

15 Felt og prosjekt under utbygging

Fram Vest	135
Grane	135
Kristin (Haltenbanken Vest)	136
Kvitebjørn	136
Mikkel	137
Sigyn	137
Snøhvit (inkl. Albatross og Askeladd)	138
Tune	139
Vale	139
Valhall Flanker	140
Valhall Vanninjeksjon	140

Fram Vest

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

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

Grane

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

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

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

Kristin (Haltenbanken Vest)

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 6506/11 - utvinningstillatelse 134B. Tildelt 2000. Blokk 6406/2 - utvinningstillatelse 199. Tildelt 1993. Blokk 6406/1 og 6406/5 - utvinningstillatelse 257. Tildelt 2000.												
Fremdrift	Godkjent utbygd i Stortinget: Desember 2001 Planlagt produksjonsstart: Oktober 2005												
Operatør	Statoil ASA												
Rettighetshavere	<table border="0"> <tr> <td>Statoil ASA</td> <td>46,6 %</td> </tr> <tr> <td>Petoro AS¹</td> <td>18,9 %</td> </tr> <tr> <td>Norsk Hydro Produksjon a.s</td> <td>12,0 %</td> </tr> <tr> <td>Mobil Development Norway A/S</td> <td>10,5 %</td> </tr> <tr> <td>Norsk Agip A/S</td> <td>9,0 %</td> </tr> <tr> <td>TotalFinaElf Exploration Norge AS</td> <td>3,0 %</td> </tr> </table>	Statoil ASA	46,6 %	Petoro AS ¹	18,9 %	Norsk Hydro Produksjon a.s	12,0 %	Mobil Development Norway A/S	10,5 %	Norsk Agip A/S	9,0 %	TotalFinaElf Exploration Norge AS	3,0 %
Statoil ASA	46,6 %												
Petoro AS ¹	18,9 %												
Norsk Hydro Produksjon a.s	12,0 %												
Mobil Development Norway A/S	10,5 %												
Norsk Agip A/S	9,0 %												
TotalFinaElf Exploration Norge AS	3,0 %												
Ressurser (Kristin)	Gass: 34,9 mrd Sm ³ NGL: 8,5 mill tonn Kondensat: 34,6 mill Sm ³												
Investeringer (Kristin)	Totale investeringer vil ventelig bli 16,3 mrd 2002-kroner												

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

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

Kvitebjørn

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 34/11 - utvinningstillatelse 193. Tildelt 1993.								
Fremdrift	Godkjent utbygd i Stortinget: Juni 2000 Planlagt produksjonsstart: Oktober 2004								
Operatør	Statoil ASA								
Rettighetshavere	<table border="0"> <tr> <td>Statoil ASA</td> <td>50%</td> </tr> <tr> <td>Petoro AS¹</td> <td>30%</td> </tr> <tr> <td>Norsk Hydro Produksjon a.s</td> <td>15%</td> </tr> <tr> <td>TotalFinaElf Exploration Norge AS</td> <td>5%</td> </tr> </table>	Statoil ASA	50%	Petoro AS ¹	30%	Norsk Hydro Produksjon a.s	15%	TotalFinaElf Exploration Norge AS	5%
Statoil ASA	50%								
Petoro AS ¹	30%								
Norsk Hydro Produksjon a.s	15%								
TotalFinaElf Exploration Norge AS	5%								
Utvinnbare reserver	Gass: 54,2 mrd Sm ³ NGL: 0,5 mill tonn Kondensat: 20,6 mill Sm ³								
Investeringer	Investeringer i felt og rørledninger er anslått til 9,1 mrd 2002-kroner								

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

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

Mikkel

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

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

Sigyn

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

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

Snøhvit (inkl. Albatross og Askeladd)

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

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

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

Tune

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

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

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

Vale

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

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

Valhall Flanker

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

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

Valhall Vanninjeksjon

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

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

