

Felt i produksjon

Ekofiskområdet

Ekofisk • Valhall • Hod • Gyda • Ula • Yme

Sleipnerområdet

Sleipner Øst • Sleipner Vest • Gungne • Varg

Friggområdet

Heimdal • Frigg • Frøy • Balder • Jotun

Statfjordområdet

Statfjord • Statfjord Nord • Statfjord Øst
Murchison • Gullfaks • Gullfaks Sør • Vigdis
Visund • Snorre • Tordis • Sygna

Oseberg og Trollområdet

Oseberg • Oseberg Øst • Oseberg Sør • TOGI
Veslefrikk • Brage • Troll fase II • Troll fase I

Norskehavet

Njord • Draugen • Heidrun • Norne • Åsgard

Felt der produksjonen er avsluttet

Albuskjell • Cod • Edda • Lille-Frigg • Mime • Nordøst Frigg
Odin • Tommeliten Gamma • Vest Ekofisk • Øst Frigg

Deltakerandelene som er oppgitt for feltene sammenfaller ikke nødvendigvis med deltakerandelene i den enkelte utvinningstillatelse (samordnede felt eller felt hvor det er utøvet glide-skala for forekomsten har andre deltakerandeler enn i utvinningstillatelsen). Fordi andelene oppgis med to desimaler kan det forekomme at deltakerandelene for et felt ikke sammenlagt viser 100%.

Ekofisk (Inkl. Eldfisk, Embla, Cod, Albuskjell, Edda, Tor og Vest-Ekofisk)

Blokk og utvinnings- tillatelse	Blokk 2/5 - utvinningstillatelse 006. Blokk 1/6 - utvinningstillatelse 011 og 018B. Blokkene 1/5, 2/4, 2/7 og 7/11 - utvinningstillatelse 018. Alle blokker tildelt i 1965.	
Operatør	Phillips Petroleum Norsk A/S	
Rettighetshavere (PL018) (avrundet til to desimaler)	Phillips Petroleum Norsk A/S	35,11%
	Total Norge AS	31,87%
	Norsk Agip A/S	12,39%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	8,03%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	6,65%
	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 5%)	5,95%
	Den norske stats oljeselskap a.s økte sitt engasjement til 5,95% den 1.1.99 ved at det ble innført en direkte statlig andel på 5%. Andelene til øvrige rettighetshavere ble redusert forholdsmessig. Feltene Cod, Edda, Eldfisk, Embla, Ekofisk og Vest-Ekofisk inngår i utvinningstillatelsen sammen med deler av feltene Albuskjell og Tor.	
Rettighetshavere (PL018B)	Samme som utvinningstillatelse 018. Albuskjell er fordelt 50/50 mellom utvinningstillatelse 018 (blokk 2/4) og 018B (blokk 1/6, tildelt i 1995).	
Rettighetshavere (PL006) (avrundet til to desimaler)	BP Amoco Norge AS	28,33%
	Amerada Hess Norge AS	28,33%
	Enterprise Oil Norwegian A/S	28,33%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	15,00%
	Tor-feltet er fordelt med 13,36% på blokk 2/5 og 86,64% blokk 2/4.	
Utvinnbare reserver	Opprinnelig:	Resterende pr. 31.12.00
	634,7 mill Sm ³ olje	233,9 mill Sm ³ olje
	299,1 mrd Sm ³ gass	86,8 mrd Sm ³ gass
	22,9 mill tonn NGL	5,2 mill tonn NGL
Produksjon	Forventet produksjon i 2001: Olje: 347 000 fat/dag Gass: 7,11 mrd Sm ³ NGL: 0,45 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 180,4 mrd 2001-kroner Pr. 31.12.00 er det investert totalt 157,3 mrd 2001-kroner
Driftsorganisasjon	Stavanger
Hovedforsyningsbase	Phillipsbasen, Tananger

Ekofiskområdet består av de følgende åtte felt; Albuskjell, Cod, Edda, Ekofisk, Eldfisk, Embla, Tor og Vest-Ekofisk.

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 rørledning til Teesside i Storbritannia. Gassen er fra 1977 ilandført gjennom rørledning til Emden i Tyskland.

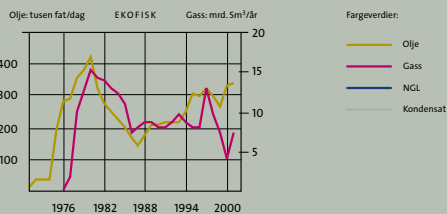
Myndighetsgodkjenning for fjerde utbyggingsfase med Albuskjell, Eldfisk og Edda ble gitt i 1975. Edda kom, som siste felt i fase fire, i produksjon i 1979. Femte utbyggingsfase var et resultat av ønsket om å øke utvinningsgraden i Ekofisk-feltet. En vanninjeksjonsplattform, 2/4-K, ble operasjonsklar på feltet i desember 1987. Vanninjeksjonskapasiteten på feltet er senere flere ganger blitt utvidet, og er i dag på over 800 000 fat/dag.

I 1988 ble Edda-plattformen ombygget til å kunne ta i mot gass fra Tommeliten-feltet. I 1990 ble Embla-feltet, sørvest for Eldfisk, vedtatt utbygd. Embla hadde produksjonsstart i mai 1993. Havdybden i området er 70 - 75 meter.

En ny plan for utbygging og drift av Ekofisk-feltet (Ekofisk II) ble vedtatt i 1994, samtidig som Phillipsgruppen fikk forlenget konsesjonstiden til 2028. Et nytt Ekofisk-senter med to nye plattformer er installert på feltet - en brønnhodeplattform ble installert høsten 1996, og en ny plattform for prosessering og transport ble installert i august 1997. Ekofisk II kom i drift i august 1998, og er beregnet for produksjon de neste 30 årene.

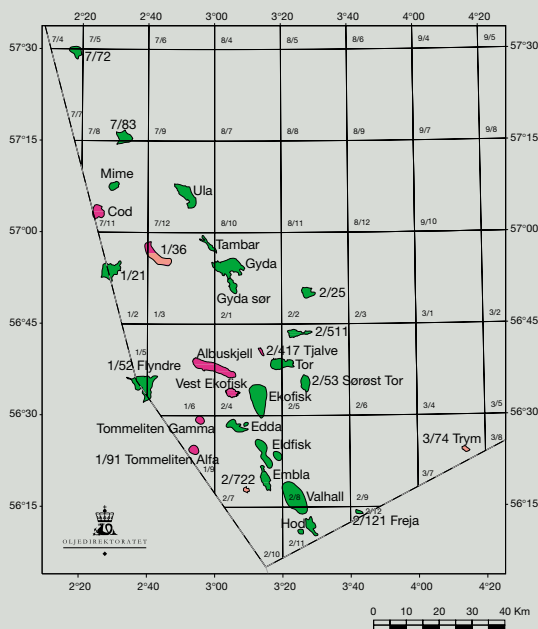
Feltene Ekofisk, Eldfisk, Embla og Tor er knyttet opp til det nye feltet, og vil følgelig produsere videre. Cod, Edda, Albuskjell og Vest-Ekofisk er derimot stengt ned.

Ekofisk-området består nå totalt av 29 plattformer. I forbindelse med utbyggingen av det nye feltet, vil etter hvert 13 plattformer på norsk side og to plattformer på britisk side stenges ned. Sluttdisponeringsplan for disse plattformene ble overlevert myndighetene høsten 1999.

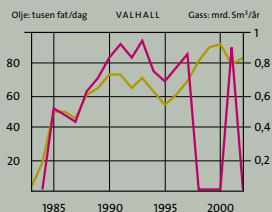


Plan for utbygging og drift av Eldfisk vanninjeksjon ble vedtatt i 1997. Utbyggingen omfattet en ny plattform med utstyr for vanninjeksjon, gassløft og gassinjeksjon på Eldfisk-feltet, knyttet opp mot en av de eksisterende installasjonene med bro. Utbyggingen ble sluttført i 2000.

Som følge av trykkfall i reservoaret på Ekofisk har det skjedd en innsynkning av havbunnen på feltet. Operatøren satte i 1985 i gang arbeid for å sikre plattformene mot effektene av innsynkningen. Samtlige stålplattformer på Ekofisk-senteret ble jekket opp seks meter i 1987, og i 1989 ble det installert en beskyttelsesvegg rundt Ekofisk-tanken. Innsynkningen av havbunnen har imidlertid fortsatt og er nå på rundt syv meter. De nye plattformene, som kom i drift i 1998, er bygget for å tåle opp til 20 meters innsynkning.



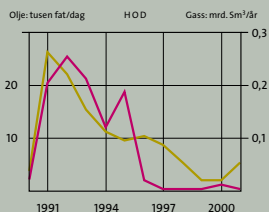
Ekofiskområdet (Kilde: Oljedirektoratet)



Valhall

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 2/8 - utvinningstillatelse 006B. Tildelt 2000. Blokk 2/11 - utvinningstillatelse 033. Tildelt 1969.	
Fremdrift	Vedtatt utbygd i Stortinget: Juli 1977 Produksjonsstart: Oktober 1982	
Operatør	BP Amoco Norge AS	
Rettighetshavere	BP Amoco Norge AS	28,09%
(avrundet til to desimaler)	Amerada Hess Norge AS	28,09%
	Enterprise Oil Norwegian A/S	28,09%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	15,72%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig:	Resterende pr. 31.12.00:
	149,3 mill Sm ³ olje	83 mill Sm ³ olje
	24,8 mrd Sm ³ gass	11,5 mrd Sm ³ gass
	3,8 mill tonn NGL	1,6 mill tonn NGL
Produksjon	Forventet produksjon i 2001: Olje: 83 000 fat/dag NGL: 0,125 mill tonn	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 34,4 mrd 2001-kroner Pr. 31.12.00 er det investert totalt 25,3 mrd 2001-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovedforsyningsbase	Phillipsbasen/Akerbasen, Tananger	

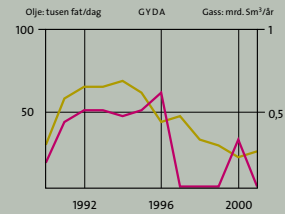
lilandføringssamtykke for Valhall/Hod, som er lokalisert i den sørlige delen av Nordsjøen, ble gitt i 1977. Valhall er bygget ut på 70 meters dyp med en boreplattform, en kombinert produksjons- og kompresjonsplattform og en boligplattform. Ny plan for utbygging og drift ble fremlagt og godkjent i 1995. 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 ble plan for utbygging og drift av Valhall Vanninjeksjon vedtatt av Kongen i statsråd.



Hod

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 2/11 - utvinningstillatelse 033. Tildelt 1969.	
Fremdrift	Vedtatt utbygd i Stortinget: Juni 1988 Produksjonsstart: August 1990	
Operatør	BP Amoco Norge AS	
Rettighetshavere	Amerada Hess Norge AS	25%
	BP Amoco Norge AS	25%
	Enterprise Oil Norwegian A/S	25%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	25%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig: 7,9 mill Sm ³ olje 1,4 mrd Sm ³ gass 0,2 mill tonn NGL	Resterende pr. 31.12.00: 1,4 mill Sm ³ olje 0,2 mrd Sm ³ gass
Produksjon	Forventet produksjon i 2001: Olje: 5 000 fat/dag NGL: 7 000 tonn	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 2,1 mrd 2001-kroner Pr. 31.12.00 er det investert totalt 1,9 mrd 2001-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovedforsyningsbase	Phillipsbasen/Akerbasen, Tananger	

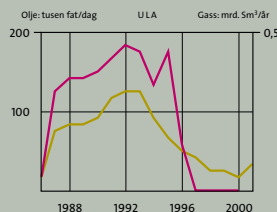
Hod er utbygd med en enkel brønnhodeplattform. Den ubemannede plattformen fjernstyres fra Valhall-feltet, 13 kilometer lenger nord. På Hod-plattformen separeres og måles strømmen av olje og gass før produktene transporteres i tofasestrøm for behandling på Valhall. Havdybden er 72 meter.



Gyda (Inkl. Gyda Sør)

Blokk og utvinningstillatelse	Blokk 2/1 utvinningstillatelse 019B. Tildelt 1977.	
Fremdrift	Vedtatt utbygd i Stortinget: Juni 1987 Produksjonsstart: Juni 1990	
Operatør	BP Amoco Norge AS	
Rettighetshavere	BP Amoco Norge AS	56%
	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 30%)	30%
	Norske AEDC A/S	5%
	Norske MOECO A/S	5%
	Pelican AS	4%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig: 35,7 mill Sm ³ olje 7,5 mrd Sm ³ gass 2,1 mill tonn NGL	Resterende pr. 31.12.00: 6,5 mill Sm ³ olje 2,6 mrd Sm ³ gass 0,5 mill tonn NGL
Produksjon	Forventet produksjon i 2001: Olje: 22 000 fat/dag NGL: 0,07 mill tonn	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 12,2 mrd 2001-kroner Pr. 31.12.00 er det investert totalt 11,6 mrd 2001-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovedforsyningsbase	Sola	

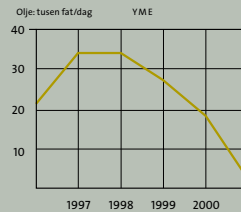
Gyda-feltet, som er lokalisert i den sørlige delen av Nordsjøen, ble påvist i 1980. Feltet er utbygd med en integrert stålplattform på 66 meters havdyp. Oljen blir transportert i egen rørledning tilknyttet rørledningen fra Ula, og videre via Ekofisk-senteret til Teesside. Gassen blir transportert i egen rørledning til Ekofisk-senteret, der den blir solgt til Phillips-gruppen. Det lille satellittfeltet Gyda Sør ble godkjent utbygd av Kongen i Statsråd 4. juni 1993. Forekomsten blir drenert med 1-2 brønner boret fra Gyda-plattformen. Produksjonen startet i 1995.



Ula

Blokk og utvinningstillatelse	Blokk 7/12 - utvinningstillatelse 019. Tildelt 1965 Blokk 7/12 - utvinningstillatelse 019B. Tildelt 1977	
Fremdrift	Vedtatt utbygd i Stortinget: Mai 1980 Produksjonsstart: Oktober 1986	
Operatør	BP Amoco Norge AS	
Rettighetshavere	BP Amoco Norge AS	80%
	Svenska Petroleum Exploration A/S	15%
	Pelican AS	5%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig: 76,3 mill Sm ³ olje 3,7 mrd Sm ³ gass 2,6 mill tonn NGL	Resterende pr. 31.12.00: 15,3 mill Sm ³ olje 0,2 mill tonn NGL
Produksjon	Forventet produksjon i 2001: Olje: 37 000 fat/dag NGL: 0,035 mill tonn	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 17,0 mrd 2001-kroner Pr. 31.12.00 er det investert totalt 16,4 mrd 2001-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovedforsyningsbase	Sola	

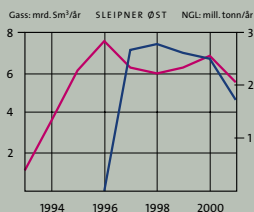
Ula-feltet ble påvist i 1976 og ligger i den sørlige delen av Nordsjøen. Feltet er bygget ut med tre konvensjonelle stålplattformer, en prosess-, en bore- og en boligplattform. Havdybden er ca 70 meter. Oljen blir transportert i Ula-røret til Ekofisk-senteret og videre gjennom Norpipe til Teesside.



Yme

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 9/2 - utvinningstillatelse 114. Tildelt 1985. Blokk 9/5 - utvinningstillatelse 114B. Tildelt 1995. Blokk 9/1 - utvinningstillatelse 114C. Tildelt 1998.
Fremdrift	Godkjent utbygd av Kongen i statsråd: Januar 1995 Produksjonsstart: Februar 1996
Operatør	Den norske stats oljeselskap a.s
Rettighetshavere	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 30%) 65% Norsk Hydro Produksjon a.s 25% RWE-DEA Norge AS 10%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig: 8,1 mill Sm ³ olje Resterende pr. 31.12.00: 0,4 mill Sm ³ olje
Produksjon	Forventet produksjon i 2001: Olje: 2 000 fat/dag
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 2,4 mrd 2001-kroner Pr. 31.12.00 er det investert totalt 2,4 mrd 2001-kroner
Driftsorganisasjon	Stavanger
Hovedforsyningsbase	Dusavik

Yme-feltet ble påvist i 1987. Yme ligger på Egersundbanken, ca 160 km nordøst for Ekofisk. Feltet er utbygd med en oppjekkbar plattform. Plattformen er tilknyttet et lagertankskip for lagring og eksport av oljen. Satellittfeltet Yme Beta Øst ble godkjent utbygd i november 1995. Feltet er tilknyttet Yme med en undervannsinstallasjon. Havdybden i området er 80-90 meter. Produksjonen ved Ymefeltet vil avsluttes i løpet av 1. halvår 2001. Avslutningsplan for Yme ble overlevert myndighetene i mai 2000.



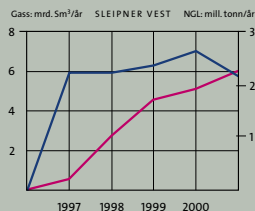
Sleipner Øst

14

Blokk og utvinningstillatelse	Blokk 15/9 - utvinningstillatelse 046. Tildelt 1976.	
Fremdrift	Vedtatt utbygd i Stortinget: Desember 1986 Produksjonsstart: August 1993	
Operatør	Den norske stats oljeselskap a.s	
Rettighetshavere	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 29,6%)	49,6%
	Esso Expl. & Prod. Norway A/S	30,4%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	10,0%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	10,0%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig:	Resterende pr. 31.12.00:
(Sleipner Øst, Sleipner Vest, Gungne og Loke)	170,7 mrd Sm ³ gass	113,5 mrd Sm ³ gass
	19,4 mill tonn NGL	8,7 mill tonn NGL
	55,8 mill Sm ³ kondensat	20,3 mill Sm ³ kondensat
Produksjon	Forventet produksjon i 2001:	
(Sleipner Øst og Loke)	Gass: 5,52 mrd Sm ³ NGL: 0,81 mill tonn Kondensat: 1,706 mill Sm ³	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 31,6 mrd 2001-kroner	
(Sleipner Øst og Loke)	Pr. 31.12.00 er det investert totalt 30,0 mrd 2001-kroner	
Transport	Gassen transporteres både gjennom Statpipe/Norpipe til Emden og gjennom Zeepipe til Zeebrugge. Kondensatet blir ilandført gjennom egen rørledning til Kårstø.	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovedforsyningsbase	Dusavik	

Sleipner Øst ble påvist i 1981. Feltet er utbygd med Sleipner A, en integrert bore-, produksjons- og boligplattform, to brønnrammer for havbunnsbrønner, en stigerørsplattform og et flammefelt. Gassen fra Sleipner Øst er solgt under Troll/Sleipneravtalen. Stortinget gav sin tilslutning til at ilandføringssted for kondensat ble endret fra Teesside til Kårstø i november 1989.

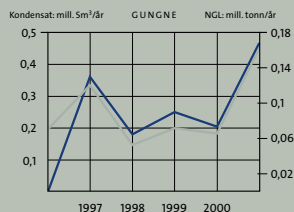
Løkefunnet er bygget ut med en enkel havbunnsbrønn knyttet opp mot Sleipner A-plattformen. Etter at Tyformasjonen var ferdig produsert i 1997 ble brønnen fordypet til Hugin-/Skagerrakformasjonene og satt i produksjon i 1998.



Sleipner Vest

Blokk og utvinningstillatelse	Blokk 15/6 - utvinningstillatelse 029. Tildelt 1969. Blokk 15/9 utvinningstillatelse 046. Tildelt 1976.	
Fremdrift	Vedtatt utbygd i Stortinget: Desember 1992 Produksjonsstart: August 1996	
Operatør	Den norske stats oljeselskap a.s	
Rettighetshavere	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 32,38%)	49,50%
(avrundet til to desimaler)	Esso Expl. & Prod. Norway A/S	32,24%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	9,41%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	8,85%
Utvinnbare reserver	Se under Sleipner Øst	
Produksjon	Forventet produksjon i 2001: Gass: 6,038 mrd Sm ³ NGL: 0,538 mill tonn Kondensat: 2,152 mill Sm ³	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 19,7 mrd 2001-kroner Pr. 31.12.00 er det investert totalt 16,6 mrd 2001-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovedforsyningsbase	Dusavik	

Sleipner Vest ble påvist i 1974. Sleipner Vest er knyttet opp mot Sleipner Øst, og feltene opereres av samme driftsorganisasjon. 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 T-plattformen blir karbondioksyd skilt ut fra brønnstrømmen og ført tilbake til en struktur under havbunnen. I likhet med Sleipner Øst leverer Sleipner Vest gass under Troll-/Sleipneravtalen, og kondensatet ilandføres på Kårstø.

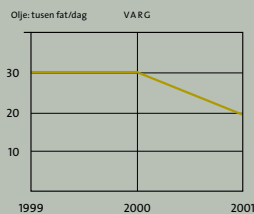


Gungne

14

Blokk og utvinnings- tillatelse	Blokk 15/9 - utvinningstillatelse 046. Tildelt 1976	
Fremdrift	Godkjent utbygd av Kongen i statsråd: August 1995. Produksjonsstart: April 1996	
Operatør	Den norske stats oljeselskap a.s	
Rettighetshavere	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 34,4%)	52,6%
	Esso Expl. & Prod. Norway A/S	28,0%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	9,4%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	10,0%
Utvinnbare reserver	Se under Sleipner Øst	
Produksjon	Forventet produksjon i 2001: NGL: 0,162 mill tonn Kondensat: 0,465 mill Sm ³	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 1,0 mrd 2001-kroner Pr. 31.12.00 er det investert totalt 0,8 mrd 2001-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovedforsyningsbase	Dusavik	

Gungne, som er et satelittfelt til Sleipner Øst, ble påvist i 1982. Produksjonen fra Gungne startet i april 1996 med 1 brønn boret fra Sleipner A. Ytterligere en brønn til Gungne vil bli ferdigstilt i 2001.

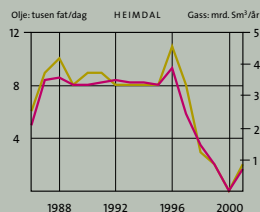


Varg

Blokk og utvinningstillatelse	Blokk 15/12 - utvinningstillatelse 038. Tildelt 1974.	
Fremdrift	Godkjent utbygd av Kongen i Statsråd: Mai 1996 Produksjonsstart: Desember 1998	
Operatør	Norsk Hydro Produksjon a.s	
Rettingheshavere	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 30%)	58%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	42%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig: 4,9 mill Sm ³ olje	Resterende pr. 31.12.00: 1,4 mill Sm ³ olje
Produksjon	Forventet produksjon i 2001: Olje: 19 000 fat/dag	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 4,5 mrd 2001-kroner Pr. 31.12.00 er det investert totalt 4,5 mrd 2001-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovedforsyningsbase	Dusavik	

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. Rettighetshaverne for Varg har inngått en avtale med PGS om leie av skipet og driften av det frem til Vargfeltets produksjonsavslutning. Rettighetshaverne leverte 14. juli 2000 inn avslutningsplan for Vargfeltet til myndighetene. Produksjonen vil ventelig avsluttes sommeren 2002.

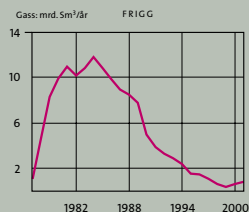


Heimdal

14

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 25/4 - utvinningstillatelse 036. Tildelt 1971.	
Fremdrift	Vedtatt utbygd i Stortinget: Våren 1981 Produksjonsstart: Oktober 1985	
Operatør	Norsk Hydro Produksjon a.s	
Rettighetshavere	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 20%)	40,00%
(avrundet til to desimaler)	Marathon Petroleum Norge A/S	23,80%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	19,27%
	TotlFinaElf Exploration Norge AS	11,94%
	Total Norge AS	4,82%
	AS Ugland Rederi	0,17%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig: 6,9 mill Sm ³ olje 41,8 mrd Sm ³ gass	Resterende pr. 31.12.00: 0,8 mill Sm ³ olje
Produksjon	Forventet produksjon i 2001: Olje: 2 000 fat/dag Gass: 0,686 mrd Sm ³ Planlagt produksjonsavslutning: 2002	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 17,3 mrd 2001-kroner Pr. 31.12.00 er det investert totalt 17,3 mrd 2001-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovedforsyningsbase	Dusavik	

Feltet 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 stigerørs-plattform, 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 Huldra-feltet og andre omkringliggende felt.

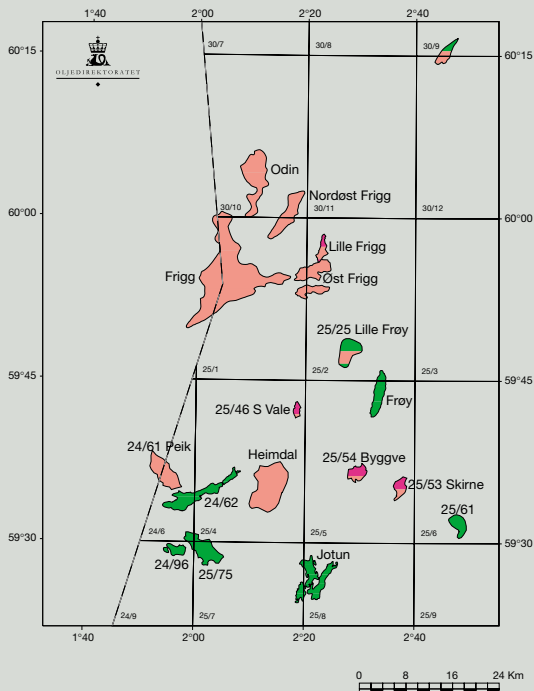


Frigg

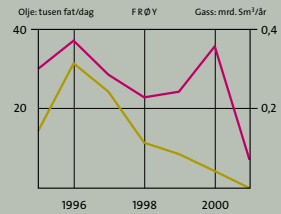
Blokk og utvinningstillatelse	Blokk 25/1 - utvinningstillatelse 024. Tildelt 1969. 60,82 prosent ligger på norsk side av delelinjen, 39,18 prosent ligger på britisk side.	
Fremdrift	Vedtatt utbygd i Stortinget: Juni 1974 Produksjonsstart: September 1977	
Operatør	TotalFinaElf Exploration Norge AS	
Rettighetshavere (avrundet til to desimaler)	Elf Exploration UK plc	26,12%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	19,99%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	16,07%
	Total Oil Marine plc	13,06%
	Total Norge AS	12,60%
	Den norske stats oljeselskap a.s	12,16%
	Etter opsjonsutøvelse har Statoil en 5 prosent andel i blokk 25/1.	
Utvinnbare reserver	Opprinnelig: 120,1 mrd Sm ³ gass 0,5 mill Sm ³ kondensat	Resterende pr. 31.12.00: 6,9 mrd Sm ³ gass
Produksjon	Forventet produksjon i 2001: Gass: 0,752 mrd Sm ³ Kondensat: 2 000 Sm ³ Planlagt produksjonsavslutning: 2002	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 31,8 mrd 2001-kroner Pr. 31.12.00 er det investert totalt 31,8 mrd 2001-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 siden sommeren 1995. 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 forventes å bli overlevert til myndighetene i løpet av 2001.



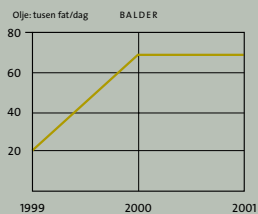
Friggområdet (Kilde: Oljedirektoratet)



Frøy

Blokk og utvinningstillatelse	Blokk 25/2 - utvinningstillatelse 026. Tildelt 1969. Blokk 25/5 - utvinningstillatelse 102. Tildelt 1985.	
Fremdrift	Vedtatt utbygd i Stortinget: Mai 1992 Produksjonsstart: Mai 1995	
Operatør	TotalFinaElf Exploration Norge AS	
Rettighetshavere	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 41,62%)	53,96%
(avrundet til to desimaler)	TotalFinaElf Exploration Norge AS	24,76%
	Total Norge AS	15,23%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	6,05%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig: 5,6 mill Sm ³ olje 1,7 mrd Sm ³ gass 0,1 mill Sm ³ kondensat	Resterende pr. 31.12.00: 0,1 mill Sm ³ olje 0,1 mrd Sm ³ gass
Produksjon	Forventet produksjon i 2001: Gass: 0,065 mrd Sm ³ Kondensat: 4 000 Sm ³	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 6,9 mrd 2001-kroner Pr. 31.12.00 er det investert totalt 6,9 mrd 2001-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovedforsyningsbase	Dusavik	

Størsteparten av ressursene antas å være lokalisert i blokk 25/5. Feltet produserer fra en brønnhodeplattform som er knyttet opp mot Frigg. Oljen og kondensatet blir fraktet i rørledningen Frostpipe til Oseberg A, og derfra via OTS til Sture-terminalen. Gassen blir transportert til Storbritannia gjennom den norske Frigg-rørledningen. Havdybden ved Frøy er 120 meter. Produksjonen ved Frøyfeltet ble avsluttet i mars 2001. Avslutningsplan for Frøy ble overlevert myndighetene i 1999.



Balder

Blokk og utvinnings- Blokk 25/11 - utvinningstillatelse 001. Tildelt 1965.
tillatelse

Fremdrift Godkjent utbygd av Kongen i statsråd: Februar 1996
Produksjonsstart: Oktober 1999

Operatør Esso Expl. & Prod. Norway A/S

Rettighetshavere Esso Expl. & Prod. Norway A/S 100%

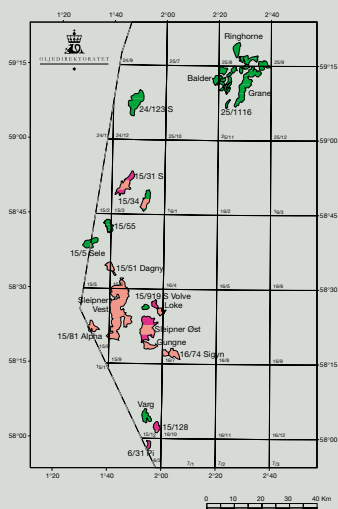
Utvinnbare reserver Opprinnelig: Resterende pr. 31.12.00:
29,5 mill Sm³ olje 24,5 mill Sm³ olje

Produksjon Forventet produksjon i 2001: Olje: 69 000 fat/dag

Investeringer Totale investeringer vil ventelig bli 10,7 mrd 2001-kroner
Pr. 31.12.00 er det investert totalt 10,1 mrd 2001-kroner

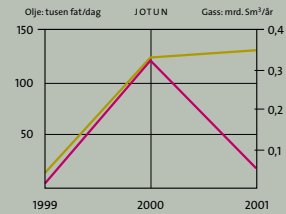
Driftsorganisasjon Stavanger

Hovedforsyningsbase Dusavik



Balder ble påvist i 1967 og er lokalisert i Nordsjøen, ca 85 km nord for Sleipner og 190 km vest av Stavanger. Havdybden er omlag 125 meter. Feltet er bygget ut med et produksjonsskip med havbunnskomplettete brønner. Oljen prosesseres og lagres på skipet, for deretter å bøyelastes til tankskip.

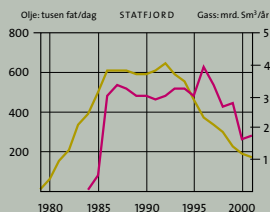
Sleipner- og Balderområdet (Kilde: Oljedirektoratet)



Jotun

Blokk og utvinningstillatelse	Blokk 25/8 - utvinningstillatelse 027B. Tildelt 1999. Blokk 25/7 - utvinningstillatelse 103B. Tildelt 1998.	
Fremdrift	Vedtatt utbygd i Stortinget: Juni 1997 Produksjonsstart: September 1999	
Operatør	Esso Expl. & Prod. Norway A/S	
Rettighetshavere	Esso Expl. & Prod. Norway A/S	45,00%
	Enterprise Oil Norwegian A/S	45,00%
	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 3%)	3,00%
	Norske Conoco A/S	3,75%
	Det Norske Oljeselskap AS	3,25%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig: 31,1 mill Sm ³ olje 1,2 mrd Sm ³ gass	Resterende pr. 31.12.00: 23,1 mill Sm ³ olje 0,9 mrd Sm ³ gass
Produksjon	Forventet produksjon i 2001: Olje: 130 000 fat/dag Gass: 0,053 mrd Sm ³	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 8,8 mrd 2001-kroner Pr. 31.12.00 er det investert totalt 8,3 mrd 2001-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovedforsyningsbase	Dusavik	

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 vil normalt være ubemannet etter boreperioden. Oljen blir transportert med skytteltankere. Gassen blir eksportert ved hjelp av en rørledning fra Jotun til Statpipe.



Statfjord

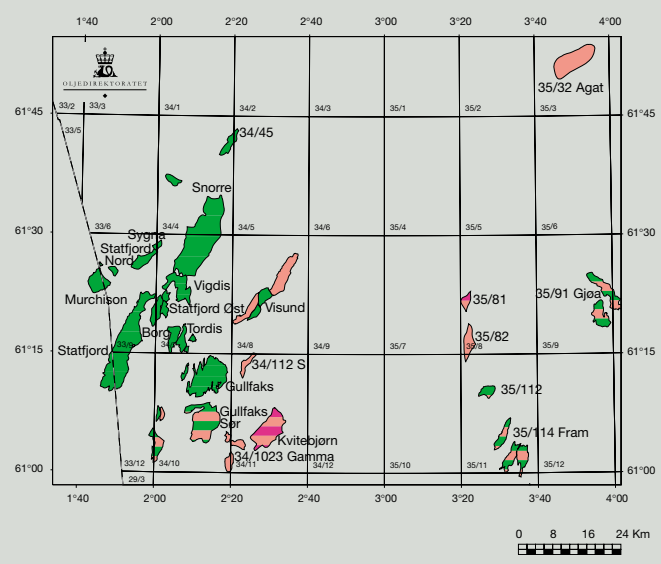
14

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	Vedtatt utbygd i Stortinget: 1976 Produksjonsstart: November 1979	
Operatør	Den norske stats oljeselskap a.s	
Rettighetshavere		
(avrundet til to desimaler)	Den norske stats oljeselskap a.s	44,34%
	Mobil Development Norway A/S	12,82%
	Norske Conoco A/S	10,33%
	Esso Expl. & Prod. Norway A/S	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 Norwegian A/S	0,89%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig:	Resterende pr 31.12.00:
(Norsk andel)	566,9 mill Sm ³ olje	59 mill Sm ³ olje
	56,1 mrd Sm ³ gass	12,7 mrd Sm ³ gass
	14,4 mill tonn NGL	4,5 mill tonn NGL
Produksjon	Forventet produksjon i 2001: Olje: 165 000 fat/dag Gass: 1,711 mrd Sm ³ NGL: 0,421 mill tonn	
Investeringer	Norsk andel av totale investeringer vil ventelig bli 109,7 mrd 2001-kroner. Pr. 31.12.00 er det investert totalt 95,5 mrd 2001-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovedforsyningsbase	Coast Center Base, Sotra og Florø	

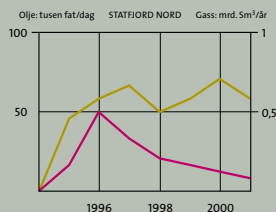
Statfjord-feltet ble påvist i 1974. Feltet er lokalisert på grenselinjen mellom norsk og britisk kontinentalsokkel, i den nordlige delen av Nordsjøen. Statfjord-feltet er bygget ut på ca 145 meters dyp med tre fullt integrerte plattformer med understell og lagerceller av betong. Plattformene har en samlet 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 i 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. Den norske andelen av reservene i feltet er 85,47 prosent og britisk andel er 14,53 prosent. Operatøransvaret for utvinningstillatelse 037 og det samordnede Statfjord-feltet ble overført fra Mobil til Statoil 1. januar 1987. Olje og gass fra feltene Snorre, Statfjord Øst og Statfjord Nord behandles og skipes ut fra Statfjord-installasjonene.



Gullfaks-, Statfjord- og Snorreområdet (Kilde: Oljedirektoratet)



Statfjord Nord

14

Blokk og utvinnings- Blokk 33/9 - utvinningstillatelse 037. Tildelt 1973.
tillatelse

Fremdrift Vedtatt utbygd i Stortinget: Desember 1990
Produksjonsstart: Januar 1995

Operatør Den norske stats oljeselskap a.s

Rettighetshavere	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 30%)	51,88%
(avrundet til to desimaler)	Mobil Development Norway A/S	15,00%
	Norske Conoco A/S	12,08%
	Esso Expl. & Prod. Norway A/S	10,00%
	A/S Norske Shell	10,00%
	Enterprise Oil Norwegian A/S	1,04%

Utvinnbare reserver	Opprinnelig:	Resterende pr. 31.12.00:
	45,7 mill Sm ³ olje	25,5 mill Sm ³ olje
	2,3 mrd Sm ³ gass	1,2 mrd Sm ³ gass
	0,8 mill tonn NGL	0,5 mill tonn NGL

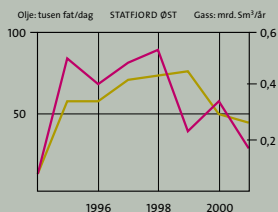
Produksjon Forventet produksjon i 2001:
Olje: 57 000 fat/dag Gass: 0,1 mrd Sm³ NGL: 0,05 mill tonn

Investeringer Totale investeringer vil ventelig bli 7,0 mrd 2001-kroner
Pr. 31.12.00 er det investert totalt 5,9 mrd 2001-kroner

Driftsorganisasjon Stavanger

Hovedforsyningsbase Coast Center Base, Sotra

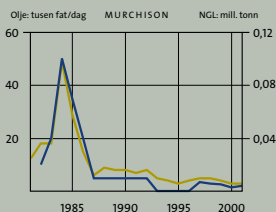
Statfjord Nord ble påvist i 1977. Feltet er lokalisert om lag 17 km nord for Statfjord i blokk 33/9. Feltet er bygget ut med havbunnsinstallasjoner på 250-290 meters dyp med brønnstrømsoverføring til Statfjord C for behandling og utskipping av oljen.



Statfjord Øst

Blokk og utvinningstillatelse	Blokk 33/9 - utvinningstillatelse 037. Tildelt 1973. Blokk 34/7 - utvinningstillatelse 089. Tildelt 1984.	
Fremdrift	Vedtatt utbygd i Stortinget: Desember 1990 Produksjonsstart: Oktober 1994	
Operatør	Den norske stats oljeselskap a.s	
Rettingheshavere	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 40,5%)	55,05%
(avrundet til to desimaler)	Esso Expl. & Prod. Norway A/S	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 Norwegian A/S	0,52%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig:	Resterende pr. 31.12.00:
	34,5 mill Sm ³ olje	12,3 mill Sm ³ olje
	6,1 mrd Sm ³ gass	4,5 mrd Sm ³ gass
	1,1 mill tonn NGL	0,6 mill tonn NGL
Produksjon	Forventet produksjon i 2001: Olje: 42 000 fat/dag Gass: 0,17 mrd Sm ³ NGL: 0,113 mill tonn	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 5,6 mrd 2001-kroner Pr. 31.12.00 er det investert totalt 4,6 mrd 2001-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovedforsyningsbase	Coast Center Base, Sotra	

Statfjord Øst ble påvist i 1976. Feltet er lokalisert om lag 7 km nordøst for Statfjord-feltet. 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.

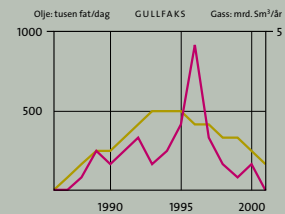


Murchison

14

Blokk og utvinningstillatelse	Blokk 33/9 - utvinningstillatelse 037C. Tildelt 2000. Norsk andel av feltet er 22,2 prosent, britisk andel 77,8 prosent.	
Fremdrift	Produksjonsstart: 1980	
Operatør	Kerr-McGee North Sea (U.K.) Limited	
Rettighetshavere		
(avrundet til to desimaler)	Kerr-McGee North Sea (U.K.) Limited	68,72%
	Den norske stats oljeselskap a.s	11,52%
	Ranger Oil (U.K.) Limited	9,08%
	Mobil Development Norway A/S	3,33%
	Norske Conoco A/S	2,68%
	Esso Expl. & Prod. Norway A/S	2,22%
	A/S Norske Shell	2,22%
	Enterprise Oil Norwegian A/S	0,23%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig:	Resterende pr. 31.12.00:
(Norsk andel)	13,6 mill Sm ³ olje	0,7 mill Sm ³ olje
	0,4 mrd Sm ³ gass	0,1 mrd Sm ³ gass
	0,4 mill tonn NGL	
Produksjon	Forventet produksjon i 2001:	
(Norsk andel)	Olje: 3 000 fat/dag NGL: 4 000 tonn	
Investeringer	Norsk andel av totale investeringer vil ventelig bli 6,5 mrd 2001-kroner Pr. 31.12.00 er det investert totalt 6,4 mrd 2001-kroner	
Driftsorganisasjon	Aberdeen, Skottland	
Hovedforsyningsbase	Peterhead, Skottland	

Murchison er bygget ut med en kombinert bore-, bolig- og produksjonsplattform med stål-understell. Murchison-feltet ble oppdaget i august 1975. De britiske og norske rettighetshaverne inngikk i 1979 en avtale om felles utnyttelse av ressursene fra Murchison-feltet. Produksjonen startet i 1980. 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. Kerr-McGee North Sea (U.K.) Limited tok over som operatør etter Oryx UK Energy Company i 1999.



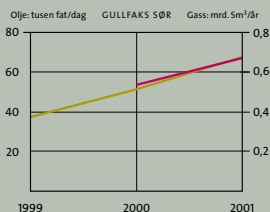
Gullfaks (Inkl. Gullfaks Vest)

Blokk og utvinningstillatelse	Blokk 34/10 - utvinningstillatelse 050. Tildelt 1978. Blokk 34/10 - utvinningstillatelse 050B. Tildelt 1995.	
Fremdrift	Vedtatt utbygd: Gullfaks fase 1 med plattformene A og B ble myndighetsgodkjent våren 1981. Produksjonsstart: Desember 1986	
Operatør	Den norske stats oljeselskap a.s	
Rettighetshavere	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 73%)	91%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	9%
Utvinnbare ressurser	Opprinnelig: 320,6 mill Sm ³ olje 21,3 mrd Sm ³ gass 2 mill tonn. NGL	Resterende pr. 31.12.00: 45,2 mill Sm ³ olje 2,7 mrd Sm ³ gass 0,7 mill tonn NGL
Produksjon	Forventet produksjon i 2001: Olje: 179 000 fat/dag Gass: 0,199 mrd Sm ³ NGL: 0,1 mill tonn	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 82,4 mrd 2001-kroner Pr. 31.12.00 er det investert totalt 73,3 mrd 2001-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovedforsyningsbase	Coast Center Base, Sotra og Florø	

Gullfaks ble oppdaget i 1978. Feltet ligger i den nordlige delen av Nordsjøen. 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 transportert gjennom Statpipe til Kårstø. Der skilles våtgassen ut, mens tørrgassen transporteres videre via Ekofisk til Emden. Transport av olje er organisert i I/S Gullfaks Transport. Eierfordelingen i transportselskapet er lik eierfordelingen i Gullfaks-feltet. Petroleumsstrømmen fra Tordis-feltet overføres til og behandles på Gullfaks C-plattformen. Stabil råolje fra Vigdis-feltet lagres på og utskipes fra Gullfaks. Visund er knyttet til Gullfaks C-plattformen for behandling og transport. Havdybden ved Gullfaks er fra 130 til 220 meter.

Det lille satellittfeltet Gullfaks Vest ble godkjent utbygd av Kongen i statsråd 15. januar 1993. Feltet dreneres med en horisontal brønn boret fra Gullfaks B-plattformen. De utvinnbare reservene utgjør ca 2,9 mill Sm³ olje, og feltet vil produsere i 6 år. Gullfaks Lunde ble godkjent utbygd i november 1995. Feltet dreneres med brønner fra Gullfaks C. Feltet startet produksjonen i 1996 og vil produsere i 10 år. Satellittfeltet Gullfaks Sør ble godkjent utbygd i april 1996. Feltet er bygd ut med undervannsbrønner som blir fjernoperert fra Gullfaks A-plattformen (se omtale på neste side).



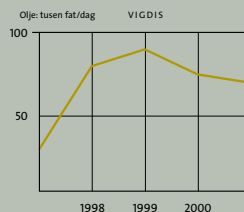
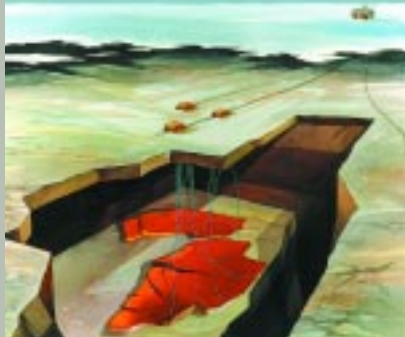
Gullfaks Sør (Inkl. Rimfaks og Gullveig)

Blokk og utvinningstillatelse	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 Produksjonsstart: Oktober 1998	
Operatør	Den norske stats oljeselskap a.s	
Rettingheshavere	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 73%) Norsk Hydro Produksjon a.s	91% 9%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig: 44,2 mill Sm ³ olje 47,5 mrd Sm ³ gass 5,0 mill tonn NGL	Resterende pr. 31.12.00: 38,9 mill Sm ³ olje 47,0 mrd Sm ³ gass 5,0 mill tonn NGL
Produksjon	Forventet produksjon i 2001: Olje: 67 000 fat/dag Gass: 0,667 mrd Sm ³ NGL: 0,099 mill tonn	
Investeringer	Totalt investeringer vil ventelig bli 23,9 mrd 2001-kroner Pr. 31.12.00 er det investert totalt 15,0 mrd 2001-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovedforsyningsbase	Coast Center Base, Sotra og Florø	

Gullfaks Sør, som også inkluderer de separate strukturene Rimfaks og Gullveig, er satellitter til Gullfaksfeltet. Rettighetshaverne har gjennomført en fasert utbygging av Gullfaks Sør. Plan for utbygging og drift for fase I (oljefasen) ble fremlagt for myndighetene i desember 1995 og godkjent mars 1996, mens plan for utbygging og drift for fase II (gassressurser og assosiert væske) ble fremlagt for myndighetene i desember 1997 og godkjent i juni 1998.

Gullfaks Sør Fase I er bygget ut med undervannsbrønner tilknyttet Gullfaks A-plattformen for prosessering, lagring og lasting av olje. Produksjonen fra Gullfaks Sør startet opp i oktober 1998.

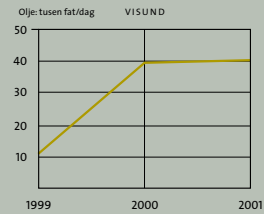
Gullfaks Sør Fase II omfatter produksjon og eksport av gassressurser og assosierte væskemengder. Utbygningsløsningen er undervannsinstallasjoner som knyttes opp mot Gullfaks A- og C-plattformene. Gassen skal prosesseres til rikgass for så å transporteres til Kårstø via et nytt rikgassrør fra Gullfaks som tilknyttes Statpipe. Olje og kondensat vil bli stabilisert, lagret og lastet fra eksisterende fasiliteter på plattformene.



Vigdis

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 34/7 - utvinningstillatelse 089. Tildelt 1984.	
Fremdrift	Vedtatt utbygd av Kongen i Statsråd: Desember 1994 Produksjonsstart: Juni 1997	
Operatør	Norsk Hydro Produksjon a.s	
Rettighetshavere	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 51%)	58,22%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	13,28%
	Esso Expl. & Prod. Norway A/S	10,5%
	Idemitsu Petroleum Norge AS	9,6%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	5,6%
	RWE-DEA Norge AS	2,8%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig: 29,8 mill Sm ³ olje 2,1 mrd Sm ³ gass	Resterende pr. 31.12.00: 14,2 mill Sm ³ olje 2,1 mrd Sm ³ gass
Produksjon	Forventet produksjon i 2001: Olje: 67 000 fat/dag	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 6,8 mrd 2001-kroner Pr. 31.12.00 er det investert totalt 5,8 mrd 2001-kroner	

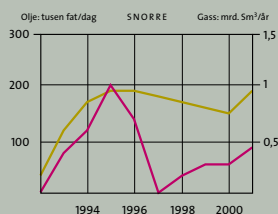
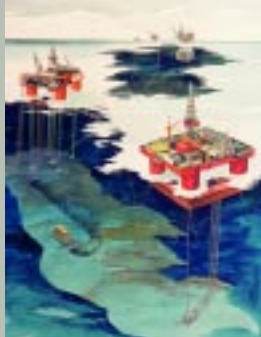
Vigdis-feltet ble påvist i 1986 og startet å produsere i januar 1997. Vigdis, som er lokalisert mellom feltene Snorre og Gullfaks, er bygd ut med havbunnsinstallasjoner på 280 meters dyp og knyttet til Snorre-plattformen, hvor behandling av petroleum finner sted. Stabil råolje overføres i en egen rørledning til Gullfaks A-plattformen, hvor oljen lagres og lastes i tankskip.



Visund

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 34/8 - utvinningstillatelse 120. Tildelt 1985.	
Fremdrift	Vedtatt utbygd i Stortinget: Mars 1996 Produksjonsstart: April 1999	
Operatør	Norsk Hydro Produksjon a.s	
Rettighetshavere	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 49,6%)	62,9%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	20,3%
	Norske Conoco A/S	9,1%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	7,7%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig: 37,1 mill Sm ³ olje	Resterende pr. 31.12.00: 34,2 mill Sm ³ olje
Produksjon	Forventet produksjon i 2001: Olje: 40 000 fat/dag	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 16,3 mrd 2001-kroner Pr. 31.12.00 er det investert totalt 11,3 mrd 2001-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovedforsyningsbase	Florø	

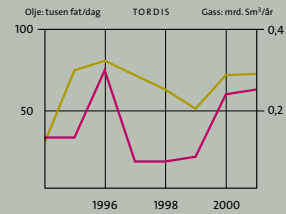
Visund-feltet ble påvist i 1986. Feltet er lokalisert øst for Snorre-feltet. Plan for utbygging og drift av feltet ble overlevert myndighetene i september 1995, basert på en faset utbygging med en flytende produksjonsinnretning med lagring og transport av oljen fra Gullfaks A.



Snorre

Blokk og utvinningstillatelse	Blokk 34/4 - utvinningstillatelse 057. Tildelt 1979. Blokk 34/7 - utvinningstillatelse 089. Tildelt 1984.	
Fremdrift	Vedtatt utbygd i Stortinget: Mai 1988 Produksjonsstart: August 1992	
Operatør	Norsk Hydro Produksjon a.s	
Rettighetshavere (avrundet til to desimaler)	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 31,4%)	44,40%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	17,65%
	Esso Expl. & Prod. Norway A/S	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 Norwegian A/S	1,18%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig: 225,3 mill Sm ³ olje 8,9 mrd Sm ³ gass 6,8 mill tonn NGL	Resterende pr. 31.12.00: 145,3 mill Sm ³ olje 5,4 mrd Sm ³ gass 4,5 mill tonn NGL
Produksjon	Forventet produksjon i 2001: Olje: 196 000 fat/dag Gass: 0,452 mrd Sm ³ NGL: 0,474 mill tonn	
Investeringer	Totale investeringer inkl. Snorre B vil ventelig bli 56,8 mrd 2001-kroner Pr. 31.12.00 er det investert totalt 44,8 mrd 2001-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovedforsyningsbase	Florø	

Snorre-feltet ble påvist i 1979 og er lokalisert øst for Statfjord-feltet. Den sørlige delen av feltet er bygget ut med en strekkstags-plattform i stål og et havbunnsbasert produksjonssystem. Omlag 150 mill Sm³ av de opprinnelig utvinnbare oljereservene i Snorre var lokalisert i denne delen av feltet. Plan for utbygging og drift av den nordlige delen av feltet (Snorre B) ble vedtatt utbygd i juni 1998. Den nordlige delen bygges ut med en halvt nedsenkbar bore- og produksjonsplattform, som etter planen skal starte produksjonen i august 2001. Havdypet varierer fra 300 til 350 meter, økende i nordøstlig retning. Olje og gass fra Snorrefeltet transporteres i rør til Statfjord-feltet for ferdigbehandling, lagring og utskipping.



Tordis (Inkl. Tordis Øst og Borg)

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 34/7 - utvinningstillatelse 089. Tildelt 1984.	
Fremdrift	Vedtatt utbygd i Stortinget: Mai 1991 Produksjonsstart: Juni 1994	
Operatør	Norsk Hydro Produksjon a.s	
Rettighetshavere	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 51%)	58,22%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	13,28%
	Esso Expl. & Prod. Norway A/S	10,5%
	Idemitsu Petroleum Norge AS	9,6%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	5,6%
	RWE-DEA Norge AS	2,8%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig:	Resterende pr. 31.12.00:
	52,0 mill Sm ³ olje	25,3 mill Sm ³ olje
	4,0 mrd Sm ³ gass	1,9 mrd Sm ³ gass
	1,4 mill tonn NGL	0,8 mill tonn NGL
Produksjon	Forventet produksjon i 2001: Olje: 73 000 fat/dag Gass: 0,243 mrd Sm ³ NGL: 0,122 mill tonn	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 7,0 mrd 2001-kroner Pr. 31.12.00 er det investert totalt 6,2 mrd 2001-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovedforsyningsbase	Florø	

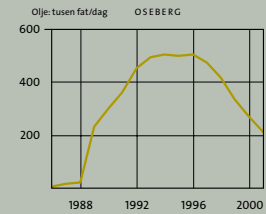
Tordis-området består foruten Tordis-feltet av feltene Tordis Øst og Borg. Tordis-feltet ble påvist i 1987 og startet produksjon i juli 1994. Feltet er lokalisert mellom feltene Snorre og Gullfaks. En undervannsutbygging på ca 200 meters havdyp knytter feltet opp mot Gullfaks C-plattformen, hvor behandling av petroleumsstrømmen finner sted.

Tordis Øst og Borg er bygget ut med havbunnskompleterte brønner koblet til produksjonsanlegget på Tordis. Produksjonen fra Tordis Øst og Borg ble startet opp i henholdsvis desember 1998 og juli 1999.

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	Den norske stats oljeselskap a.s	
Rettighetshavere (avrundet til to desimaler)	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 39,45%)	54,73%
	Esso Expl. & Prod. Norway A/S	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 Norwegian A/S	0,57%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig:	Resterende pr. 31.12.00:
	10,3 mill Sm ³ olje	9,7 mill Sm ³ olje
	0,7 mrd Sm ³ gass	0,7 mrd Sm ³ gass
Produksjon	Forventet produksjon i 2001: Olje: 34 000 fat/dag Gass: 0,062 mrd Sm ³	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 1,8 mrd 2001-kroner Pr. 31.12.00 er det investert totalt 1,6 mrd 2001-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovedforsyningsbase	Florø	

Sygna, som ble påvist i 1996, ligger på grensen mellom lisensene 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.



Oseberg (inkl. Oseberg Vest)

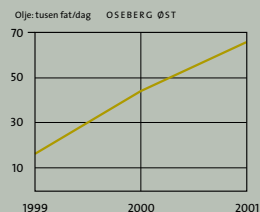
Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 30/6 - utvinningstillatelse 053. Tildelt 1979. Blokk 30/9 - utvinningstillatelse 079. Tildelt 1982.	
Fremdrift	Vedtatt utbygd i Stortinget: 1984 Produksjonsstart: Desember 1988	
Operatør	Norsk Hydro Produksjon a.s	
Rettighetshavere (avrundet til to desimaler)	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 50,78%)	64,78%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	22,23%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	5,77%
	Mobil Development Norway A/S	4,33%
	Total Norge AS	2,88%
Ressurser	Opprinnelig:	Resterende pr. 31.12.00:
Utvinnbare reserver	339,0 mill Sm ³ olje	58,1 mill Sm ³ olje
	41,4 mrd Sm ³ gass	40,0 mrd Sm ³ gass
	7,4 mill Sm ³ kondensat	7,3 mill Sm ³ kondensat
Produksjon	Forventet produksjon i 2001: Olje: 209 000 fat/dag Gass: 3,419 mrd Sm ³ Kondensat: 0,052 mill Sm ³	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 68,2 mrd 2001-kroner Pr. 31.12.00 er det investert totalt 63,1 mrd 2001-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovedforsyningsbase	Mongstad	

Første fase av utbyggingen av Oseberg-feltet 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. Oseberg-feltet 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 VAG. Oseberg mottar gass fra Troll-feltet for injeksjon til trykkvedlikehold. Gassen produseres fra en under-

vannsmodul på Troll-feltet (TOGI) og transporteres til feltsenteret på Oseberg. I tillegg til dette blir gass fra et satellittfelt på vestflanken av Oseberg, Oseberg Vest, injisert i fase 1 området på feltet. Oljen fra Oseberg blir ilandført til Sture i Øygarden gjennom Oseberg Transport System (OTS). Olje fra feltene Brage, Veslefrikk og Lille-Frigg 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 ved Heimdal. Høsten 2002 vil produksjonen fra Tunefeltet (gass og kondensat) starte mot Oseberg feltsenter. Kondensat tas ut og gassen injiseres.

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



Oseberg Øst

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 30/6 - utvinningstillatelse 053. Tildelt 1979.	
Fremdrift	Godkjent utbygd av Kongen i Statsråd: Oktober 1996 Produksjonsstart: April 1999	
Operatør	Norsk Hydro Produksjon a.s	
Rettighetshavere (avrundet til to desimaler)	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 45,4%)	59,40%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	19,60%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	9,33%
	Mobil Development Norway A/S	7,00%
	Total Norge AS	4,67%
Ressurser	Opprinnelig: 23,8 mill Sm ³ olje 1,4 mrd Sm ³ gass	Resterende pr. 31.12.00: 20,3 mill Sm ³ olje 1,4 mrd Sm ³ gass
Produksjon	Forventet produksjon i 2001: Olje: 66 000 fat/dag Gass: 0,007 mrd Sm ³	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 6,7 mrd 2001-kroner Pr. 31.12.00 er det investert totalt 4,8 mrd 2001-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovedforsyningsbase	Mongstad	

Oseberg Øst ligger nordøst for det samordnede Osebergfeltet og sør for Veslefrikk. Feltet ble påvist i 1981. Utbyggingsløsningen består av en plattform med boligkvarter samt utstyr for boring og 1. 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. Vannedypet ved installasjonen er 160 meter.

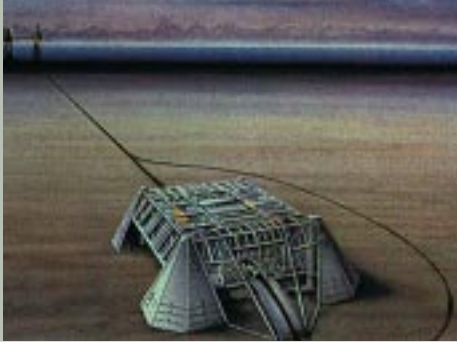


Oseberg Sør

Blokk og utvinningstillatelse	Blokk 30/9 - utvinningstillatelse 079. Tildelt 1982. Blokk 30/9 - utvinningstillatelse 104. Tildelt 1985. Blokk 30/12 - utvinningstillatelse 171B. Tildelt 2000.	
Fremdrift	Vedtatt utbygd i Stortinget: Juni 1997 Produksjonsstart: Februar 2000	
Operatør	Norsk Hydro Produksjon a.s	
Rettighetshavere	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 38,36%)	56,58%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	32,02%
	Norske Conoco A/S	7,70%
	Mobil Development Norway A/S	3,70%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig: 54,4 mill Sm ³ olje 7,3 mrd Sm ³ gass	Resterende pr. 31.12.00: 53 mill Sm ³ olje 7,3 mrd Sm ³ gass
Produksjon	Forventet produksjon i 2001: Olje: 100 000 fat/dag Gass: 0,083 mrd Sm ³	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 11,0 mrd 2001-kroner Pr. 31.12.00 er det investert totalt 8,4 mrd 2001-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovedforsyningsbase	Mongstad	

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

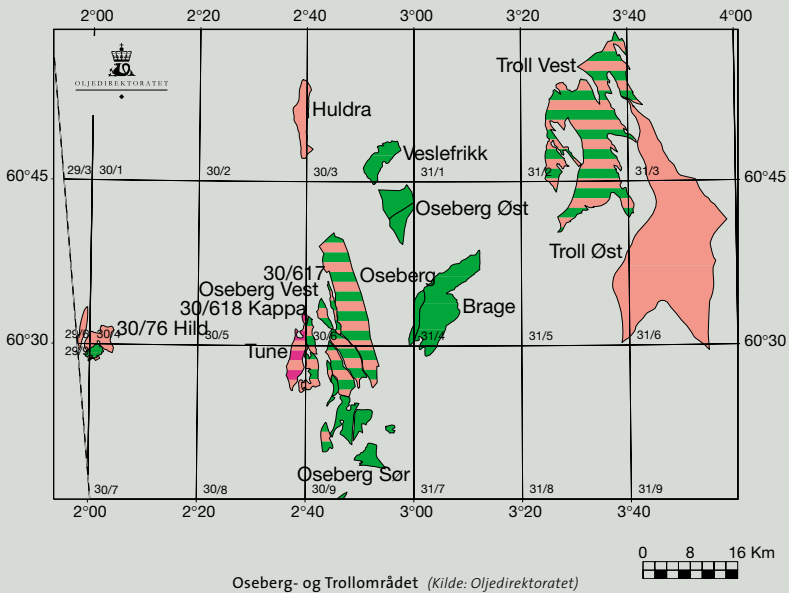
Produksjon av olje fra Oseberg Sør startet opp i februar 2000 med en produksjonsbrønn boret fra Oseberg feltsenter. Produksjonen fra Oseberg Sør plattformen startet i september 2000, og antas å vare frem til 2027.

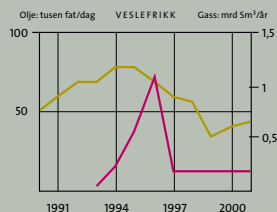


Troll-Oseberg gassinjeksjon (TOGI)

Blokk og utvinnings-tillatelse	TOGI drives av det samordnede Troll-feltet. Blokker og utvinningstillatelser er de samme som for Troll fase I.
Fremdrift	Vedtatt 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	Pr. 31.12.00 er det investert totalt 3,7 mrd 2001-kroner

TOGI leverer gass til reinjeksjon i Oseberg og består av en undervannsmodule på Troll Øst med fem brønner som er fjernstyrt fra Oseberg-feltet. Hensikten er å øke oljeutvinningen fra Oseberg. Gassen transporteres 48 km til Oseberg felt-senter i en 20 tommer rørledning.

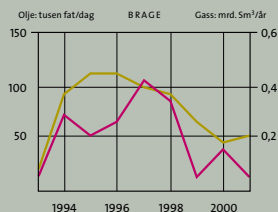




Veslefrikk

Blokk og utvinningstillatelse	Blokk 30/3 - utvinningstillatelse 052. Tildelt 1979. Blokk 30/6 - utvinningstillatelse 053. Tildelt 1979	
Fremdrift	Vedtatt utbygd i Stortinget: Juni 1987 Produksjonsstart: Desember 1989	
Operatør	Det norske stats oljeselskap a.s	
Rettighetshavere	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 37%)	55,00%
	Total Norge AS	18,00%
	RWE-DEA Norge AS	11,25%
	Paladin Resources Norge AS	9,00%
	Svenska Petroleum Exploration A/S	4,50%
	Norske RWE-DEA AS	2,25%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig:	Resterende pr. 31.12.00:
	54,5 mill Sm ³ olje	16,2 mill Sm ³ olje
	4,2 mrd Sm ³ gass	2,2 mrd Sm ³ gass
	1,2 mill tonn NGL	0,1 mill tonn NGL
Produksjon	Forventet produksjon i 2001: Olje: 43 000 fat/dag Gass: 0,204 mrd Sm ³ NGL: 0,01 mill tonn	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 15,2 mrd 2001-kroner Pr. 31.12.00 er det investert totalt 13,1 mrd 2001-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovedforsyningsbase	Coast Center Base, Sotra og Florø	

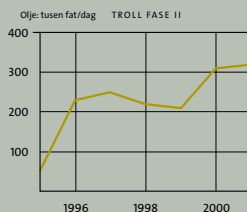
Veslefrikk er bygget ut med en bunnfast brønnhodeplattform og en halvt nedsenkbar plattform med prosessanlegg og boligkvarter (Veslefrikk B). Oljen fra Veslefrikk blir transportert til land via A-plattformen på Osebergfeltet og gjennom Oseberg Transportsystem (OTS) til råoljeterminalen på Sture i Øygarden kommune. Gassen blir transportert gjennom Statpipe. Havdybden ved installasjonene er 175 meter. Veslefrikk B ble sommeren 1999 tatt på land for å forsterke stålunderstellet, og for å utføre nødvendige modifikasjoner i forbindelse med at gass fra Huldra skal føres via Veslefrikk til Statpipe-rørledningen.



Brage

Blokk og utvinningstillatelse	Blokk 30/6 - utvinningstillatelse 053B. Tildelt 1998. Blokk 31/4 - utvinningstillatelse 055. Tildelt 1979 Blokk 31/7 - utvinningstillatelse 185. Tildelt 1991.	
Fremdrift	Vedtatt utbygd i Stortinget: Mars 1990 Produksjonsstart: September 1993	
Operatør	Norsk Hydro Produksjon a.s	
Rettighetshavere (avrundet til to desimaler)	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 34,26%)	46,96%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	24,44%
	Esso Expl. & Prod. Norway A/S	16,34%
	Fortum Petroleum AS	12,26%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig: 48,1 mill Sm ³ olje 2,9 mrd Sm ³ gass 0,8 mill tonn NGL	Resterende pr. 31.12.00: 11,2 mill Sm ³ olje 1,3 mrd Sm ³ gass 0,2 mill tonn NGL
Produksjon	Forventet produksjon i 2001: Olje: 49 000 fat/dag Gass: 0,05 mrd Sm ³ NGL: 0,025 mill tonn	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 15,8 mrd 2001-kroner Pr. 31.12.00 er det investert totalt 14,1 mrd 2001-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovedforsyningsbase	Mongstad	

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 rørløsing til Oseberg A for videre transport gjennom Oseberg Transport System (OTS) til terminalen på Sture i Øygarden kommune. Gassen transporteres i en egen rørløsing til Statpipe for videre transport. Plan for utbygging og drift for forekomstene i Sognefjordformasjonen ble godkjent i oktober 1998. Det produseres foreløpig fra en brønn i denne formasjonen og flere brønner vurderes.



Troll Fase II

14

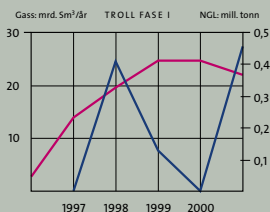
Blokk og utvinningstillatelse	Blokk 31/2 - utvinningstillatelse 054. Tildelt 1979. Blokkene 31/3, 31/5 og 31/6 - utvinningstillatelse 085. Tildelt 1983.	
Fremdrift	Feltet er samordnet fra januar 1987. Vedtatt utbygd i Stortinget: Mai 1992 Produksjonsstart: September 1995	
Operatør	Norsk Hydro Produksjon a.s	
Rettighetshavere	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 62,93%)	76,80%
(avrundet til to desimaler)	Norsk Hydro Produksjon a.s	9,78%
	A/S Norske Shell	8,10%
	TotalFinaElf Exploitation Norge AS	2,35%
	Norske Conoco A/S	1,62%
	Total Norge AS	1,35%
	Eierandelene er basert på at ca 68% reservene er lokalisert i utvinningstillatelse 085.	
Utvinnbare reserver	Opprinnelig: 213,4 mill Sm ³ olje Gassreservene er inkludert i Troll fase 1	Resterende pr. 31.12.00: 136,8 mill Sm ³ olje
Produksjon	Forventet produksjon i 2001: Olje: 319 000 fat/dag	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 53,1 mrd 2001-kroner Pr. 31.12.00 er det investert totalt 44,4 mrd 2001-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovedforsyningsbase	Mongstad	

Det er et tynt oljeførende lag i hele Trollfeltet, men det er kun i Troll Vest dette laget er så tykt at det er drivverdige. 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. 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. 31.12.00 er 25 av totalt planlagt 34 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. Pr. 31.12.00 er 20 av totalt 52 brønner satt i drift. 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.



Troll Fase I

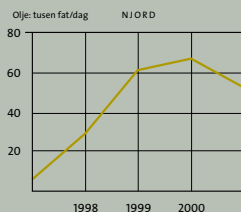
14

Blokk og utvinningstillatelse	Blokk 31/2 - utvinningstillatelse 054. Tildelt 1979. Blokkene 31/3, 31/5 og 31/6 - utvinningstillatelse 085. Tildelt 1983. Feltet er samordnet fra januar 1987.	
Fremdrift	Vedtatt utbygd i Stortinget: Desember 1986 Produksjonsstart: Oktober 1996	
Operatør	A/S Norsk Shell var operatør i utbyggingsfasen. Den norske stats oljeselskap a.s er operatør i driftsfasen.	
Rettighetshavere (avrundet til to desimaler)	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 62,93%)	76,80%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	9,78%
	A/S Norske Shell	8,10%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	2,35%
	Norske Conoco A/S	1,62%
	Total Norge AS	1,35%
	Eierandelene er basert på at ca 68% reservene er lokalisert i utvinningstillatelse 085.	
Utvinnbare reserver	Opprinnelig:	Resterende pr. 31.12.00:
	665,1 mrd Sm ³ gass	575,2 mrd Sm ³ gass
	10,1 mill tonn NGL	10,1 mill tonn NGL
Produksjon	Forventet produksjon i 2001: Gass: 21,928 mrd Sm ³ NGL: 0,456 mill tonn	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 50,7 mrd 2001-kroner Pr. 31.12.00 er det investert totalt 40,3 mrd 2001-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	

Feltet ble oppdaget i 1979 og er lokalisert i Nordsjøen, like utenfor Kollsnes i Øygarden. Troll-feltet 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. Oljedirektoratet anslår at ca 2/3 av feltets utvinnbare gassreserver ligger i Troll Øst.

Troll-feltet 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. Troll fase 1 leverer gass under Troll-avtalen. 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 1.10.2004.

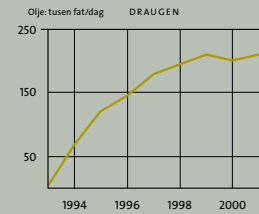


Njord

14

Blokk og utvinningstillatelse	Blokk 6407/7 - utvinningstillatelse 107. Tildelt 1985. Blokkene 6407/10 - utvinningstillatelse 132. Tildelt 1987.	
Fremdrift	Vedtatt utbygd i Stortinget: Juni 1995 Produksjonsstart: September 1997	
Operatør	Norsk Hydro Produksjon a.s	
Rettighetshavere	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 30,0%)	50,0%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	22,5%
	Mobil Development Norway A/S	20,0%
	Paladin Resources Norge AS	7,5%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig: 22,0 mill Sm ³ olje	Resterende pr. 31.12.00: 12,5 mill Sm ³ olje
Produksjon	Forventet produksjon i 2001: Olje: 52 000 fat/dag	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 10,3 mrd 2001-kroner Pr. 31.12.00 er det investert totalt 9,0 mrd 2001-kroner	
Driftsorganisasjon	Kristiansund	
Hovedforsyningsbase	Kristiansund	

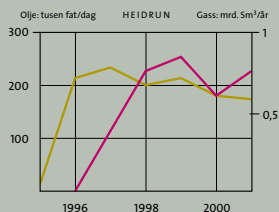
Njord ble påvist i 1986 og ligger ca 30 kilometer vest for Draugen i Norskehavet. Feltet er bygget ut med en halvt nedsenkbar bore-, bolig- og produksjonsplattform i stål. Produksjonen på Njord kom i gang i september 1997. Undervannsbrønnene er knyttet opp til produksjonsplattformen, og oljen lagres 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. Havdypet i området er 330 meter.



Draugen

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 6407/9 - utvinningstillatelse 093. Tildelt 1984.	
Fremdrift	Vedtatt utbygd i Stortinget: Desember 1988 Produksjonsstart: Oktober 1993	
Operatør	A/S Norske Shell	
Rettighetshavere	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 57,88%)	57,88%
	BP Amoco Norge AS	18,36%
	A/S Norske Shell	16,20%
	Norsk Chevron AS	7,56%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig:	Resterende pr. 31.12.00:
	114,2 mill Sm ³ olje	49,2 mill Sm ³ olje
	1,7 mrd Sm ³ gass	1,7 mrd Sm ³ gass
	1,7 mill tonn NGL	1,7 mill tonn NGL
Produksjon	Forventet produksjon i 2001: Olje: 209 000 fat/dag Gass: 0,145 mrd Sm ³ NGL: 0,445 mill tonn	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 22,5 mrd 2001-kroner Pr. 31.12.00 er det investert totalt 20,4 mrd 2001-kroner	
Driftsorganisasjon	Kristiansund	
Hovedforsyningsbase	Kristiansund	

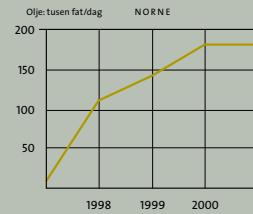
Draugen-feltet ble påvist i 1984. Feltet er bygget ut med en bunnfast betonginnretning (monosokkel) med integrert dekk. Reservene i feltet består hovedsakelig av olje. Den assosierte gassen skipes til Kårstø gjennom en rørledning som er knyttet opp til Åsgard Transport. To rørledninger forbinder plattformen med en flytende lastebøye, og oljen bøye-lastes ute på feltet.



Heidrun

Blokk og utvinningstillatelse	Blokk 6507/7 - utvinningstillatelse 095. Tildelt 1984. Blokk 6507/8 - utvinningstillatelse 124. Tildelt 1986.	
Fremdrift	Vedtatt utbygd i Stortinget: Mai 1991 Produksjonsstart: Oktober 1995	
Operatør	Det norske stats oljeselskap a.s	
Rettighetshavere	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 64,16%)	76,59%
(avrundet til to desimaler)	Norske Conoco A/S	18,29%
	Fortum Petroleum AS	5,12%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig: 183,8 mill Sm ³ olje 20,2 mrd Sm ³ gass 0,1 mill tonn NGL	Resterende pr. 31.12.00: 122,3 mill Sm ³ olje 18,0 mrd Sm ³ gass 0,1 mill tonn NGL
Produksjon	Forventet produksjon i 2001: Olje: 174 000 fat/dag Gass: 0,763 mrd Sm ³ NGL: 0,176 mill tonn	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 52,1 mrd 2001-kroner Pr. 31.12.00 er det investert totalt 41,4 mrd 2001-kroner	
Driftsorganisasjon	Stjørdal	
Hovedforsyningsbase	Kristiansund	

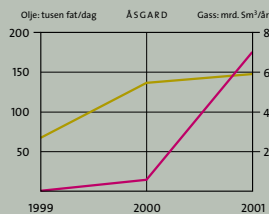
Heidrun-feltet ble påvist i 1985. Feltet er lokalisert på Haltenbanken utenfor Midt-Norge. Revidert plan for utbygging og drift av Heidrun-feltet ble oversendt myndighetene i desember 1989. På grunnlag av denne planen anbefalte regjeringen utbygging av Heidrun-feltet. Feltet er bygget ut med en strekkstagsplattform i betong (TLP - Tension Leg Platform). Havdypet er ca 350 meter. Heidrun 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.



Norne

Blokk og utvinningstillatelse	Blokk 6608/10 - utvinningstillatelse 128. Tildelt 1986. Blokk 6508/1 - utvinningstillatelse 128B. Tildelt 1998.	
Fremdrift	Vedtatt utbygd i Stortinget: Mars 1995 Produksjonsstart: November 1997	
Operatør	Det norske stats oljeselskap a.s	
Rettighetshavere	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 55%)	79,00%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	8,10%
	Norsk Agip A/S	6,90%
	Enterprise Oil Norwegian A/S	6,00%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig:	Resterende pr. 31.12.00:
	84,8 mill Sm ³ olje	59,4 mill Sm ³ olje
	15,0 mrd Sm ³ gass	15 mrd Sm ³ gass
	1,4 mill tonn NGL	1,4 mill tonn NGL
Produksjon	Forventet produksjon i 2001: Olje: 181 000 fat/dag Gass: 1,00 mrd Sm ³ NGL: 0,097 mill tonn	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 14,2 mrd 2001-kroner Pr. 31.12.00 er det investert totalt 11,8 mrd 2001-kroner	
Driftsorganisasjon	Harstad	
Hovedforsyningsbase	Sandnessjøen	

Norne er lokalisert ca 80 km nord for Heidrun-feltet, og ca 200 km fra Helgelandskysten på 380 meters havdyp. Feltet er bygget ut med et produksjons- og lagerskip tilknyttet brønnerammer 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.

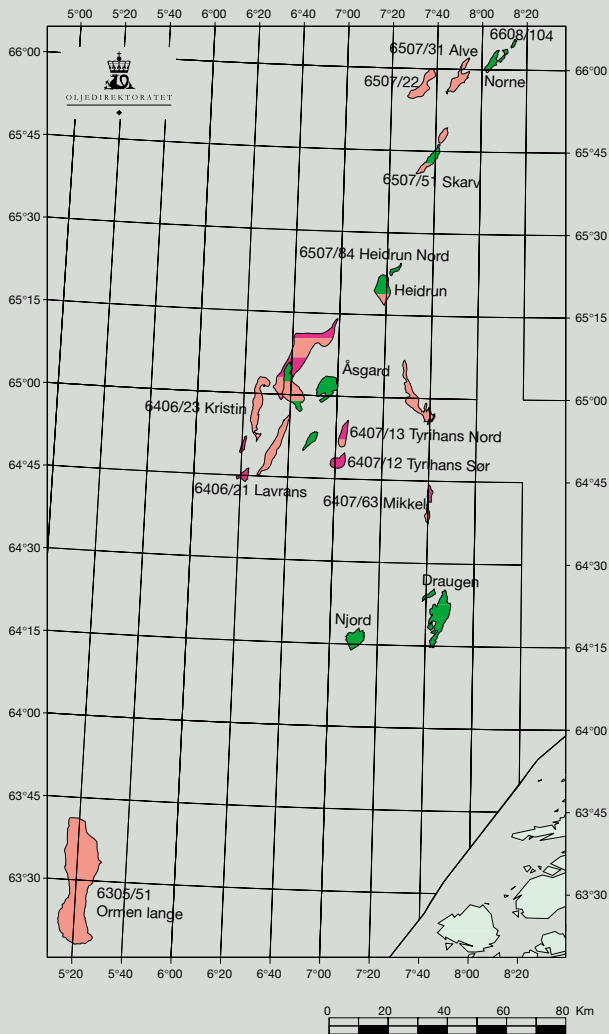


Åsgard

14

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 6507/11 - utvinningstillatelse 062. Tildelt 1981. (6507/11-1 Midgard) Blokk 6407/2 - utvinningstillatelse 074. Tildelt 1982. (6507/11-1 Midgard) Blokk 6506/12 - utvinningstillatelse 094. Tildelt 1984. (6506/12-1 Smørbukk og 6506/12-3 Smørbukk Sør) Blokk 6506/11 - utvinningstillatelse 134. Tildelt 1987. (6506/12-1 Smørbukk) Blokk 6407/3 - utvinningstillatelse 237. Tildelt 1998.	
Fremdrift	Vedtatt utbygd av Stortinget: Juni 1996 Produksjonsstart: 1999/2000	
Operatør	Det norske stats oljeselskap a.s	
Rettighetshavere	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 46,95%)	60,50%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	9,60%
	Norsk Agip A/S	7,90%
	Total Norge AS	7,65%
	Mobil Development Norway A/S	7,35%
	Fortum Petroleum AS	7,00%
Ressurser	Opprinnelig:	Resterende pr. 31.12.00:
	68,5 mill Sm ³ olje	56,8 mill Sm ³ olje
	190,7 mrd Sm ³ gass	190,2 mrd Sm ³ gass
	27,6 mill tonn NGL	27,6 mill tonn NGL
	44,5 mill Sm ³ kondensat	44,5 mill Sm ³ kondensat
Produksjon	Forventet produksjon i 2001: Olje: 148 000 fat/dag Gass: 7,00 mrd Sm ³ NGL: 0,851 mill tonn Kondensat: 3,112 mill Sm ³	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 53,9 mrd 2001-kroner Pr. 31.12.00 er det investert totalt 46,4 mrd 2001-kroner	

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 for olje- og kondensatproduksjon med produksjonsstart mai 1999. Gassen produseres fra en flytende plattform med produksjonsstart oktober 2000. Både gass- og væskefasen bygges ut med undervannsbrønner. 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 og funn i Norskehavet (Kilde: Oljedirektoratet)

Felt der produksjonen er avsluttet

Følgende felt har pr. 31.12.2000 avsluttet produksjonen.

Albuskjell

Blokk	1/6 og 2/4
Godkjent utbygd	1975
Avslutningsplan/ disponering	Avslutningsplan for Ekofisk I ble overlevert myndighetene oktober 1999. I St. meld. nr. 47 (1999-2000) omhandles disponering av rørledningene.
Produksjonsstart	1979
Produksjonsslutt	1998
Total produksjon ila. feltets levetid	Olje: 7,4 mill Sm ³ Gass: 15,9 mrd Sm ³ NGL: 1,0 mill tonn

Cod

Blokk	7/11
Godkjent utbygd	1973
Avslutningsplan/ disponering	Avslutningsplan for Ekofisk I ble overlevert myndighetene oktober 1999. I St. meld. nr. 47 (1999-2000) omhandles disponering av rørledningene.
Produksjonsstart	1977
Produksjonsslutt	1998
Total produksjon ila. feltets levetid	Olje: 2,9 mill Sm ³ Gass: 7,5 mrd Sm ³ NGL: 0,5 mill tonn

Edda

Blokk	2/7
Godkjent utbygd	1975
Avslutningsplan/ disponering	Avslutningsplan for Ekofisk I ble overlevert myndighetene oktober 1999. I St. meld. nr. 47 (1999-2000) omhandles disponering av rørledningene.
Produksjonsstart	1979
Produksjonsslutt	1998
Total produksjon ila. feltets levetid	Olje: 4,8 mill Sm ³ Gass: 2,1 mrd Sm ³ NGL: 0,2 mill tonn

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 ³ Kondensat: 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	1980
Produksjonsslutt	1993
Total produksjon ila. feltets levetid	Gass: 11,6 mrd Sm ³

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: 29,3 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: 9,2 mrd Sm ³ NGL: 1,4 mill tonn

Vest Ekofisk

Blokk	2/4
Godkjent utbygd	1973
Avslutningsplan/ disponering	Avslutningsplan for Ekofisk I ble overlevert myndighetene oktober 1999. I St. meld. nr. 47 (1999-2000) omhandles disponering av rørledningene.
Produksjonsstart	1977
Produksjonsslutt	1998
Total produksjon ila. feltets levetid	Olje: 12,2 mill Sm ³ Gass: 26,9 mrd Sm ³ NGL: 1,4 mill tonn

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: 9,4 mrd Sm ³ Kondensat: 0,1 mill Sm ³