14

Felt i produksjon

Ekofiskområdet

Ekofisk • Valhall • Hod • Gyda • Ula • Yme

Sleipnerområdet

Sleipner Øst • Sleipner Vest • Varg

Friggområdet

Heimdal • Frigg • Frøy • Balder • Jotun

Statfjordområdet

Statfjord • Statfjord Nord • Statfjord Øst
Murchison • Gullfaks • Gullfaks Sør • Rimfaks
Gullveig • Vigdis • Visund • Snorre • Tordis

Oseberg og Trollområdet

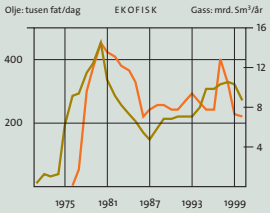
Oseberg • Oseberg Øst • TOGI • Veslefrikk
Brage • Troll fase II • Troll fase I

Norskehavet

Njord • Draugen • Heidrun • Norne • Åsgard

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 AS	
Rettighetshavere (Utvinningstillatelse 018, avrundet til to desimaler)	Phillips Petroleum Norsk AS	35,11%
	Fina Exploration Licenses AS	28,50%
	Norsk Agip AS	12,39%
	Elf Petroleum Norge AS	8,03%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	6,37%
	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 5%)	5,95%
	Total Norge AS	3,37%
	Saga Petroleum ASA	0,29%
	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 (Utvinningstillatelse 018B)	Samme som utvinningstillatelse 018. Albuskjell er fordelt 50/50 mellom utvinningstillatelse 018 (blokk 2/4) og 018B (blokk 1/6, tildelt i 1995).	
Rettighetshavere (Utvinningstillatelse 006, avrundet til to desimaler)	BP Amoco Norge AS	28,33%
	Amerada Hess Norge AS	28,33%
	Enterprise Oil Norwegian A/S	28,33%
	Elf Petroleum Norge AS	15,00%
	Tor-feltet er fordelt med 13,363% på Elf/Amerada Hess (blokk 2/5) og 86,637% på Phillipsgruppen (blokk 2/4).	
Utvinnbare reserver (inkl. Eldfisk, Embla og Tor)	Opprinnelig:	Resterende pr. 31.12.99:
	567,9 mill Sm^3 olje	213,3 mill Sm^3 olje
	211,7 mrd Sm^3 gass	55,7 mrd Sm^3 gass
	19,4 mill tonn NGL	5,2 mill tonn NGL
Produksjon	Forventet produksjon i 2000: Olje: 326 000 fat/dag Gass: 5,277 mrd Sm^3 NGL: 0,6 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 160,8 mrd 2000-kroner Pr. 31.12.99 er det investert totalt 152,7 mrd 2000-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovedforsyningsbase	Phillipsbasen, Tananger	



14

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.

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 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.

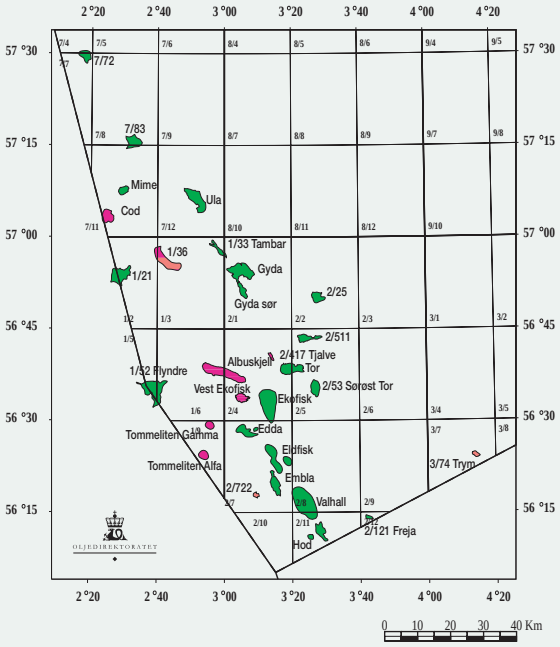
En ny plan for utbygging og drift av Ekofisk-feltet (Ekofisk II) ble vedtatt i 1994, samtidig som Phillipsgruppen fikk forlenget konsesjonstiden til 2028. Et nytt Ekofisk-senter med to nye plattformer er installert på feltet - en brønnhodeplattform ble installert høsten 1996, og en ny plattform for prosessering 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 feltsenteret, og vil følgelig produsere videre. Cod, Edda, Albuskjell og Vest-Ekofisk, er derimot planlagt stengt ned. Plugging av brønner på Cod er startet, men for Edda, Albuskjell og Vest-Ekofisk vil muligheten for videre utnyttelse av reservene bli vurdert.

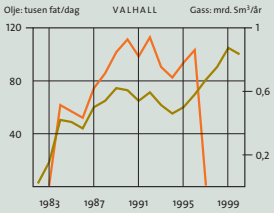
Ekofisk-området består nå totalt av 29 plattformer. I forbindelse med utbyggingen av det nye feltsenteret, vil etter hvert 14 plattformer på norsk side og to plattformer på britisk side stenges ned. Sluttdisponeringsplan for disse plattformene ble overlevert myndighetene høsten 1999.

Plan for utbygging og drift av Eldfisk vanninjeksjon ble vedtatt i 1997. Utbyggingen omfatter en ny plattform med utstyr for vanninjeksjon, gassløft og gassinjeksjon på Eldfisk-feltet, knyttet opp mot en av de eksisterende installasjonene med bro. Etter planen vil plattformen stå klar klar 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)*

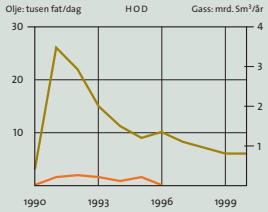


14

Valhall

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 2/8 - utvinningstillatelse 006. Tildelt 1965. Blokk 2/11 - utvinningstillatelse 033. Tildelt 1969.	
Fremdrift	Vedtatt utbygd i Stortinget: Juli 1977 Produksjonsstart: Oktober 1982	
Operatør	BP Amoco Norge AS	
Rettighetshavere (avrundet til to desimaler)	BP Amoco Norge AS Amerada Hess Norge AS Enterprise Oil Norwegian A/S Elf Petroleum Norge AS	28,09% 28,09% 28,09% 15,72%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig: 132,3 mill Sm^3 olje 31,2 mrd Sm^3 gass 4,5 mill tonn NGL	Resterende pr. 31.12.99: 70,5 mill Sm^3 olje 18,8 mrd Sm^3 gass 2,3 mill tonn NGL
Produksjon	Forventet produksjon i 2000: Olje: 99 000 fat/dag NGL: 0,15 mill tonn	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 29,5 mrd 2000-kroner Pr. 31.12.99 er det investert totalt 23,4 mrd 2000-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovedforsyningsbase	Phillipsbasen/Akerbasen, Tananger	

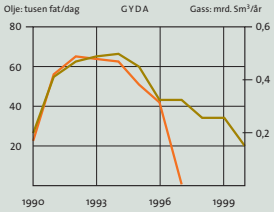
Ilandføringssamtykke for Valhall/Hod, som er lokalisert i den sørlige delen av Nordsjøen, ble gitt i 1977. Valhall er bygget ut på 70 meters dyp med en boreplattform, en kombinert produksjons- og kompresjonsplattform og en boligplattform. Ny plan for utbygging og drift ble fremlagt og godkjent i 1995. En brønnhodeplattform ble installert i 1995. Inntil 19 brønner kommer i produksjon etterhvert som de blir boret og komplettert. Det er også planer om boring av tilleggsbrønner fra den gamle boreplattformen på Valhall. Videre blir injeksjon av vann for å øke utvinningsgraden vurdert. 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. Staten har en 10 prosent netto-overskuddsavtale på blokk 2/11.



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%
	Elf Petroleum Norge AS	25%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig:	Resterende pr. 31.12.99:
	8,2 mill Sm^3 olje	1,8 mill Sm^3 olje
	1,5 mrd Sm^3 gass	0,3 mrd Sm^3 gass
	0,2 mill tonn NGL	
Produksjon	Forventet produksjon i 2000: Olje: 6 000 fat/dag	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 1,7 mrd 2000-kroner Pr. 31.12.99 er det investert totalt 1,7 mrd 2000-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.

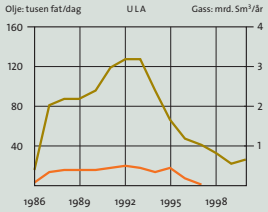


14

Gyda

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 2/1 og 7/12 utvinningstillatelse 019B. Tildelt 1977.	
Fremdrift	Vedtatt utbygd i Stortinget: Juni 1987 Produksjonsstart: Juni 1990	
Operatør	BP Amoco Norge AS	64,25%
Rettighetshavere	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 30%)	30%
	BP Amoco Norge AS	56%
	Norske AEDC A/S	5%
	Norske MOECO A/S	5%
	AS Pelican	4%
Utvinnbare reserver (inkl. Gyda Sør)	Opprinnelig:	Resterende pr. 31.12.99:
	36,3 mill Sm^3 olje	2,7 mill Sm^3 olje
	7,5 mrd Sm^3 gass	
	2,2 mill tonn NGL	0,1 mill tonn NGL
Produksjon (inkl. Gyda Sør)	Forventet produksjon i 2000: Olje: 26 000 fat/dag NGL: 0,14 mill tonn	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 12,1 mrd 2000-kroner Pr. 31.12.99 er det investert totalt 11,3 mrd 2000-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovedforsyningsbase	Sola	

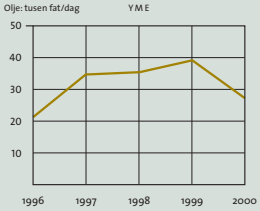
Gyda-feltet, som er lokalisert i den sørlige delen av Nordsjøen, ble funnet i 1980. Feltet er utbygd med en integrert stålplattform på 66 meters havdyp. Oljen blir transportert i egen rørledning tilknyttet rørledningen fra Ula, og videre via Ekofisk-senteret til Teesside. Gassen blir transportert i egen rørledning til Ekofisk-senteret, der den blir solgt til Phillips-gruppen og brukt som brensel. 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 utvinnings-tillatelse	Blokk 7/12 - utvinningstillatelse 019A. Tildelt 1965.	
Fremdrift	Vedtatt utbygd i Stortinget: Mai 1980 Produksjonsstart: Oktober 1986	
Operatør	BP Petroleum Development of Norway AS	
Rettighetshavere	BP Petroleum Development of Norway AS Svenska Petroleum Exploration AS AS Pelican	80% 15% 5%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig: 70 mill Sm^3 olje 3,7 mrd Sm^3 gass 2,5 mill tonn NGL	Resterende pr. 31.12.99: 10,2 mill Sm^3 olje 0,2 mill tonn NGL
Produksjon	Forventet produksjon i 2000: Olje: 26 000 fat/dag NGL: 0,03 mill tonn	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 16,0 mrd 2000-kroner Pr. 31.12.99 er det investert totalt 15,6 mrd 2000-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovedforsyningsbase	Sola	

Ula-feltet ble påvist i 1976 og ligger i den sørlige delen av Nordsjøen. Feltet er bygget ut med 3 konvensjonelle stålplattformer, en prosess-, en bore- og en boligplattform. Havdybden er ca 70 meter. Oljen blir transportert i Ula-rør til Ekofisk-senteret, og videre gjennom Norpipe til Teesside.

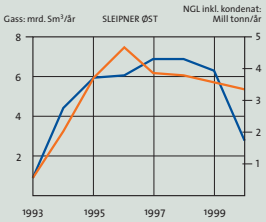


14

Yme

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 9/2 - utvinningstillatelse 114. Tildelt 1985. Blokk 9/2 - utvinningstillatelse 114B. Tildelt 1995. Blokk 9/1, 9/2 og 9/4 - 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%) Saga Petroleum ASA RWE-DEA Norge AS	65% 25% 10%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig: 9,3 mill Sm^3 olje	Resterende pr. 31.12.99: 2,7 mill Sm^3 olje
Produksjon	Forventet produksjon i 2000: Olje: 27 000 fat/dag	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 2,4 mrd 2000-kroner Pr. 31.12.99 er det investert totalt 2,4 mrd 2000-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. Avslutningsplan for Yme er under utarbeidelse, og vil overleveres myndighetene i løpet av først halvår 2000.

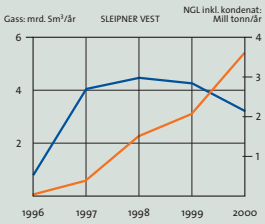


Sleipner Øst

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 15/8 og 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%
	Elf Petroleum Norge AS	10,0%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig:	Resterende pr. 31.12.99:
	50,3 mrd Sm^3 gass	26,4 mrd Sm^3 gass
	11,0 mill tonn NGL	3,5 mill tonn NGL
	25,1 mill Sm^3 kondensat	6,5 mill Sm^3 kondensat
Produksjon	Forventet produksjon i 2000: Gass: 3,183 mrd Sm^3 NGL: 1,188 mill tonn Kondensat: 2,197 mill Sm^3	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 28,8 mrd 2000-kroner Pr. 31.12.99 er det investert totalt 28,0 mrd 2000-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, og er utbygd med Sleipner A, en integrert bore-, produksjons- og boligplattform, to brønnrammer for havbunnsbrønner, en stigerørsplattform og et flammetårn. 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.

Loke Heimdal, et satellittfelt til Sleipner, ble bygget ut med en enkel havbunnsbrønn knyttet opp mot Sleipner A-plattformen. Feltet er ferdig produsert, og ble stengt inn våren 1997. Produksjonen fra satellittfeltet Gungne startet i april 1996 med brønner boret fra Sleipner A. I tillegg er satellittfeltet Loke Trias godkjent utbygd. Feltet produserer fra bunnrammen på Loke Heimdal.



14

Sleipner Vest

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 30/3 - utvinningstillatelse 052. Tildelt 1979. Blokk 15/8 og 15/9 utvinningstillatelse 046. Tildelt 1976.	
Fremdrift	Vedtatt utbygd i Stortinget: Desember 1992 Produksjonsstart: August 1996	
Operatør	Den norske stats oljeselskap a.s	
Rettighetshavere (avrundet til to desimaler)	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 32,37%) Esso Expl. & Prod. Norway A/S Elf Petroleum Norge AS Norsk Hydro Produksjon a.s	49,50% 32,24% 9,41% 8,85%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig: 125,5 mrd Sm^3 gass 8,5 mill tonn NGL 27 mill Sm^3 kondensat	Resterende pr. 31.12.99: 97,1 mrd Sm^3 gass 6,9 mill tonn NGL 19,6 mill Sm^3 kondensat
Produksjon	Forventet produksjon i 2000: Gass: 6,797 mrd Sm^3 NGL: 0,592 mill tonn Kondensat: 2,081 mill Sm^3	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 23,6 mrd 2000-kroner Pr. 31.12.99 er det investert totalt 15,4 mrd 2000-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovedforsyningsbase	Dusavik	

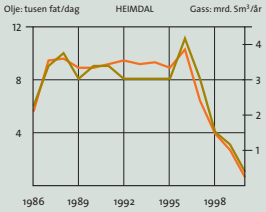
Sleipner Vest ble påvist i 1974. Sleipner Vest er knyttet opp mot Sleipner Øst, og feltene opereres av samme driftsorganisasjon. Feltet er utbygd med to plattformer; brønnhode-plattformen Sleipner B og gassbehandlingsplattformen Sleipner T. Den ubehandlede brønnstrømmen fra Sleipner B transporteres 12 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.

Varg

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 15/12 - utvinningstillatelse 038. Tildelt 1974.	
Fremdrift	Godkjent utbygd av Kongen i Statsråd: Mai 1996 Produksjonsstart: Desember 1998	
Operatør	Saga Petroleum ASA	
Rettighetshavere	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 30%) Saga Petroleum ASA	65% 35%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig: 4,4 mill Sm^3 olje	Resterende pr. 31.12.99: 2,7 mill Sm^3 olje
Produksjon	Forventet produksjon i 2000: Olje: 30 000 fat/dag	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 4,3 mrd 2000-kroner Pr. 31.12.99 er det investert totalt 4,3 mrd 2000-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovedforsyningsbase	Dusavik	

Varg ble påvist i 1984 og er lokalisert sør for Sleipner Øst. Saga overtok som operatør i 1995. 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.

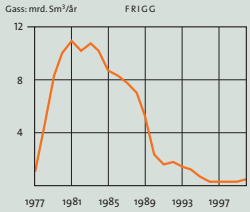


14

Heimdal

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 (avrundet til to desimaler)	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 20%)	40,00%
	Marathon Petroleum Norge A/S	23,80%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	15,80%
	Elf Petroleum Norge AS	11,94%
	Total Norge AS	4,82%
	Saga Petroleum ASA	3,47%
	AS Ugland Rederi	0,17%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig:	Resterende pr. 31.12.99:
	6,9 mill Sm^3 olje	0,8 mill Sm^3 olje
	44,6 mrd Sm^3 gass	2,2 mrd Sm^3 gass
Produksjon	Forventet produksjon i 2000: Olje: 0,04 mill Sm^3 Gass: 0,213 mrd Sm^3 Planlagt produksjonsavslutning: 2002	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 16,9 mrd 2000-kroner Pr. 31.12.99 er det investert totalt 16,8 mrd 2000-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. Produksjonen fra Heimdalfeltet forventes i følge operatøren å opphøre i løpet av 1999. I 1998 mottok departementet utbyggingsplaner for Heimdal Gassenter, som innebærer bygging av en ny stigerørsplattform, samt modifisering og oppgradering av den eksisterende Heimdalplattformen. Ved en slik utbygging sikres langsiktig drift av Heimdalplattformen gjennom å benytte plattformens prosesseringskapasitet som grunnlag for gassbehandling fra Huldrafeltet og andre omkringliggende felt. Departementet godkjente plan for utbygging og drift av Heimdal Gassenter 26. februar 1999.



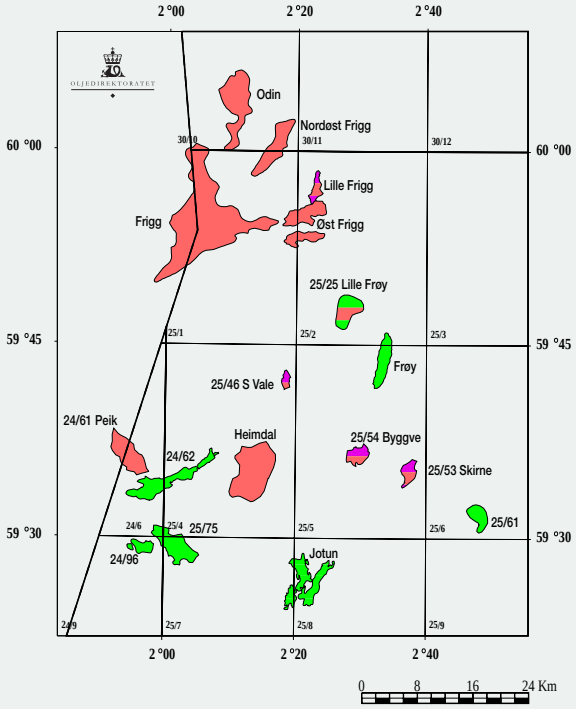
Frigg

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	Vedtatt utbygd i Stortinget: Juni 1974 Produksjonsstart: September 1977	
Operatør	Elf Petroleum Norge AS	
Rettighetshavere (avrundet til to desimaler)	Elf Exploration UK plc	26,12%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	19,99%
	Elf Petroleum Norge AS	16,07%
	Total Norge AS	12,60%
	Den norske stats oljeselskap a.s	12,16%
	Total Oil Marine plc	13,06%
	Etter opsjonsutøvelse har Statoil en 5 prosent andel i blokk 25/1.	
Utvinnbare reserver	Opprinnelig: 119,8 mrd Sm^3 gass 0,5 mill Sm^3 kondensat	Resterende pr. 31.12.99: 7,3 mrd Sm^3 gass
Produksjon	Forventet produksjon i 2000: Gass: 0,4 mrd Sm^3 Planlagt produksjonsavslutning: 2002	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 34,6 mrd 2000-kroner Pr. 31.12.99 er det investert totalt 34,6 mrd 2000-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovedforsyningsbase	Dusavik	

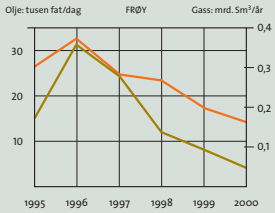
Gjennom en overenskomst mellom Storbritannia og Norge om felles utnyttelse av feltet, har de to lands myndigheter godkjent rettighetshavernes fordeling, slik at norsk andel er fastsatt til 60,82 prosent. Produksjonen startet i 1977 og nådde platået i oktober 1979. Frigg gikk av platå i oktober 1987. Havdybden ved Frigg er ca 100 meter. Installasjonene på feltet har behandlet olje og gass fra Frøy siden sommeren 1995. Produksjonen fra Frøy forventes å opphøre ila. 2000. Det britiske Alwyn-feltet er også tilknyttet Frigg-installasjonene.

14

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.



Friggområdet *(Kilde: Oljedirektoratet)*



Frøy

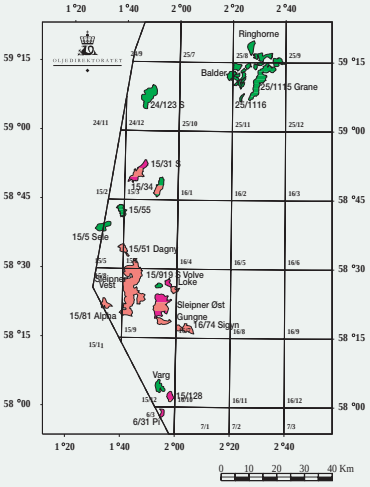
Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 25/2 - utvinningstillatelse 026. Tildelt 1969. Blokk 25/5 - utvinningstillatelse 102B. Tildelt 1985.	
Fremdrift	Vedtatt utbygd i Stortinget: Mai 1992 Produksjonsstart: Mai 1995	
Operatør	Elf Petroleum Norge AS	
Rettighetshavere (avrundet til to desimaler)	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 41,62%) Elf Petroleum Norge AS Total Norge AS Norsk Hydro Produksjon a.s	53,96% 24,76% 15,23% 6,05%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig: 5,5 mill Sm^3 olje 1,6 mrd Sm^3 gass 0,1 mill Sm^3 kondensat	Resterende pr. 31.12.99: 0,2 mill Sm^3 olje 0,4 mrd Sm^3 gass
Produksjon	Forventet produksjon i 2000: Olje: 4000 fat/dag Gass: 0,161 mrd Sm^3 Kondensat: 5 000 Sm^3 Planlagt produksjonsavslutning: 2000	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 6,7 mrd 2000-kroner Pr. 31.12.99 er det investert totalt 6,7 mrd 2000-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 fra Frøy forventes å opphøre i løpet av 2. kvartal 2000.

14

Balder

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 25/11 - utvinningstillatelse 001. Tildelt 1965. Blokk 25/10 - utvinningstillatelse 028. Tildelt 1969.	
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: 26,7 mill Sm^3 olje	Resterende pr. 31.12.99: 25,7 mill Sm^3 olje
Produksjon	Forventet produksjon i 2000: Olje: 95 000 fat/dag	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 10,0 mrd 2000-kroner Pr. 31.12.99 er det investert totalt 9,8 mrd 2000-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovedforsyningsbase	Dusavik	



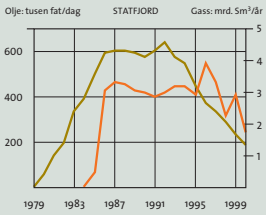
Balder ble påvist i 1967 og er lokalisert i Nordsjøen, ca 85 km nord for Sleipner og 190 km vest av Stavanger. Reservoaret er svært sammensatt og usikkerheten med hensyn til produksjonstekniske egenskaper er fortsatt stor. Havdybden er omlag 125 meter. Feltet er bygget ut med et produksjons-skip med havbunnskompletterte brønner. Oljen prosesseres og lagres på skipet, for deretter å bøyelastes til tankskip.

Sleipner- og Balderområdet *(Kilde: Oljedirektoratet)*

Jotun

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 25/8 - utvinningstillatelse 027. Tildelt 1969. Blokk 25/7 - utvinningstillatelse 103B. Tildelt 1985.	
Fremdrift	Vedtatt utbygd i Stortinget: Juni 1997 Produksjonsstart: September 1999	
Operatør	Esso Expl. & Prod. Norway A/S	
Rettighetshavere (avrundet til to desimaler)	Esso Expl. & Prod. Norway A/S	45,00%
	Enterprise Oil Norwegian A/S	45,00%
	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 3%)	5,00%
	Norske Conoco A/S	3,75%
	Amerada Hess Norge AS	1,25%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig:	Resterende pr. 31.12.99:
	31,1 mill Sm^3 olje	30,2 mill Sm^3 olje
	1,0 mrd Sm^3 gass	1,0 mrd Sm^3 gass
Produksjon	Forventet produksjon i 2000: Olje: 104 000 fat/dag Gass: 0,014 mrd Sm^3	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 9 mrd 2000-kroner Pr. 31.12.99 er det investert totalt 8,2 mrd 2000-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovedforsyningsbase	Dusavik	

Jotun består av de tre reservoarene Elli, Elli Syd og Tau 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.



14

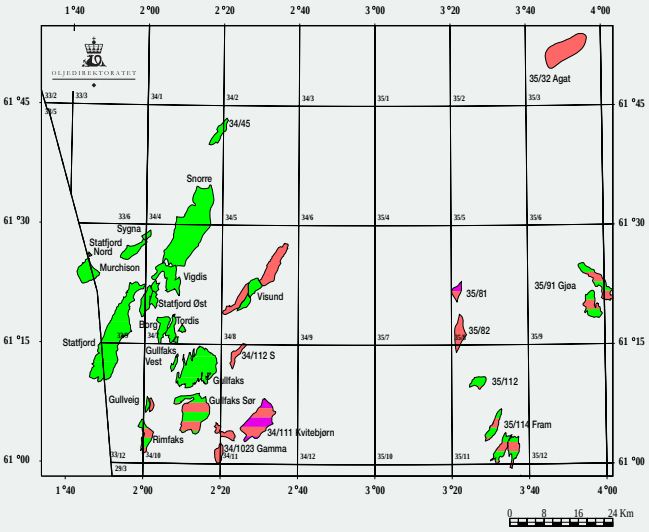
Statfjord

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokkene 33/9 og 33/12 - utvinningstillatelse 037. Tildelt 1973.	
Fremdrift	Vedtatt utbygd i Stortinget: 1976 Produksjonsstart: November 1979	
Operatør	Den norske stats oljeselskap a.s	
Rettighetshavere (hele feltet, avrundet til to desimaler)	Den norske stats oljeselskap a.s	44,34%
	Mobil Development of Norway AS	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 (Norsk andel)	Opprinnelig:	Resterende pr. 31.12.99:
	569,5 mill Sm^3 olje	72,5 mill Sm^3 olje
	56,4 mrd Sm^3 gass	14,6 mrd Sm^3 gass
	13,9 mill tonn NGL	4,3 mill tonn NGL
Produksjon	Forventet produksjon i 2000: Olje: 185 000 fat/dag Gass: 1,704 mrd Sm^3 NGL: 0,421 mill tonn	
Investeringer	Norsk andel av totale investeringer vil ventelig bli 104,5 mrd 2000-kroner. Pr. 31.12.99 er det investert totalt 92,5 mrd 2000-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovedforsyningsbase	Coast Center Base, Sotra og Florø	

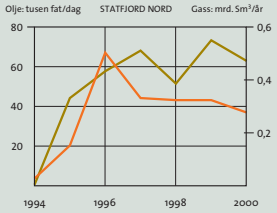
Statfjord-feltet ble påvist i 1974. Feltet er lokalisert på grenselinjen mellom norsk og britisk kontinentalsokkel, i den nordlige delen av Nordsjøen. Statfjord-feltet er bygget ut på ca 145 meters dyp med tre fullt integrerte plattformer med understell og lagerceller av betong, med en samlet behandlingskapasitet 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)*

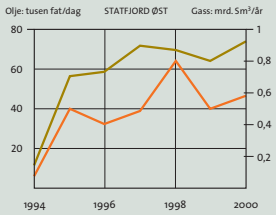


14

Statfjord Nord

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 33/9 - utvinningstillatelse 037. Tildelt 1973.	
Fremdrift	Vedtatt utbygd i Stortinget: Desember 1990 Produksjonsstart: Januar 1995	
Operatør	Den norske stats oljeselskap a.s	
Rettighetshavere (avrundet til to desimaler)	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 30%) Mobil Development of Norway AS Norske Conoco A/S Esso Expl. & Prod. Norway A/S A/S Norske Shell Enterprise Oil Norwegian A/S	51,88% 15,00% 12,08% 10,00% 10,00% 1,04%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig: 41,6 mill Sm^3 olje 3,1 mrd Sm^3 gass 0,7 mill tonn NGL	Resterende pr. 31.12.99: 25,4 mill Sm^3 olje 2,2 mrd Sm^3 gass 0,5 mill tonn NGL
Produksjon	Forventet produksjon i 2000: Olje: 62 000 fat/dag Gass: 0,268 mrd Sm^3 NGL: 0,052 mill tonn	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 6,2 mrd 2000-kroner Pr. 31.12.99 er det investert totalt 5,6 mrd 2000-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovedforsyningsbase	Coast Center Base, Sotra	

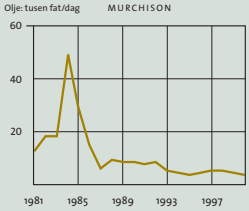
Statfjord Nord ble påvist i 1977. Feltet er lokalisert om lag 17 km nord for Statfjord i blokk 33/9. Feltet er bygget ut med havbunnsinstallasjoner på 250 - 290 meters dyp med brønnstrøms-overføring til Statfjord C for behandling og utskiping av oljen.



Statfjord Øst

Blokk og utvinnings-tillatelse	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	
Rettighetshavere (avrundet til to desimaler)	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 40,5%)	55,05%
	Esso Expl. & Prod. Norway A/S	10,25%
	Mobil Development of Norway AS	7,50%
	Norske Conoco A/S	6,04%
	A/S Norske Shell	5,00%
	Idemitsu Petroleum Norge AS	4,80%
	Saga Petroleum ASA	2,44%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	4,20%
	Elf Petroleum Norge AS	2,80%
	RWE-DEA Norge AS	1,40%
	Enterprise Oil Norwegian A/S	0,52%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig:	Resterende pr. 31.12.99:
	35,7 mill Sm^3 olje	16,3 mill Sm^3 olje
	5,1 mrd Sm^3 gass	3,9 mrd Sm^3 gass
	1,0 mill tonn NGL	0,7 mill tonn NGL
Produksjon	Forventet produksjon i 2000: Olje: 73 000 fat/dag Gass: 0,565 mrd Sm^3 NGL: 0,078 mill tonn	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 5,2 mrd 2000-kroner Pr. 31.12.99 er det investert totalt 4,5 mrd 2000-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 utskiping av oljen.

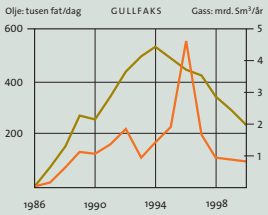


14

Murchison

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 33/9 - utvinningstillatelse 037. Tildelt 1973. 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	9,08%
	Mobil Development of Norway AS	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 (Norsk andel)	Opprinnelig: 13,6 mill Sm^3 olje 0,4 mrd Sm^3 gass 0,4 mill tonn NGL	Resterende pr. 31.12.99: 0,8 mill Sm^3 olje 0,1 mrd Sm^3 gass
Produksjon (Norsk andel)	Forventet produksjon i 2000: Olje: 3 000 fat/dag Gass: 0,003 mrd Sm^3 NGL: 0,005 mill tonn	
Investeringer	Norsk andel av totale investeringer vil ventelig bli 6,3 mrd 2000-kroner Pr. 31.12.99 er det investert totalt 6,3 mrd 2000-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 rettighets-haverne inngikk i 1979 en avtale om felles utnyttelse av 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. Fra og med 1999 har Kerr-McGee North Sea (U.K.) Limited overtatt som operatør etter Oryx UK Energy Company.



Gullfaks

Blokk og utvinnings-tillatelse	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%) Norsk Hydro Produksjon a.s	91% 9%
Utvinnbare ressurser (inkl. Gullfaks Vest og Gullfaks Lunde)	Opprinnelig: 314,8 mill Sm^3 olje 21,2 mrd Sm^3 gass 2 mill tonn NGL	Resterende pr. 31.12.99: 54,8 mill Sm^3 olje 3,5 mrd Sm^3 gass 0,7 mill tonn NGL
Produksjon (inkl. Gullfaks Vest og Gullfaks Lunde)	Forventet produksjon i 2000: Olje: 299 000 fat/dag Gass: 773 mrd Sm^3 NGL: 0,1 mill tonn	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 79,5 mrd 2000-kroner Pr. 31.12.99 er det investert totalt 70,9 mrd 2000-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 i behandlingsplattformene 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 Sm^3 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. Gullfaks-satellittene Gullfaks Sør, Rimfaks og Gullveig ble godkjent utbygd i april 1996. De tre satellittfeltene er bygd ut med undervannsbrønner som blir fjernoperert fra Gullfaks A-plattformen (se omtale på de neste sidene).

Gullfaks Sør

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 34/10 - utvinningstillatelse 050. Tildelt 1978.	
Fremdrift	Godkjent utbygd av Kongen i statsråd: Mars 1996 Produksjonsstart: Mars 1999	
Operatør	Den norske stats oljeselskap a.s	
Rettighetshavere	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 73%) Norsk Hydro Produksjon a.s	91% 9%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig: 32,8 mill Sm^3 olje 61,2 mrd Sm^3 gass	Resterende pr. 31.12.99: 32 mill Sm^3 olje 61,2 mrd Sm^3 gass
Produksjon	Forventet produksjon i 2000: Olje: 37 000 fat/dag	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 13,0 mrd 2000-kroner Pr. 31.12.99 er det investert totalt 5,9 mrd 2000-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovedforsyningsbase	Coast Center Base, Sotra og Florø	

Gullfaks Sør er lokalisert om lag 9 kilometer sør for Gullfaks-feltet. Gullfaks Sør er reservoarmessig komplekst, og det er betydelig usikkerhet knyttet til størrelsen på de utvinnbare reservene. Feltet ble erklært drivverdig av rettighetshaverne i oktober 1993. Rettighetshaverne har gjennomført en faset utbygging av Gullfaks Sør. Plan for utbygging og drift for fase I (oljefasen) ble fremlagt for myndighetene i desember 1995 og godkjent april 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. Gullfaks Sør Fase II er under utbygging. Gassressursene skal tilknyttes Gullfaks C for prosessering til rikgass. Via tilknytning til Statpipe skal rikgassen transporteres til Kårstø for videre prosessering og salg (se kapittel 15; felt under utbygging).

14

Rimfaks

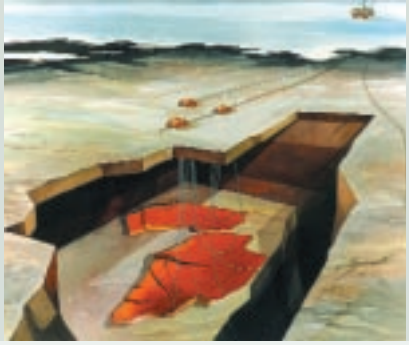
Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 34/10 - utvinningstillatelse 050. Tildelt 1978.	
Fremdrift	Godkjent utbygd av Kongen i statsråd: Mars 1996 Produksjonsstart: Februar 1999	
Operatør	Den norske stats oljeselskap a.s	
Rettighetshavere	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 73%) Norsk Hydro Produksjon a.s	91% 9%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig: 19,5 mill Sm^3 olje	Resterende pr. 31.12.99: 18,1 mill Sm^3 olje
Produksjon	Forventet produksjon i 2000: Olje: 22 000 fat/dag	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 5,6 mrd 2000-kroner Pr. 31.12.99 er det investert totalt 3,8 mrd 2000-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovedforsyningsbase	Coast Center Base, Sotra og Florø	

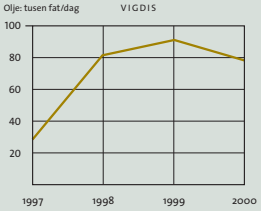
Rimfaks ble påvist i 1983. Feltet ligger på grenselinjen mellom blokk 34/10 og 33/12, ca 15 km sydvest for Gullfaks-feltet. Det er inngått avtale med 037 om salg av produsert olje. Funnet er bygget ut med undervannsbrønner tilknyttet Gullfaks A-plattformen. Plan for utbygging og drift ble fremlagt for myndighetene i desember 1995 og godkjent april 1996. Havdypet i området er 135 meter.

Gullveig

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 34/10 - utvinningstillatelse 050. Tildelt 1978.	
Fremdrift	Godkjent utbygd av Kongen i statsråd: Mars 1996 Produksjonsstart: Oktober 1998	
Operatør	Den norske stats oljeselskap a.s	
Rettighetshavere	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 73%) Norsk Hydro Produksjon a.s	91% 9%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig: 2,7 mill Sm^3 olje 2 mrd Sm^3 gass	Resterende pr. 31.12.99: 2,3 mill Sm^3 olje 2 mrd Sm^3 gass
Produksjon	Forventet produksjon i 2000: Olje: 9000 fat/dag	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 1,0 mrd 2000-kroner Pr. 31.12.99 er det investert totalt 0,9 mrd 2000-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovedforsyningsbase	Coast Center Base, Sotra og Florø	

Gullveig ble påvist i 1995. Funnet er bygget ut med undervannsbrønner tilknyttet Gullfaks A-plattformen. Plan for utbygging og drift ble fremlagt for myndighetene i desember 1995 og godkjent april 1996. Gullveig startet produksjonen 10. oktober 1998.





14

Vigdis

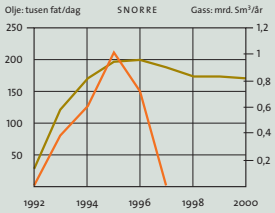
Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 34/7 - utvinningstillatelse 089. Tildelt 1984.	
Fremdrift	Vedtatt utbygd av Kongen i Statsråd: Desember 1994 Produksjonsstart: Juni 1997	
Operatør	Saga Petroleum ASA	
Rettighetshavere	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 51%)	58,22%
	Esso Expl. & Prod. Norway A/S	10,5%
	Idemitsu Petroleum Norge AS	9,6%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	8,4%
	Saga Petroleum ASA	4,88%
	Elf Petroleum Norge AS	5,6%
	RWE-DEA Norge AS	2,8%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig:	Resterende pr. 31.12.99:
	33,3 mill Sm^3 olje	21,9 mill Sm^3 olje
	2,3 mrd Sm^3 gass	2,3 mrd Sm^3 gass
Produksjon	Forventet produksjon i 2000: Olje: 78 000 fat/dag	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 6,8 mrd 2000-kroner Pr. 31.12.99 er det investert totalt 5,1 mrd 2000-kroner	

Vigdis-feltet ble påvist i 1986 og er lokalisert mellom feltene Snorre og Gullfaks. Feltet er bygd ut med havbunnsinstallasjoner på 280 meters dyp 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 og deler av 34/7 - 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	16,1%
	Elf Petroleum Norge AS	7,7%
	Norske Conoco A/S	9,1%
	Saga Petroleum ASA	4,2%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig: 48,5 mill Sm^3 olje	Resterende pr. 31.12.99: 47,9 mill Sm^3 olje
Produksjon	Forventet produksjon i 2000: Olje: 52 000 fat/dag	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 15,7 mrd 2000-kroner Pr. 31.12.99 er det investert totalt 10,2 mrd 2000-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 til myndighetene i september 1995, basert på en faset utbygging med en flytende produksjonsinnretning med lagring og transport av oljen fra Gullfaks C. Departementet fremmet en proposisjon om utbygging av Visund 23. februar 1996. Proposisjonen ble godkjent i Stortinget 29. mars 1996.

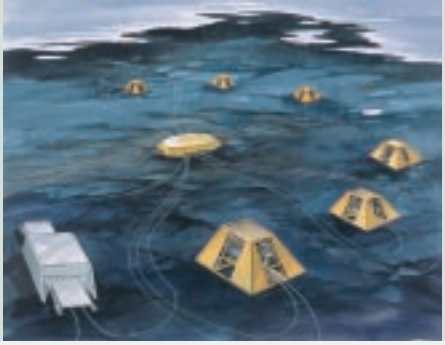


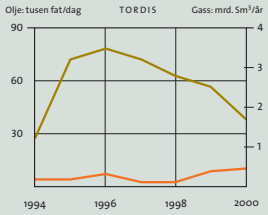
14

Snorre

Blokk og utvinnings-tillatelse	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	Saga Petroleum ASA	
Rettighetshavere	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 31,4%)	44,40%
	Saga Petroleum ASA	8,72%
	Esso Expl. & Prod. Norway A/S	11,16%
	RWE-DEA Norge AS	8,88%
	Idemitsu Petroleum Norge AS	9,60%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	8,93%
	Elf Petroleum Norge AS	5,95%
	Amerada Hess Norge AS	1,18%
	Enterprise Oil Norwegian A/S	1,18%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig:	Resterende pr. 31.12.99:
	225,3 mill Sm^3 olje	153,8 mill Sm^3 olje
	9,2 mrd Sm^3 gass	5,9 mrd Sm^3 gass
	6,0 mill tonn NGL	4,0 mill tonn NGL
Produksjon	Forventet produksjon i 2000: Olje: 168 000 fat/dag Gass: 0,452 mrd Sm^3 NGL: 0,203 mill tonn	
Investeringer	Totale investeringer inkl. Snorre 2 vil ventelig bli 55,8 mrd 2000-kroner Pr. 31.12.99 er det investert totalt 39 mrd 2000-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 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 2) ble vedtatt utbygd i juni 1998. Havdypet varierer fra 300 til 350 meter, økende i nordøstlig retning. Olje og gass transporteres i rør til Statfjord-feltet for ferdigbehandling, lagring og utskiping.



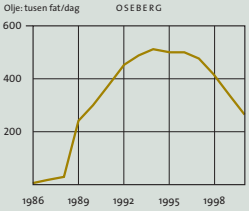


Tordis

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 34/7 - utvinningstillatelse 089. Tildelt 1984.	
Fremdrift	Vedtatt utbygd i Stortinget: Mai 1991 Produksjonsstart: Juni 1994	
Operatør	Saga Petroleum ASA	
Rettighetshavere	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 51%)	58,22%
	Esso Expl. & Prod. Norway A/S	10,5%
	Idemitsu Petroleum Norge AS	9,6%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	8,4%
	Saga Petroleum ASA	4,88%
	Elf Petroleum Norge AS	5,6%
	RWE-DEA Norge AS	2,8%
Utvinnbare reserver (inkl. Tordis Øst og Borg)	Opprinnelig:	Resterende pr. 31.12.99:
	47,7 mill Sm^3 olje	7,2 mill Sm^3 olje
	5,2 mrd Sm^3 gass	1,3 mrd Sm^3 gass
	1,2 mill tonn NGL	0,2 mill tonn NGL
Produksjon	Forventet produksjon i 2000: Olje: 81 000 fat/dag Gass: 21 mrd Sm^3 NGL: 0,13 mill tonn	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 6,9 mrd 2000-kroner Pr. 31.12.99 er det investert totalt 5,7 mrd 2000-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovedforsyningsbase	Florø	

Tordis-området består foruten Tordis-feltet av feltene Tordis Øst og Borg. Tordis-feltet ble påvist i 1987 og 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 havbunnskompletterte brønner koblet til produksjonsanlegget på Tordis. Produksjonen fra Tordis Øst og Borg ble startet opp i henholdsvis juli 1998 og juli 1999.



14

Oseberg

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	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 50,78%)	64,78%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	13,68%
	Saga Petroleum ASA	8,55%
	Elf Petroleum Norge AS	5,77%
	Mobil Development of Norway AS	4,33%
	Total Norge AS	2,88%
Ressurser	Opprinnelig:	Resterende pr. 31.12.99:
Utvinnbare reserver	337,0 mill Sm^3 olje	71,5 mill Sm^3 olje
	34,0 mrd Sm^3 gass	34,0 mrd Sm^3 gass
	8 mill Sm^3 kondensat	8 mill Sm^3 kondensat
Produksjon	Forventet produksjon i 2000: Olje: 265 000 fat/dag Gass: 1,74 mrd Sm^3 Kondensat: 0,311 mill Sm^3	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 62,9 mrd 2000-kroner Pr. 31.12.99 er det investert totalt 60,4 mrd 2000-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovedforsyningsbase	Mongstad	

Første fase av utbyggingen av Oseberg-feltet omfattet et feltsenter 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), plassert 16 kilometer nord for feltsenteret. Oseberg-feltet har en total produksjonskapasitet for olje på ca 500 000 fat/dag. Havdybden er i overkant av 100 meter ved plattformene. Oseberg mottar gass fra Troll-feltet for injeksjon til trykkvedlikehold. Gassen produseres

fra en undervannsmodul 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 2 området på feltet. Oljen fra Oseberg blir ilandført til Sture i Øygarden gjennom Oseberg Transport System (OTS). I desember 1996 ble det godkjent en revidert plan for utbygging og drift der plan for gassfasen beskrives. Planen omfatter bygging av ytterligere en plattform i tilknytning til A- og B-plattformen. Oseberg skal levere gass til kontinentet gjennom en ny rørledning fra Oseberg til Statpipe ved Heimdal. Leveransene skal etter planen starte i oktober år 2000.

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

14

Oseberg Øst

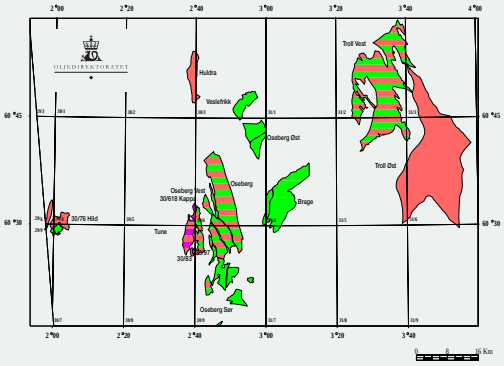
Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 30/6 - utvinningstillatelse 053. Tildelt 1979.	
Fremdrift	Godkjent utbygd av Kongen i Statsråd: Oktober 1996 Produksjonsstart: April 1999	
Operatør	Norsk Hydro Produksjon a.s	
Rettighetshavere (avrundet til to desimaler)	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 45,4%)	59,40%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	12,25%
	Elf Petroleum Norge AS	9,33%
	Saga Petroleum ASA	7,35%
	Mobil Development of Norway AS	7,00%
	Total Norge AS	4,67%
Ressurser	Opprinnelig: 22,8 mill Sm^3 olje 0,8 mrd Sm^3 gass	Resterende pr. 31.12.99: 21,9 mill Sm^3 olje 0,8 mrd Sm^3 gass
Produksjon	Forventet produksjon i 2000: Olje: 43 000 fat/dag	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 4,9 mrd 2000-kroner Pr. 31.12.99 er det investert totalt 4 mrd 2000-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 vil bli transportert i en ny rørledning til den eksisterende Oseberg A-plattformen på Osebergfeltet for videre prosessering og transport gjennom den eksisterende rørledningen Oseberg Transport System (OTS) til Stureterminalen i Øygarden kommune. Vanndypet ved installasjonen er 160 meter.

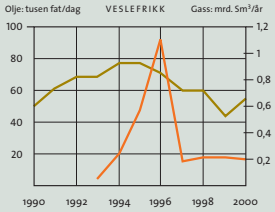
Troll-Oseberg gassinjeksjon (TOGI)

Blokk og utvinnings-tillatelse	Trollmodulprosjektet drives av det samordnede Troll-feltet. Blokker og utvinningstillatelser er de samme 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	Totale investeringer vil ventelig bli 3,6 mrd 2000-kroner Pr. 31.12.99 er det investert totalt 3,6 mrd 2000-kroner

Troll-modulen leverer gass til reinjeksjon i Oseberg og består av en undervannsmodul med fem brønner som er fjernstyrt fra Oseberg-feltet. Hensikten er å øke oljeutvinningen fra Oseberg. Gassen transporteres til Oseberg i en 20" rørledning.



Oseberg- og Trollområdet *(Kilde: Oljedirektoratet)*

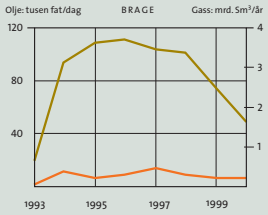


14

Veslefrikk

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 30/3 - utvinningstillatelse 052. 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%
	Petro-Canada Norge AS	9,00%
	Svenska Petroleum Exploration AS	4,50%
	Norske RWE-DEA AS	2,25%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig:	Resterende pr. 31.12.99:
	54,5 mill Sm^3 olje	18,7 mill Sm^3 olje
	9,6 mrd Sm^3 gass	7,9 mrd Sm^3 gass
	1,3 mill tonn NGL	0,3 mill tonn NGL
Produksjon	Forventet produksjon i 2000: Olje: 54 000 fat/dag Gass: 0,204 mrd Sm^3 NGL: 0,127 mill tonn	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 14,8 mrd 2000-kroner Pr. 31.12.99 er det investert totalt 12,5 mrd 2000-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovedforsyningsbase	Coast Center Base, Sotra og Florø	

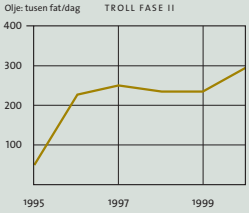
Veslefrikk er bygget ut med en bunnfast brønnhodeplattform og en halvt nedsenkbar plattform med prosessanlegg og boligkvarter (Veslefrikk B). Oljen fra Veslefrikk blir transportert til land via A-plattformen på Osebergfeltet og gjennom Oseberg Transportsystem (OTS) til råoljeterminalen på Sture i Øygarden kommune. Gassen blir transportert gjennom Statpipe. Havdybden ved installasjonene er 175 meter. Veslefrikk B ble sommeren 1999 tatt på land for å forsterke stålunderstellet. Ved landoppholdet ble det også gjennomført modifiseringsarbeider for å klargjøre plattformen for behandling av gass fra Huldrafeltet.



Brage

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 30/6 - utvinningstillatelse 053. Tildelt 1979. 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	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 34,3%)	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:	Resterende pr. 31.12.99:
	46,7 mill Sm^3 olje	12,5 mill Sm^3 olje
	2,6 mrd Sm^3 gass	1,1 mrd Sm^3 gass
	0,7 mill tonn NGL	0,2 mill tonn NGL
Produksjon	Forventet produksjon i 2000: Olje: 48 000 fat/dag Gass: 0,184 mrd Sm^3 NGL: 0,052 mill tonn	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 14 mrd 2000-kroner Pr. 31.12.99 er det investert totalt 13,5 mrd 2000-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. 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.



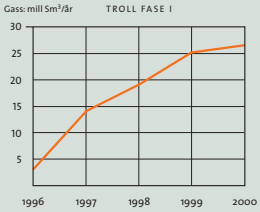
14

Troll Fase II

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 31/2 utvinningstillatelse 054. Tildelt 1979. Blokkene 31/3, 31/5 og 31/6 - utvinningstillatelse 085.	
Fremdrift	Utvinningstillatelse 085 ble tildelt utenom konsesjonsrunde i 1983. Feltet er samordnet fra januar 1987. Vedtatt utbygd i Stortinget: Mai 1992 Produksjonsstart: September 1995	
Operatør	Norsk Hydro Produksjon a.s	
Rettighetshavere (avrundet til to desimaler)	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 62,93%)	76,80%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	7,72%
	A/S Norske Shell	8,10%
	Saga Petroleum ASA	2,06%
	Elf Petroleum 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: 195 mill Sm^3 olje Gassreservene er inkludert i Troll fase 1	Resterende pr. 31.12.99: 136,5 mill Sm^3 olje
Produksjon	Forventet produksjon i 2000: Olje: 293 000 fat/dag	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 48,7 mrd 2000-kroner Pr. 31.12.99 er det investert totalt 39,2 mrd 2000-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovedforsyningsbase	Mongstad	

Det er et tynt oljeførende lag i hele Trollfeltet, og det er kun i Troll Vest dette laget er så tykt at det er drivverdig. Oljen i Troll Vest er lokalisert i to provinser. I oljeprovinsen er de oljeførende lagene 22 til 27 meter tykke. I gassprovinsen er det et tynt oljeførende lag på 11 til 14 meter. Operatøren foretok testproduksjon i 1990 og 1991 fra de to provinsene med positivt resultat. Oljen i oljeprovinsen utvinnes ved hjelp av horisontalt borede brønner knyttet opp mot en flytende produksjonsplattform, Troll B. Alle 18 opprinnelig planlagte produksjonsbrønner på oljeprovinsen er nå 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. 31.12.99 er 18 av totalt planlagt 50 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. 31.12.99 er ni brønner satt i drift. Oljen fra Troll C ilandføres gjennom Troll Oljerør II til Mongstad. Den assosierte gassen blir eksportert via Troll A plattformen.



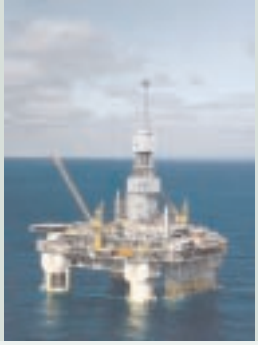
14

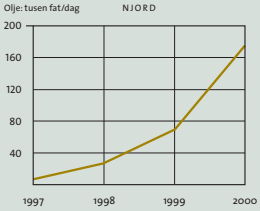
Troll Fase I

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 31/2 utvinningstillatelse 054. Tildelt 1979. Blokkene 31/3, 31/5 og 31/6 utvinningstillatelse 085. Utvinningstillatelse 085 ble tildelt utenom konsesjonsrunde i 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	7,72%
	A/S Norske Shell	8,10%
	Saga Petroleum ASA	2,06%
	Elf Petroleum 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: 653 mrd Sm^3 gass 12,7 mill tonn NGL	Resterende pr. 31.12.99: 588,1 mrd Sm^3 gass 12,7 mill tonn NGL
Produksjon	Forventet produksjon i 2000: Gass: 26,521 mrd Sm^3 Olje: 12 000 fat/dag NGL: 0,523 mill tonn	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 47,2 mrd 2000-kroner Pr. 31.12.99 er det investert totalt 39,5 mrd 2000-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 Sture og 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. Deler av kondensatet sendes til Sture, mens kondensatet til flertallet i Trollisensen sendes til Vestprosessanlegget på Mongstad.



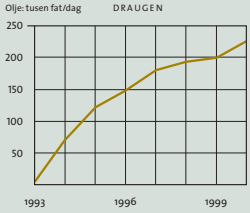


14

Njord

Blokk og utvinnings-tillatelse	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 of Norway AS	20,0%
	Petro-Canada Norge AS	7,5%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig: 28,4 mill Sm^3 olje	Resterende pr. 31.12.99: 22,8 mill Sm^3 olje
Produksjon	Forventet produksjon i 2000: Olje: 60 000 fat/dag	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 8,9 mrd 2000-kroner Pr. 31.12.99 er det investert totalt 7,7 mrd 2000-kroner	
Driftsorganisasjon	Kristiansund	
Hovedforsyningsbase	Kristiansund	

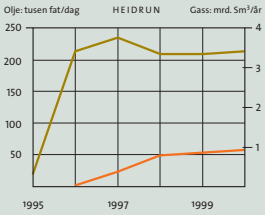
Njord ble påvist i 1986 og ligger ca 30 kilometer vest for Draugen i Norskehavet. Feltet er bygget ut med en halvt nedsenkbar bore-, bolig- og produksjonsplattform i stål. Produksjonen på Njord kom i gang i september 1997. Undervannsbrønnene er knyttet opp til produksjonsplattformen, og oljen lagres 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. Det planlegges fjernstyring av Njord B fra plattformen Njord A. 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: 111,6 mill Sm^3 olje	Resterende pr. 31.12.99: 58,4 mill Sm^3 olje
Produksjon	Forventet produksjon i 2000: Olje: 223 000 fat/dag Gass: 0,035 mrd Sm^3 NGL: 0,978 mill tonn	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 21,8 mrd 2000-kroner Pr. 31.12.99 er det investert totalt 18,8 mrd 2000-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 blir for tiden reinjisert, men en utbygging av eksportløsning vil knytte Draugen opp til Åsgard Transport. To rørledninger forbinder plattformen med en flytende lastebøye, og oljen bøyelastes ute på feltet.

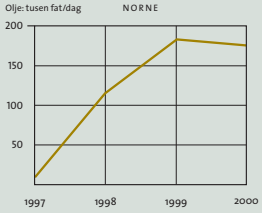


14

Heidrun

Blokk og utvinnings-tillatelse	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 (avrundet til to desimaler)	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 64,16%) Norske Conoco A/S Fortum Petroleum AS	76,59% 18,29% 5,12%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig: 183,8 mill Sm^3 olje 19,9 mrd Sm^3 gass 0,1 mill tonn NGL	Resterende pr. 31.12.99: 132,9 mill Sm^3 olje 18,3 mrd Sm^3 gass 0,1 mill tonn NGL
Produksjon	Forventet produksjon i 2000: Olje: 211 000 fat/dag Gass: 0,88 mrd Sm^3 NGL: 0,028 mill tonn	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 47,5 mrd 2000-kroner Pr. 31.12.99 er det investert totalt 37,9 mrd 2000-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 er under utbygging, og vil knytte Heidrun opp mot Åsgard Transport.



Norne

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 6508/10 og 1608/11 - utvinningstillatelse 128. Tildelt 1986. Blokk 6508/B - 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%)	79,0%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	8,1%
	Norsk Agip A/S	6,9%
	Enterprise Oil Norwegian A/S	6,0%
Utvinnbare reserver	Opprinnelig:	Resterende pr. 31.12.99:
	80,4 mill Sm^3 olje	65,1 mill Sm^3 olje
	15 mrd Sm^3 gass	15 mrd Sm^3 gass
	1,1 mill tonn NGL	1,1 mill tonn NGL
Produksjon	Forventet produksjon i 2000: Olje: 175 000 fat/dag Gass: 0,375 mrd Sm^3 NGL: 0,035 mill tonn	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 13,8 mrd 2000-kroner Pr. 31.12.99 er det investert totalt 11,0 mrd 2000-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 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. Skytteltankskip kan knytte seg til akterpartiet på produksjonsskipet og laste olje. Norne har behov for å eksportere den produserte gassen, og plan for å bygge et gassrør fra Norne til Åsgard Transport er oversendt myndighetene.

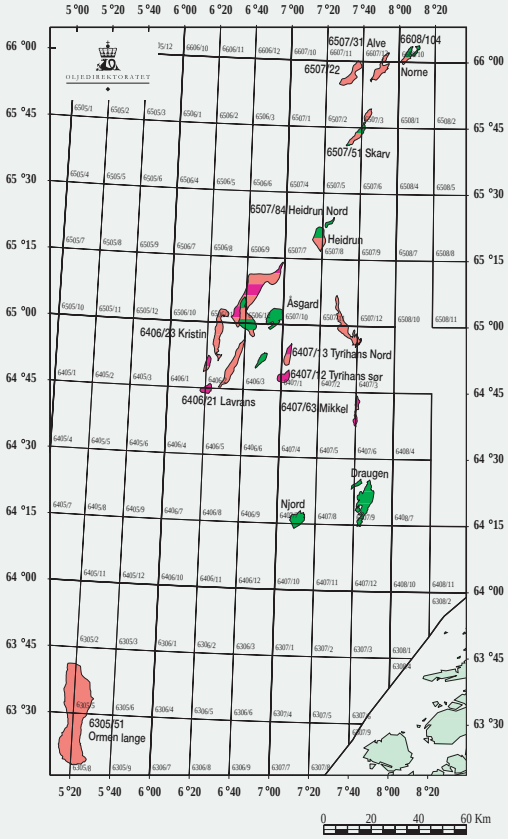
14

Åsgard

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 Agip A/S	7,90%
	Total Norge AS	7,65%
	Mobil Development of Norway AS	7,35%
	Fortum Petroleum AS	7,00%
	Saga Petroleum ASA	7,00%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	2,60%
Ressurser	Opprinnelig:	Resterende pr. 31.12.99:
	64,6 mill Sm^3 olje	60,7 mill Sm^3 olje
	198,1 mrd Sm^3 gass	198,1 mrd Sm^3 gass
	28 mill tonn NGL	28 mill tonn NGL
	49 mill Sm^3 kondensat	49 mill Sm^3 kondensat
Produksjon	Forventet produksjon i 2000: Olje: 159 000 fat/dag Gass: 1,37 mrd Sm^3 NGL: 0,07 mill tonn Kondensat: 0,99 mill Sm^3	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 43,8 mrd 2000-kroner Pr. 31.12.99 er det investert totalt 35,9 mrd 2000-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 produksjons-start mai 1999. Gassen skal produseres fra en flytende plattform med produksjonsstart

1. oktober 2000. Både gass- og væskefasen bygges ut med undervannsbrønner. Rikgass vil bli transportert gjennom rørledningen Åsgard Transport for prosessering / fraksjonering av våtgasskomponentene i gassbehandlingsanlegg på Kårstø. Tørrgassen vil bli transportert videre fra Kårstø til kontinentet gjennom rørledningen Europipe II.



Felt og funn i Norskehavet *(Kilde: Oljedirektoratet)*