



15

## Felt og prosjekt under utbygging

Tune

Huldra

Gullfaks Sør Fase 2

Snorre B

Grane

Ringhorne

Kvitebjørn

Tambar

Glitne

Valhall Vanninjeksjon

## Tune

<b>Blokk og utvinnings- tillatelse</b>	Blokk 30/5 - utvinningstillatelse 034. Tildelt 1969. Blokk 30/6 - utvinningstillatelse 053. Tildelt 1979. Blokk 30/8 - utvinningstillatelse 190. Tildelt 1993.	
<b>Fremdrift</b>	Vedtatt utbygd av Kongen i statsråd: Desember 1999 Planlagt produksjonsstart: 1. oktober 2002	
<b>Operatør</b>	Norsk Hydro Produksjon a.s	
<b>Rettighetshavere</b>	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 50%) Norsk Hydro Produksjon a.s TotalFinaElf Exploration Norge AS Total Norge AS	50% 30% 10% 10%
<b>Utvinnbare reserver</b>	Gass: 24 mrd Sm <sup>3</sup> NGL: 0,1 mill tonn Kondensat: 6,1 mill Sm <sup>3</sup>	
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer vil ventelig bli 2,7 mrd 2001-kroner.	

Tune strekker seg over tre lisenser, hvor hovedtyngden av reservene er lokalisert i utvinnings-tillatelse 190. Feltet skal bygges ut som en satellitt til Oseberg D-plattformen. Planlagt produksjonsstart er sommeren 2002 med regulære gassleveranser fra 1. oktober 2002. Rettighetshaverne i utvinningstillatelse 190 er gjennom avtaler gitt eiendomsretten til all produsert petroleum fra den del av Tunereservoaret som strekker seg inn i utvinningstillatelse 053.

## Huldra

<b>Blokk og utvinnings- tillatelse</b>	Blokk 30/2 - utvinningstillatelse 051. Tildelt 1979. Blokk 30/3 - utvinningstillatelse 052. Tildelt 1979.	
<b>Fremdrift</b>	Vedtatt utbygd i Stortinget: Februar 1999 Produksjonsstart: Oktober 2001	
<b>Operatør</b>	Den norske stats oljeselskap a.s	
<b>Rettighetshavere</b> (avrundet til to desimaler)	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 31,96%) Total Norge AS Norske Conoco A/S Paladin Resources Norge AS Svenska Petroleum Exploration A/S	51,62% 24,33% 23,34% 0,50% 0,21%
<b>Utvinnbare reserver</b>	Gass: 19,1 mrd Sm <sup>3</sup> NGL: 0,3 mill tonn Kondensat: 7,4 mill Sm <sup>3</sup>	
<b>Produksjon</b>	Planlagt platanivå er 3,2 mrd Sm <sup>3</sup> gass og 1,7 mill Sm <sup>3</sup> kondensat Forventet produksjon i 2001: Gass: 0,807 mrd Sm <sup>3</sup> NGL: 0,014 mill tonn Kondensat: 0,434 mill Sm <sup>3</sup>	

<b>Investeringer</b>	Totale investeringer vil ventelig bli 5,5 mrd 2001-kroner
----------------------	---

Huldra ble påvist i 1982. Plan for utbygging og drift ble oversendt myndighetene i desember 1997. Utbyggingskonseptet er basert på en ubemannet brønnhodeplattform med rørledninger til mottakenheter for prosessering av kondensat og gass. Konseptet forutsetter bruk av oppjekkbar borerigg. Havdybden er 125 meter. Huldra har fått gass-allokering og start av kommersielle gassleveranser er planlagt fra 1. oktober 2001.

### Gullfaks Sør Fase 2

<b>Blokk og utvinnings-tillatelse</b>	Blokk 34/10 - utvinningstillatelse 050. Tildelt 1978. Blokk 33/12 - utvinningstillatelse 037B. Tildelt 1998. Blokk 34/10 - utvinningstillatelse 050B. Tildelt 1995.	
<b>Fremdrift</b>	Vedtatt utbygd i Stortinget: Juni 1998 Produksjonsstart: 2. halvår 2001.	
<b>Operatør</b>	Den norske stats oljeselskap a.s	
<b>Rettighetshavere</b>	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 73%) Norsk Hydro Produksjon a.s	91% 9%
<b>Utvinnbare reserver</b>	Se kapittel 14 side 98 (Gullfaks Sør)	
<b>Produksjon</b>	Planlagt platånivå er 34 000 fat/dag olje, 4,8 mrd Sm <sup>3</sup> gass og 0,5 mill tonn NGL	
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer vil ventelig bli 7,3 mrd 2001-kroner	

Gullfaks Sør Fase 2 omfatter produksjon og eksport av gassressurser og assosierte væskemengder i Gullfaks Sør-feltet. Funnet bygges ut med undervanns-installasjoner som knyttes opp mot Gullfaks A- og C-plattformene. Gassen skal prosesseres til rikgass for så å transporteres til Kårstø via et nytt rikgassrør fra Gullfaks som tilknyttes Statpipe. Olje og kondensat vil bli stabilisert, lagret og lastet fra eksisterende fasiliteter på plattformene. Vandypet i området varierer fra 135 til 216 meter.

## Snorre B

<b>Blokk og utvinnings- tillatelse</b>	Blokk 34/4 - utvinningstillatelse 057. Tildelt 1979. Blokk 34/7 - utvinningstillatelse 089. Tildelt 1984.
<b>Fremdrift</b>	Vedtatt utbygd i Stortinget: Juni 1998 Planlagt produksjonsstart: August 2001
<b>Operatør</b>	Norsk Hydro Produksjon a.s
<b>Rettighetshavere</b>	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 31,4%) 44,40%
(avrundet til to desimaler)	Norsk Hydro Produksjon a.s 17,65%
	Esso Expl. & Prod. Norway A/S 11,16%
	Idemitsu Petroleum Norge AS 9,60%
	RWE-DEA Norge AS 8,88%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS 5,95%
	Amerada Hess Norge AS 1,18%
	Enterprise Oil Norwegian A/S 1,18%
<b>Utvinnbare reserver</b>	Se kapittel 14 side 101 (Snorre)
<b>Produksjon</b>	Planlagt platånivå er 108 000 fat/dag olje
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer vil ventelig bli 14,7 mrd 2001-kroner
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger
<b>Hovedforsyningsbase</b>	Florø

Snorre B utgjør den nordlige delen av Snorre-feltet, og bygges ut med en halvt nedsenkbar bore- og produksjonsplattform. Oljen vil bli sendt til Statfjord B for lagring og utskipping, mens gassen vil bli injisert i reservoaret eller transportert i rørledning via Snorre TLP til Statpipe-systemet. Plan for utbygging og drift for Snorre B ble levert i desember 1997.

## Grane

<b>Blokk og utvinnings- tillatelse</b>	Blokk 25/11 - utvinningstillatelse 001. Tildelt 1965 Blokk 25/11 - utvinningstillatelse 169 B1. Tildelt 2000 Blokk 25/11 - utvinningstillatelse 169 B2. Tildelt 2000
<b>Fremdrift</b>	Vedtatt utbygd i Stortinget: Juni 2000 Planlagt produksjonsstart: 4. kvartal 2003
<b>Operatør</b>	Norsk Hydro Produksjon a.s

<b>Rettighetshavere</b>	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 43,6%)	43,6%
	Esso Expl. & Prod. Norway A/S	25,6%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	24,4%
	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 14,2 mrd 2001-kroner	

Grane ble påvist i 1991 og ligger øst for Balder i Nordsjøen. Produksjonen fra Grane skal etter planen starte opp høsten 2003 og ha et platånivå i perioden 2005-2009 på i overkant av 200 000 fat olje per dag. Oljen i Grane er tung og komplisert å utvinne. Rettighetshaverne har gjennomført en test/tidligproduksjon for å få erfaring med produksjon av den tunge oljen. Feltet bygges ut med en integrert bore, bolig og produksjonsplattform. Oljen fra Grane skal fraktes gjennom Grane oljerør til Stureterminalen for lagring, måling og utskipning. Det legges opp til bruk av naturgass som drivmekanisme for oljeproduksjonen. Ettersom feltet inneholder svært lite gass, må feltet forsynes med naturgass fra andre kilder, og det vil derfor bli lagt et gassrør mellom Grane- og Heimdal-plattformene. Havdybden på Grane-feltet er 127 meter.

## Ringhorne

<b>Blokk og utvinnings-tillatelse</b>	Blokk 25/11 - utvinningstillatelse 001. Tildelt 1965.	
	Blokk 25/8 - utvinningstillatelse 027. Tildelt 1969.	
	Blokk 25/8 - utvinningstillatelse 027C. Tildelt 2000.	
	Blokk 25/8 og 25/11 - utvinningstillatelse 169. Tildelt 1991.	
<b>Fremdrift</b>	Vedtatt utbygd i Stortinget: Juni 2000 Planlagt produksjonsstart: 2. kvartal 2001	
<b>Operatør</b>	Esso Expl. & Prod. Norway A/S	
<b>Rettighetshavere</b>	Esso Expl. & Prod. Norway A/S	100%
<b>Reserver</b>	Olje: 39,2 mill Sm <sup>3</sup> Gass: 2,1 mrd Sm <sup>3</sup>	
<b>Produksjon</b>	Oljen vil produseres sammen med produksjonen fra Balderfeltet Forventet produksjon i 2001: Olje: 11 000 fat/dag.	
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer vil ventelig bli 10,0 mrd 2001-kroner	

Ringhorne vil bli bygget ut med en integrert bore, brønn og boligplattform, samt første trinns separasjonsanlegg. Denne plattformen skal knyttes til produksjonsskipet på

Balderfeltet. I tillegg til plattformen er det planlagt 5 undervannsbrønner tilknyttet produksjonsskipet på Balderfeltet. Produksjonen fra undervannsbrønnene skal etter planen starte i 2. kvartal 2001, mens produksjonen fra brønnhodeplattformen etter planen skal starte 4. kvartal 2002. Oljen vil bli transportert med skytteltanker fra Balderfeltet.

## Kvitebjørn

<b>Blokk og utvinnings- tillatelse</b>	Blokk 34/11 - utvinningstillatelse 193. Tildelt 1993.	
<b>Fremdrift</b>	Vedtatt utbygd i Stortinget: Juni 2000 Planlagt produksjonsstart: Oktober 2004	
<b>Operatør</b>	Den norske stats oljeselskap a.s	
<b>Rettighetshavere</b>	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 40%)	80%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	15%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	5%
<b>Utvinnbare reserver</b>	Gass: 56,5 mrd Sm <sup>3</sup> NGL: 0,5 mill tonn Kondensat: 19,3 mill Sm <sup>3</sup>	
<b>Investeringer</b>	Investeringer i felt og rørledninger er anslått til 8,7 mrd 2001-kr	

Kvitebjørn ble påvist i 1994 og ligger sør for Gullfaks-feltet. Feltet planlegges bygget ut med en integrert bunnfast produksjonsplattform med borepakke, hvor gass og kondensat skilles og transporteres i separate rørledninger til mottaksanlegg for videre behandling. Rikgass planlegges sendt i nytt rør til Kollsnes for videre prosessering. Kondensatet transporteres til Statoil Mongstad Terminal i nytt rør som koples på eksisterende Troll Oljerør 2.

## Tambar

<b>Blokk og utvinnings- tillatelse</b>	Blokk 1/3 - utvinningstillatelse 065. Tildelt 1981. Blokk 2/1 - utvinningstillatelse 019B. Tildelt 1977.	
<b>Fremdrift</b>	Godkjent utbygd av Kongen i statsråd: April 2000 Planlagt produksjonsstart: Juni 2001	
<b>Operatør</b>	BP Amoco Norge AS	

Rettighetshavere	BP Amoco Norge AS	55%
	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 30%)	30%
	A/S Norske Shell	15%
Utvinnbare reserver	Olje: 6,5 mill Sm <sup>3</sup> Gass: 1,8 mrd Sm <sup>3</sup> NGL: 0,3 mill tonn	
Produksjon	Planlagt platånivå er 27 000 fat/dag olje	
	Forventet produksjon i 2001: Olje: 13 000 fat/dag NGL: 0,034 mill tonn	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 1,0 mrd 2001-kroner.	

Tambar-feltet ligger ca 16 kilometer sørøst for Ula-feltet og ca 12 kilometer nordvest for Gyda-feltet i den sørlige del av Nordsjøen. Produksjonen på Tambar-feltet vil fjernstyres fra Ula-feltet. Tambar-feltet er planlagt utbygd med to brønner. Den ene brønnen vil være letebrønnen som ble boret i 1998, mens den andre skal bores med en oppjekkbar rigg. Produksjonen fra feltet skal eksporteres til Ula for prosessering. Fra Ula transporteres oljen i eksisterende rørsystemer via Ekofisk til Teesside i Storbritannia. Gass fra Tambar skal injiseres i Ula-reservoaret for å øke utvinningen på Ula. Produksjonsstart er forventet i juni 2001.

## Glitne

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 15/5 - utvinningstillatelse 048B. Tildelt 2001.	
	Blokk 15/6 - utvinningstillatelse 029. Tildelt 1969	
Fremdrift	Godkjent utbygd av Kronprinsregenten i statsråd: September 2000 Planlagt produksjonsstart: 1. juli 2001	
Operatør	Den norske stats oljeselskap a.s	
Rettighetshavere	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 30,0%)	68,9%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	21,8%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	9,3%
Reserver	Olje: 4,0 mill Sm <sup>3</sup>	
Produksjon	Forventet produksjon i 2001: Olje: 19 000 fat/dag	
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 0,7 mrd 2001-kroner.	

Glitne er lokalisert 40 km nordvest for Sleipnerfeltet. Utbyggingsløsningen baserer seg på innleie av produksjonsskipet Petrojarl 1. Glitne er planlagt å være i drift i juli 2001.

## Valhall Vanninjeksjon

<b>Blokk og utvinnings- tillatelse</b>	Blokk 2/8 - utvinningstillatelse 006B. Tildelt 1965. Blokk 2/11 - utvinningstillatelse 033. Tildelt 1969.
<b>Fremdrift</b>	Godkjent utbygd av Kongen i statsråd September 2000. Planlagt produksjonsstart: Januar 2003.
<b>Operatør</b>	BP Amoco Norge AS
<b>Rettighetshavere</b>	BP Amoco Norge AS 28,09%
(avrundet til to desimaler)	Amerada Hess Norge AS 28,09%
	Enterprise Oil Norge A/S 28,09%
	TotalFinaElf Exploration Norge AS 15,72%
<b>Utvinnbare reserver</b>	Se kapittel 14 side 76 (Valhall) Vanninjeksjon forventes å øke utvinningsgraden for olje i feltet fra 31% til 38%. Dette innebærer økt oljeproduksjon på i størrelses- orden 29 mill Sm <sup>3</sup> olje.
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer vil ventelig bli 4,5 mrd 2001-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 7 ekstra produksjonsbrønner som allerede var planlagt boret før rettighetshaverne besluttet å investere i vanninjeksjon. Hensikten med den nye vanninjeksjonsplattformen er å injisere vann i reservoaret for å øke oljeutvinningen. Vanninjeksjon forventes å øke utvinningsgraden for olje i feltet fra 31% til 38%.