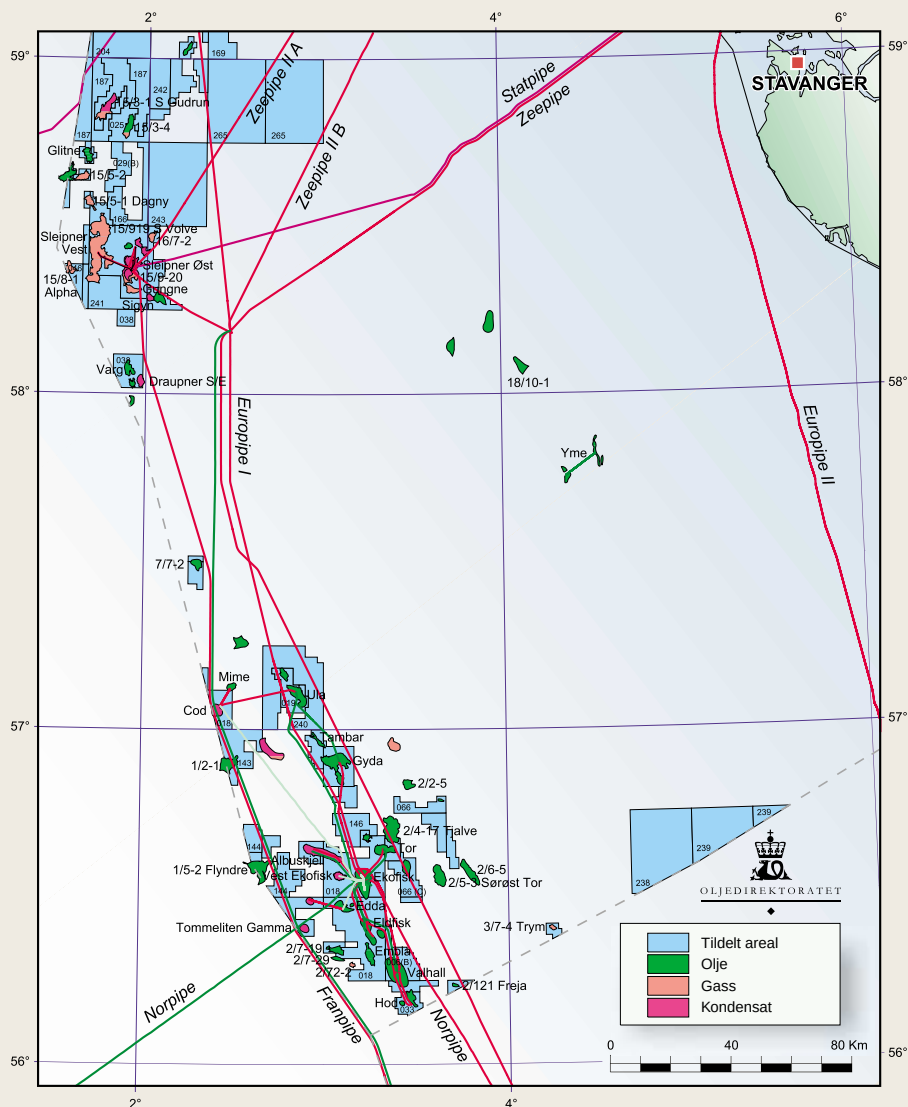
Ressursklasse 1: Reserver i produksjon

Ressursklasse 2: Reserver med godkjent utbyggingsplan

Ressursklasse 3: Reserver som rettighetshaverne har besluttet å utvinne

Forklaring til figurene

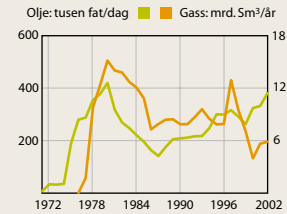
-  Olje: tusen fat/dag
-  Gass: mrd. Sm³/år
-  NGL: mill. tonn/år
-  Kondensat: mill. Sm³/år



Sørlege Nordsjø

Den sørlege 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 petroleumskommunikasjonen i sørlege Nordsjø ved at omkringliggende felt benytter seg av infrastrukturen som knytter Ekofisk til kontinentet og Storbritannia. Fra Ekofisk blir olje og gass fra norsk sokkel eksportert til henholdsvis Teesside i England og Emden i Tyskland.

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



14

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

Ekofisk, Eldfisk og Embla

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

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

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

Tor

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

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

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

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

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

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

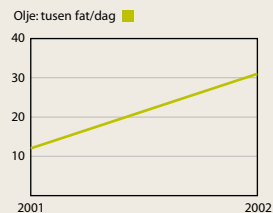
En ny plan for utbygging og drift av Ekofisk-feltet (Ekofisk II) ble vedtatt i 1994, samtidig som konsesjons-tiden for Ekofiskområdet ble forlenget til 2028. Et nytt Ekofisk-feltsenter med to nye plattformer er installert på feltet - en brønnhodeplattform, 2/4-X, ble installert høsten 1996, og en ny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

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

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

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

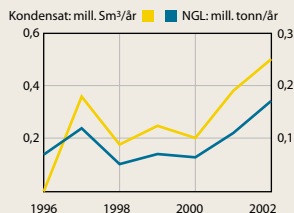
Som følge av trykkfall i reservoaret på Ekofisk har det skjedd en innsynkning av havbunnen på feltet. Operatøren Phillips Petroleum satte i 1985 i gang arbeid for å sikre plattformene mot effektene av innsynkningen. Seks av ni stålplattformer på Ekofisk-senteret ble derfor jekket opp seks meter i 1987,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



Glitne

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

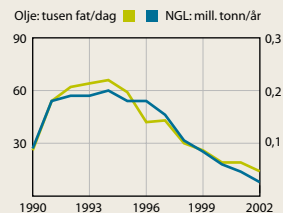
Glitne ble påvist i 1995 og er lokalisert 40 km nordvest for Sleipnerområdet. Havdypet i området er 110 meter. Utbyggingsløsningen baserer seg på innleie av produksjonsskipet Petrojarl 1 som er tilknyttet fire produksjonsbrønner og en vanninjektor. Oljen fra Glitne prosesseres og lagres på produksjonsskipet,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



Gungne

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

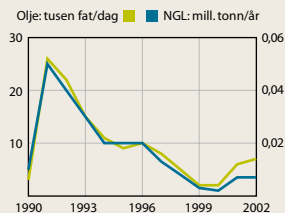
Gungne, som er et satellittfelt til Sleipner Øst, ble påvist i 1982. Havdypet i området er 83 meter. Produksjonen fra Gungne startet i april 1996 med en brønn boret fra Sleipner A. Ytterligere en brønn ble ferdigstilt i 2001.



Gyda (inkl. Gyda Sør)

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

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

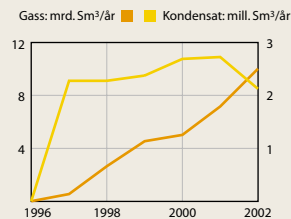


14

Hod

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

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

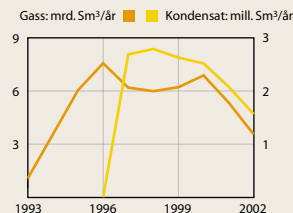


Sleipner Vest

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

¹ Gjelder samlet for Sleipner Vest og Sleipner Øst.

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



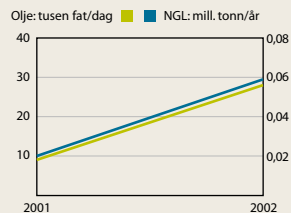
14

Sleipner Øst

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

¹ Gjelder samlet for Sleipner Vest og Sleipner Øst.

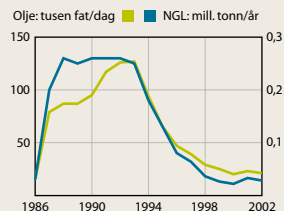
Sleipner Øst ble påvist i 1981. Vanndypet på feltet er 82 meter. Sleipner Øst er utbygd med Sleipner A, en integrert bore-, produksjons- og boligplattform, to brønnrammer for havbunnsbrønner, en stigerørplattform og et flammefelt. Gassen leveres kunder på kontinentet gjennom rørledningsnettet og kondensatet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



Tambar

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

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

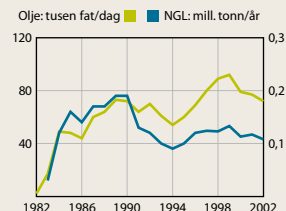


14

Ula

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

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

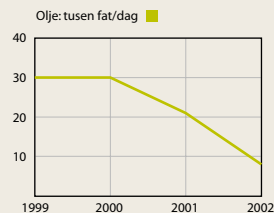


Valhall

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

* Inkl. Valhall Flanker og Valhall Vanninjeksjon

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



14

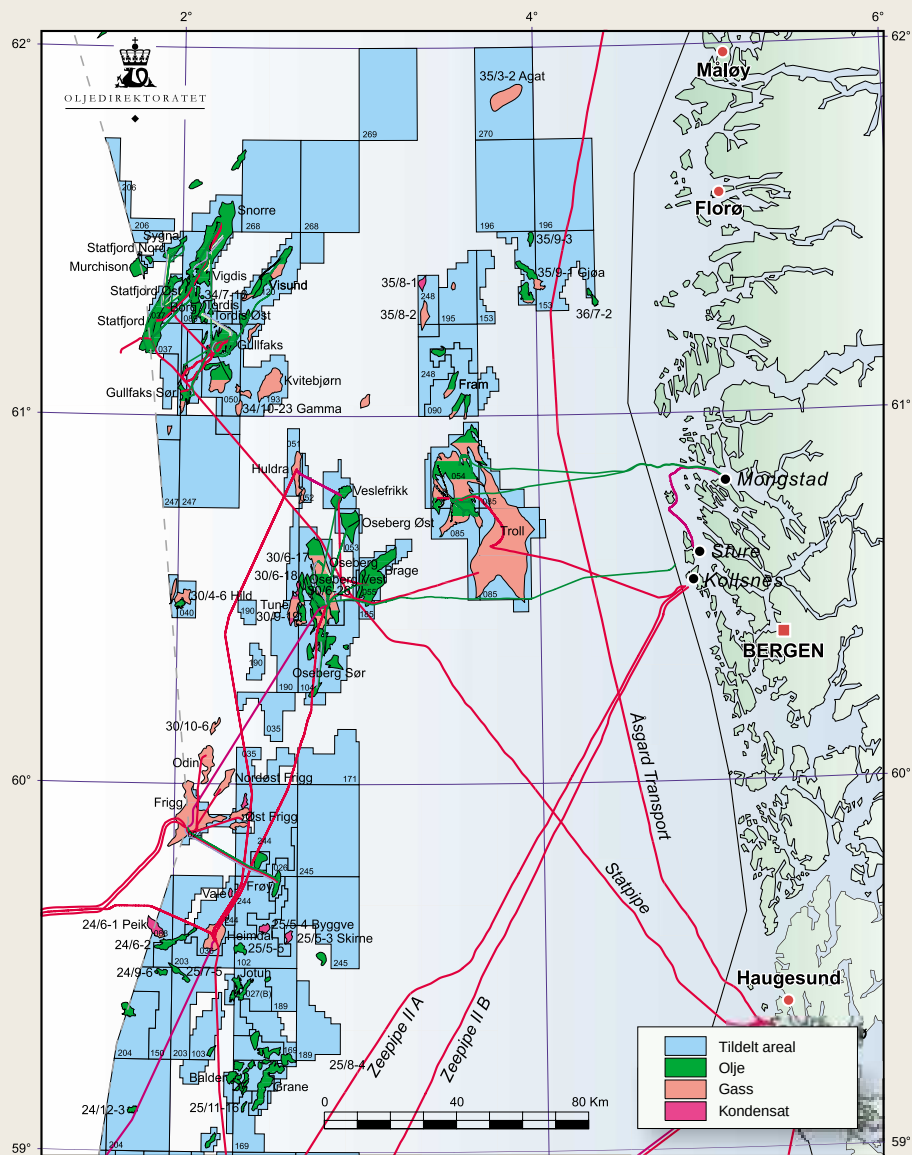
Varg

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

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

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

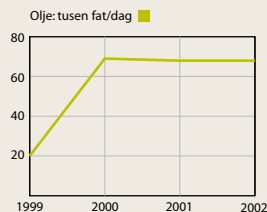
Varg ble påvist i 1984 og er lokalisert sør for Sleipner Øst. Feltet er bygget ut med en brønnhodeplattform i kombinasjon med et produksjonsskip med integrert oljelager. Brønnhodeplattformen og produksjonsskipet er forbundet med fleksible rørledninger for oljeproduksjon, vann- og gassinjeksjon samt kabel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



Nordlige Nordsjø

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

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

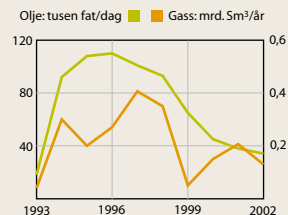


14

Balder (inkl. Ringhorne)

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

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

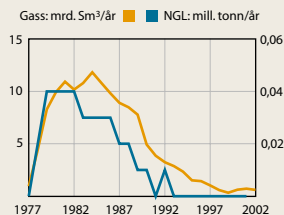


Brage

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

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

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

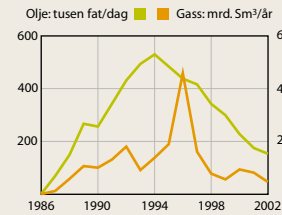


14

Frigg

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

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



14

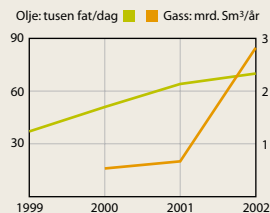
Gullfaks (inkl. Gullfaks Vest)

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

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

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

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



14

Gullfaks Sør (inkl. Rimfaks og Gullveig)

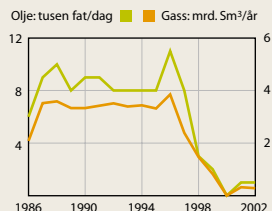
Blokk og utvinnings- tillatelse	Blokk 34/10 - utvinningstillatelse 050. Tildelt 1978. Blokk 34/10 - utvinningstillatelse 050B. Tildelt 1995. Blokk 33/12 - utvinningstillatelse 037B. Tildelt 1998.	
Fremdrift	Godkjent utbygd av Kongen i statsråd: Mars 1996 (Fase I) Godkjent utbygd av Kongen i statsråd: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

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

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

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

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



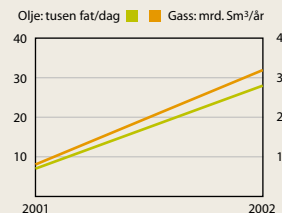
14

Heimdal

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

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

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

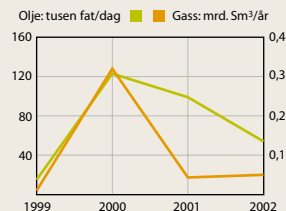


Huldra

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

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

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



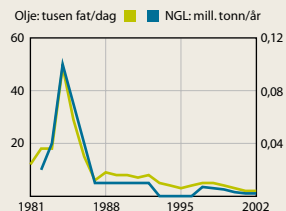
14

Jotun

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

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

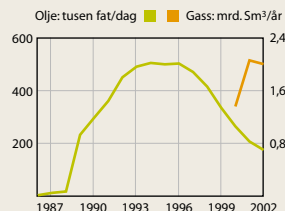
Jotun består av de tre reservoarene Elli, Elli Sør og Tau Vest som ble påvist i 1994 og 1995. Feltet er lokalisert ca 25 km nord for Balder og 165 km vest av Haugesund. Havdybden på feltet er 126 meter. Feltet er bygget ut med et produksjonsskip (FPSO) og en brønnhodeplattform. Plattformen og skipet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



Murchison

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

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



14

Oseberg (inkl. Oseberg Vest)

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

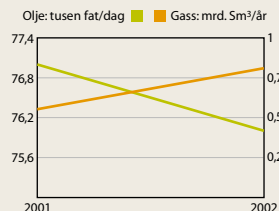
¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

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

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

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

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



14

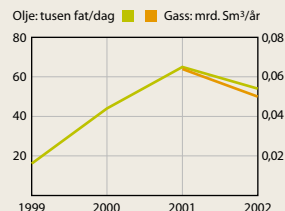
Oseberg Sør

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

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

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

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

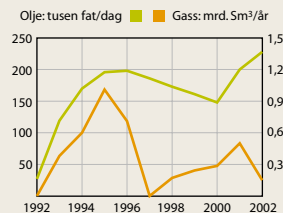


Oseberg Øst

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

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

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



14

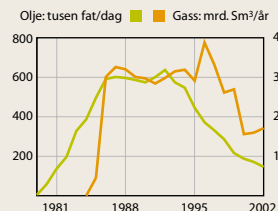
Snorre (inkl. Snorre B)

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

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



Snorrefeltet ble påvist i 1979 og er lokalisert øst for Statfjordfeltet. Havdybden i området er ca 300 til 350 meter. Den sørlige delen av feltet er bygget ut med en strekkstagsplattform i stål og et undervanns produksjonsanlegg. Omlag 150 mill Sm^3 av de opprinnelig utvinnbare oljereservene i Snorre var lokalisert i denne delen av feltet. Plan for utbygging og drift av den nordlige delen av feltet (Snorre B) ble godkjent utbygd i juni 1998. Den nordlige delen er bygd ut med en halvt nedsenkbar bore- og produksjonsplattform, som kom i produksjonen i juni 2001. Olje og gass fra Snorrefeltet transporteres i rør til Statfjordfeltet for ferdigbehandling, lagring og utskipping. I forbindelse med Norsk Hydros overtakelse av Saga Petroleum, ble det inngått en avtale mellom Norsk Hydro og Statoil om at operatøransvaret for Snorre Unit, utvinningstillatelse 089 og Visund skulle overføres til Statoil fra 1. juli 2003 (senere endret til 1. januar 2003).



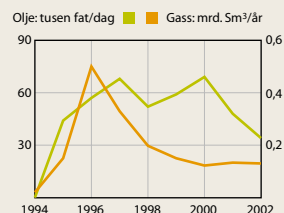
14

Statfjord

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

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

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



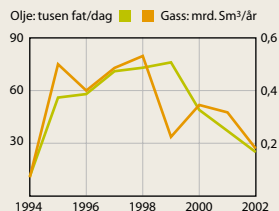
14

Statfjord Nord

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

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

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

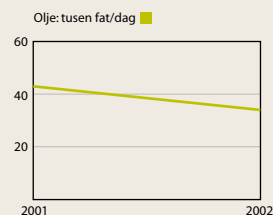


Statfjord Øst

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

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

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



14

Sygna

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

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

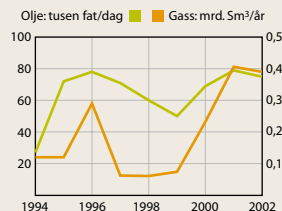
Sygna, som ble påvist i 1996, ligger på grensen mellom utvinningstillatelsene 037 og 089 mellom feltene Snorre og Statfjord. Sygna er bygd ut med et produksjonssystem på havbunnen knyttet opp mot Statfjord C. Det ble i 1999 gjennomført en oppgradering av vanninjeksjonskapasiteten til Statfjord Nord-området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



Troll-Oseberg gassinjeksjon (TOGI)

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

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



14

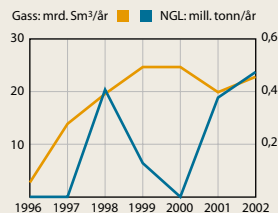
Tordis (inkl. Tordis Øst og Borg)

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

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

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

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



14

Troll Fase I

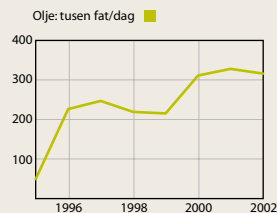
Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 31/2 - utvinningstillatelse 054. Tildelt 1979. Blokkene 31/3, 31/5 og 31/6 - utvinningstillatelse 085. Tildelt 1983.	
Fremdrift	Godkjent utbygd i Stortinget: Desember 1986 Produksjonsstart: Februar 1996	
Operatør	A/S Norsk Shell var operatør i utbyggingsfasen. Statoil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

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

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

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

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



14

Troll Fase II

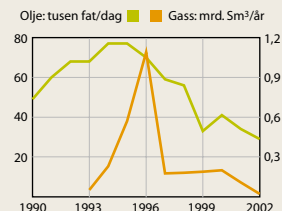
Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 31/2 - utvinningstillatelse 054. Tildelt 1979. Blokkene 31/3, 31/5 og 31/6 - utvinningstillatelse 085. Tildelt 1983.	
Fremdrift	Godkjent utbygd i Stortinget: Mai 1992 Produksjonsstart: September 1995	
Operatør	Norsk Hydro Produksjon a.s	
Rettighetshavere	Petoro AS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

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

Det er et tynt oljeførende lag i hele Trollfeltet, men det er kun i Troll Vest dette laget er så tykt at det er drivverdig. Oljen i Troll Vest er lokalisert i to provinser. I oljeprovinsen er de oljeførende lagene 22 til 27 meter tykke. I gassprovinsen er det et tynt oljeførende lag på 11 til 14 meter. Operatøren foretok 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. Det er planlagt 22 produksjonsbrønner på oljeprovinsen hvorav 18 er i drift i tillegg til en gassinjektor. Oljen blir ilandført gjennom Troll Oljerør til oljeterminalen på Mongstad. Assosiert gass blir eksportert via Troll A plattformen på Troll Øst.

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

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



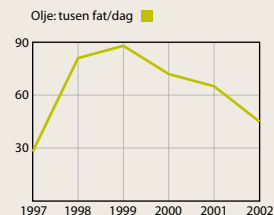
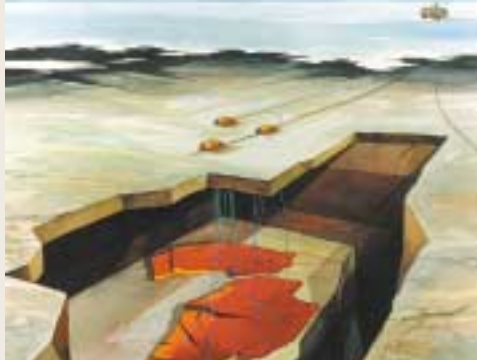
14

Veslefrikk

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

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

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

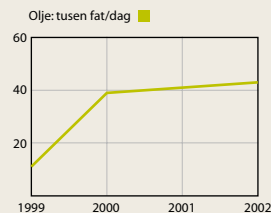


Vigdis

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

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

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



14

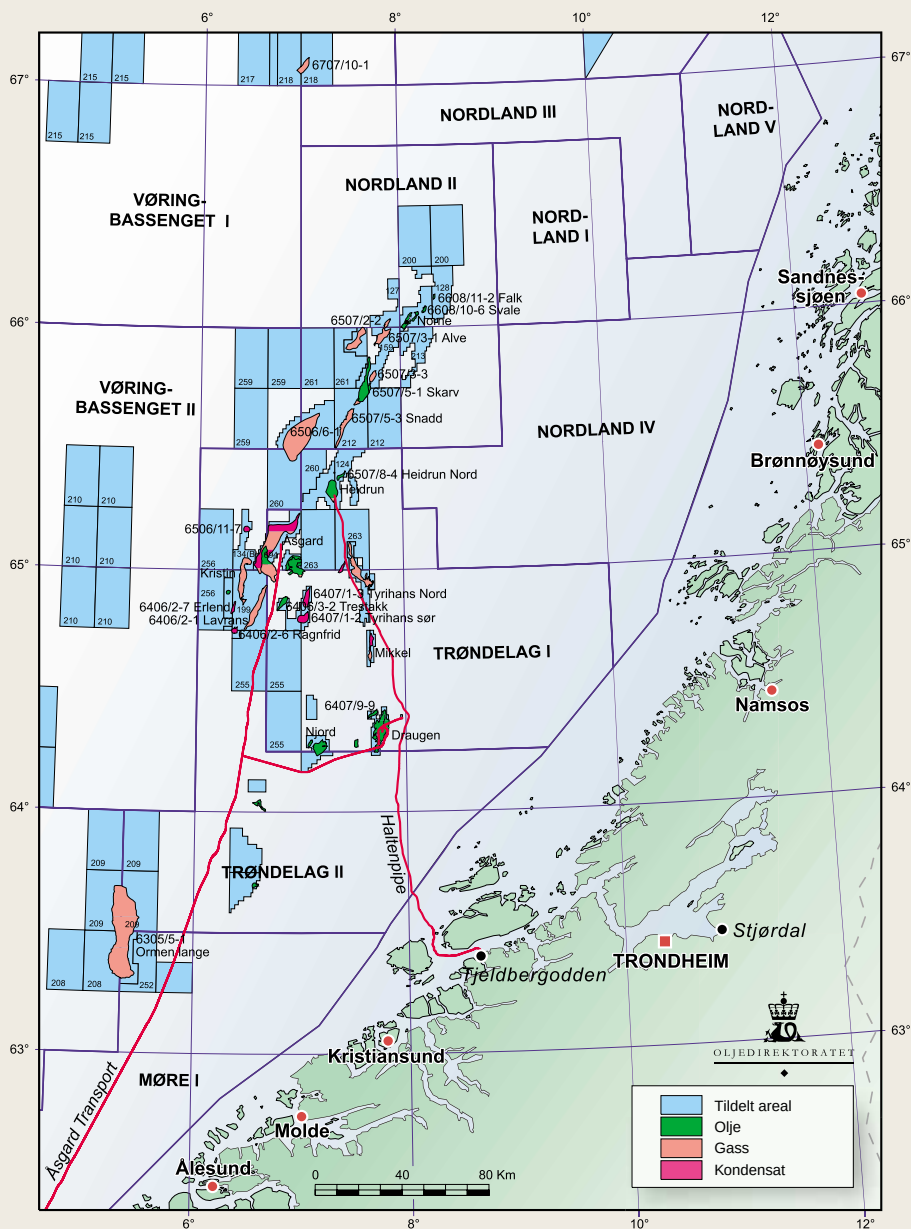
Visund

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

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

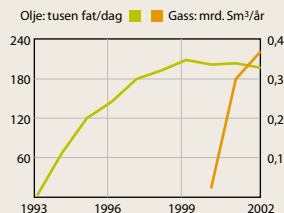
Visundfeltet ble påvist i 1986. Feltet er lokalisert øst for Snorrefeltet. Visund er bygget ut med en flytende integrert bolig-, bore-, og prosesseringsplattform i stål. Oljen transporteres i rør til Gullfaks A for lagring og utskipning. Oppstart av gassfasen ved Visundfeltet er planlagt i 2005. Plan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

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



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 og Åsgard kommet i produksjon. I 2001 ble plan for utbygging og drift (PUD) godkjent for feltene Kristin og Mikkell. I 2001 kom ca ¼ av norsk oljeproduksjon fra Norskehavet. Området har også store gassressurser.



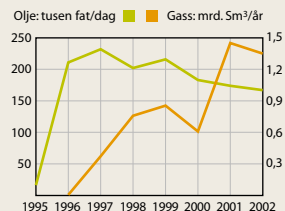
14

Draugen

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

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

Draugenfeltet ble påvist i 1984. Feltet er bygd ut med en bunnfast betonginnretning (monosokkel) med integrert dekk og står på 251 meters havdyp. Feltet produserer i dag fra seks horisontale plattform-brønner. 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 vil et annet tilsvarende område, Rogn Sør, bli utbygd og satt i produksjon via Garn Vest i løpet av 2002.

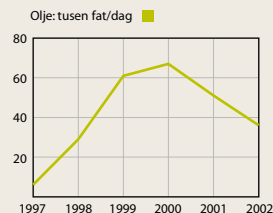


Heidrun

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

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

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



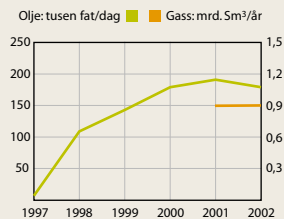
14

Njord

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

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

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

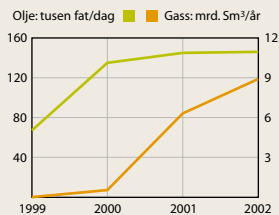


Norne

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

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

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



14

Åsgard

Blokk og utvinnings-tillatelse

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

Fremdrift

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

Operatør

Statoil ASA

Rettighetshavere

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

Utvinnbare reserver

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

Produksjon

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

Investeringer

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

Driftsorganisasjon

Stjørdal

Hovedforsyningsbase

Kristiansund

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

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

Felt der produksjonen er avsluttet

Følgende felt har pr. 31.12.2001 avsluttet produksjonen.

Albuskjell

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

Cod

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

Edda

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

Frøy

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

Lille-Frigg

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

Mime

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

Nordøst Frigg

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

Odin

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

Tommeliten Gamma

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

Vest Ekofisk

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

Yme

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

Øst Frigg

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