

# 13 Felt og prosjekt under utbygging

(Godkjente utbygginger som betraktes som oppgradering av eksisterende felt er omtalt i kapittel 12. Dette selv om utbyggingen har krevd egen godkjenning for Plan for Utbygging og Drift )

Fram .....	131
Grane .....	131
Kristin (Haltenbanken Vest) .....	132
Kvitebjørn .....	132
Mikkel .....	133
Skirnee (inkl. Byggve) .....	133
Snøhvit (inkl. Albatross og Askeladd) .....	134

## Fram

<b>Blokk og utvinnings-tillatelse</b>	Blokk 35/11 - utvinningstillatelse 090. Tildelt 1984.	
<b>Fremdrift</b>	Godkjent utbygd av Kongen i statsråd: Mars 2001 Planlagt produksjonsstart: Oktober 2003	
<b>Operatør</b>	Norsk Hydro Produksjon a.s	
<b>Rettighetshavere</b>	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 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	Olje: 16,1 mill Sm <sup>3</sup> Gass: 3,7 mrd Sm <sup>3</sup> NGL: 0,1 mill tonn	
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer vil ventelig bli 7,4 mrd 2003-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/Gjøaområdet. 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

<b>Blokk og utvinnings-tillatelse</b>	Blokk 25/11 - utvinningstillatelse 001. Tildelt 1965. Blokk 25/11 - utvinningstillatelse 169 B1. Tildelt 1991, fradelt 2000. Blokk 25/11 - utvinningstillatelse 169 B2. Tildelt 1991, fradelt 2000.	
<b>Fremdrift</b>	Godkjent utbygd i Stortinget: Juni 2000 Planlagt produksjonsstart: 4. kvartal 2003	
<b>Operatør</b>	Norsk Hydro Produksjon a.s	
<b>Rettighetshavere</b>	Norsk Hydro Produksjon a.s	38,0 %
	Petoro AS <sup>1</sup>	30,0 %
	Esso Expl. & Prod. Norway AS	25,6 %
	Norske Conoco A/S	6,4 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	Olje: 120 mill Sm <sup>3</sup>	
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer vil ventelig bli 14,4 mrd 2003-kroner	

<sup>1</sup> 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 platånivå 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)

<b>Blokk og utvinnings-</b>	Blokk 6506/11 - utvinningstillatelse 134B. Tildelt 1987, fradelt 2000.	
<b>tillatelse</b>	Blokk 6406/2 - utvinningstillatelse 199. Tildelt 1993. Blokk 6406/1 og 6406/5 - utvinningstillatelse 257. Tildelt 2000.	
<b>Fremdrift</b>	Godkjent utbygd i Stortinget: Desember 2001 Planlagt produksjonsstart: Oktober 2005	
<b>Operatør</b>	Statoil ASA	
<b>Rettighetshavere</b>	Statoil ASA	46,6 %
	Petoro AS <sup>1</sup>	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 %
<b>Ressurser (Kristin)</b>	Gass: 34,9 mrd Sm <sup>3</sup> NGL: 8,5 mill tonn Kondensat: 34,6 mill Sm <sup>3</sup>	
<b>Investeringer (Kristin)</b>	Totale investeringer vil ventelig bli 17,1 mrd 2003-kroner	

<sup>1</sup> 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 utskipning med skytteltanker.

## Kvitebjørn

<b>Blokk og utvinnings-</b>	Blokk 34/11 - utvinningstillatelse 193. Tildelt 1993.	
<b>tillatelse</b>		
<b>Fremdrift</b>	Godkjent utbygd i Stortinget: Juni 2000 Planlagt produksjonsstart: Oktober 2004	
<b>Operatør</b>	Statoil ASA	
<b>Rettighetshavere</b>	Statoil ASA	50 %
	Petoro AS <sup>1</sup>	30 %
	Norsk Hydro Produksjon a.s	15 %
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	5 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	Gass: 51,8 mrd Sm <sup>3</sup> NGL: 0,5 mill tonn Kondensat: 20,4 mill Sm <sup>3</sup>	
<b>Investeringer</b>	Investeringer i felt og rørledninger er anslått til 9,5 mrd 2003-kroner	

<sup>1</sup> 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. Sm<sup>3</sup> rikgass og 10 000 Sm<sup>3</sup> 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

<b>Blokk og utvinnings-tillatelse</b>	Blokk 6407/6 - utvinningstillatelse 092. Tildelt 1984. Blokk 6407/5 - utvinningstillatelse 121. Tildelt 1986.	
<b>Fremdrift</b>	Godkjent utbygd av Kongen i statsråd: September 2001 Planlagt produksjonsstart: Oktober 2003	
<b>Operatør</b>	Statoil ASA	
<b>Rettighetshavere</b>	Statoil ASA	41,60 %
	Mobil Development Norway A/S	33,48 %
	Norsk Hydro Produksjon a.s	10,00 %
	Norsk Agip AS	7,90 %
	Fortum Petroleum AS	7,00 %
<b>Ressurser</b>	Gass: 19,8 mrd Sm <sup>3</sup> NGL: 4,2 mill tonn Kondensat: 5,5 mill Sm <sup>3</sup>	
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer vil ventelig bli 2,5 mrd 2003-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 som en undervannsutbygging med oppkobling til Åsgard B via Midgard, bestående av to brønnrammer 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 utskilning av våtgasskomponentene. Det utskilte kondensatet vil bli stabilisert på Åsgard B, og lagret og skiptet fra feltet sammen med Åsgards eget kondensat.

## Skirne (Inkl. Byggve)

<b>Blokk og utvinnings-tillatelse</b>	Blokk 25/5 - utvinningstillatelse 102. Tildelt 1985.	
<b>Fremdrift</b>	Godkjent av Kronprinsregenten i statsråd 5. juli 2002 Planlagt produksjonsstart: Mars 2004	
<b>Operatør</b>	TotalFinaElf Exploration Norge AS	
<b>Rettighetshavere</b>	TotalFinaElf Exploration Norge AS	40 %
	Petoro AS <sup>1</sup>	30 %
	Marathon Petroleum Norge AS	20 %
	Norsk Hydro Produksjon a.s	10 %
<b>Ressurser</b>	Olje: 1,7 mill Sm <sup>3</sup> Gass: 6,7 mrd Sm <sup>3</sup>	
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer vil ventelig bli 2,1 mrd 2003-kroner	

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

Skirne ble påvist i 1990, Byggve ble påvist året etter. De to funnene ligger om lag 20 km øst for Heimdal. Utbyggingen vil bestå av en brønnhodeplattform for hvert funn og en 24 km lang felles rørledning til Heimdal.

## Snøhvit (inkl. Albatross og Askeladd)

<b>Blokk og utvinnings-tillatelse</b>	Blokk 7120/5 og blokk 7121/5 - utvinningstillatelse 110. Tildelt 1985. Blokk 7120/6 - utvinningstillatelse 097. Tildelt 1984. Blokk 7120/7 - utvinningstillatelse 077. Tildelt 1982. Blokk 7120/8 - utvinningstillatelse 064. Tildelt 1981. Blokk 7120/9 - utvinningstillatelse 078. Tildelt 1982. Blokk 7121/4 - utvinningstillatelse 099. Tildelt 1984. Blokk 7121/7 - utvinningstillatelse 100. Tildelt 1984.	
<b>Fremdrift</b>	Godkjent utbygd i Stortinget 7. mars 2002 Planlagt produksjonsstart 2006	
<b>Operatør</b>	Statoil ASA	
<b>Rettighetshavere</b>	Petoro AS <sup>1</sup> Statoil ASA TotalFinaElf Exploration Norge AS Gaz de France Norge AS Norsk Hydro Produksjon a.s Amerada Hess Norge AS RWE-DEA Norge AS Svenska Petroleum Exploration AS	30,00 % 22,29 % 18,40 % 12,00 % 10,00 % 3,26 % 2,81 % 1,24 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	Gass: 151,0 mrd Sm <sup>3</sup> NGL: 5,1 mill tonn Kondensat: 17,9 mill Sm <sup>3</sup>	
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer (ekskl. LNG-anlegg) vil ventelig bli 24,4 mrd 2003- kroner.	

<sup>1</sup> 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. Investeringene for LNG-anlegget vil ventelig beløpe seg til 17 mrd 2003-kroner. Oppstart av gassproduksjonen er planlagt til 2006.

