



16

Fremtidige utbygginger

Freja • Dagny og Glitne • Volve • Sigyn • Grane
Vale • Skirne • Byggve • Tune • Kvitebjørn
34/7 25S (STUJ) • Gjøa • Fram • Mikkel • Kristin • Lavrans
Trestakk • Tyrihans • Heidrun Nord • Snøhvit • Ringhorne
Tambar • Ormen Lange • Skarv

Freja

Blokk og utvinnings- Blokk 2/12 - utvinningstillatelse 113. Tildelt 1985.
tillatelse

Operatør	Amerada Hess Norge AS	
Rettighetshavere	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 30%)	50%
	Amerada Hess Norge AS	50%
Ressurser	Olje: 2 mill Sm ³ NGL: 0,1 mill tonn Gass: 0,3 mrd Sm ³	

Freja ble påvist i 1987 og er lokalisert øst for Valhall-feltet nær grensen til dansk sokkel. Feltet er tenkt bygget ut med en ubemannet brønnhodeplattform som skal knyttes opp til innretningene på Valhall-feltet eller Harald på dansk side for prosessering. Utbyggingen planlegges samordnet med Gert på dansk side. Havdybden er ca 70 meter. På grunn av utilfredstillende prosjektøkonomi er utbyggingen av Freja utsatt.

Dagny og Glitne

Blokk og utvinnings- Blokk 15/6 – utvinningstillatelse 029. Tildelt 1969.
tillatelse Blokk 15/5 – utvinningstillatelse 048. Tildelt 1977.

Operatør	Den norske stats oljeselskap a.s (048), Esso Expl. & Prod. Norway A/S (029)		
Rettighetshavere		PLO29	PLO48
	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE)		68,9% (30,0%)
	Elf Petroleum Norge AS		21,8%
	Norsk Hydro Produksjon a.s		9,3%
	Esso Expl. & Prod. Norway A/S	100%	
Ressurser	Dagny + 15/5-2 strukturene:	Gass: 9,2 mrd Sm ³ NGL: 0,5 mill tonn Kondensat: 1,2 mill Sm ³	
	Glitne strukturen (15/5-5 og 6):	Olje: 4-5 mill Sm ³	

Dagny og 15/5-2 strukturene er lokalisert nord for Sleipner Vest. Mulig utbyggingsløsning vil være undervannsproduksjonssystem koplet opp mot SLA eller SLT-plattformen på Sleipner ved ledig kapasitet. Dagny ble påvist i 1978.

Glitne er et lite oljefelt som ble påvist ved brønn 15/5-5 i 1995, og avgrenset med 15/5-6 i 1997. Vurderes utbygd med et leiekonsept (produksjonsskip eller andre flyttbare innretninger), alternativt kan feltet kobles opp mot et fremtidig oljeprosesseringsanlegg i området.

Volve

Blokk og utvinnings- Blokk 15/9 utvinningstillatelse 046. Tildelt 1976.
tillatelse

Operatør	Den norske stats oljeselskap a.s	
Rettighetshavere	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 34,4%)	52,6%
	Esso Expl. & Prod. Norway A/S	28,0%
	Elf Petroleum Norge AS	10,0%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	9,4%
Ressurser	Olje: 5,2 mill Sm ³ Gass: 0,8 mrd Sm ³	

Volve ble påvist i 1993 og ligger i Sleipnerområdet. Mulig utbyggingsløsning er brønnhodeplattform knyttet opp til nytt oljeprosessanlegg som vurderes for innfasing av flere oljefelt i Sleipnerområdet.

Sigyn

Blokk og utvinnings- Blokk 16/7 - utvinningstillatelse 072. Tildelt 1981.
tillatelse

Operatør	Esso Expl. & Prod. Norway A/S	
Rettighetshavere	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 30%)	50%
	Esso Expl. & Prod. Norway A/S	40%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	10%
Ressurser	Gass: 5,8 mrd Sm ³ NGL: 2 mill tonn Kondensat: 4,7 mill Sm ³	

Sigyn ble påvist i 1982 og ligger i Sleipnerområdet. Sigyn bygges trolig ut med en enkel utbyggingsløsning, med full brønnstrøm inn til moderplattformen i Sleipnerområdet.

Grane

Blokk og utvinnings- Blokk 25/11 – utvinningstillatelse 001 og del av 169.
tillatelse Tildelt henholdsvis 1965 og 1991.

Operatør	Norsk Hydro Produksjon a.s		
Rettighetshavere (etter utøvelse av fast økt andel)	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 54,5%)	PL169(del) 65%	PL001
	Norsk Hydro Produksjon a.s	28%	
	Esso Expl. & Prod. Norway A/S	7%	100%

Ressurser	Olje: 112 mill Sm ³
------------------	--------------------------------

Grane ble påvist i 1991 og ligger øst for Balder i Nordsjøen. Oljen i Grane er tung og komplisert å utvinne. Rettighetshaverne har gjennomført en test/tidligproduksjon for å få erfaring med reservoaret. Feltet planlegges utbygd med en integrert bore, bolig og produksjonsplattform. Oljen planlegges transportert til Sture. 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. Havdybden er 127 meter.

Rettighetshaverne for utvinningstillatelse 169 og 001 overleverte en søknad om godkjenning av plan for utbygging og drift av Granefeltet til myndighetene den 23. desember 1999.

Vale

Blokk og utvinnings- Blokk 25/4 - utvinningstillatelse 036. Tildelt 1971.
tillatelse

Operatør	Norsk Hydro Produksjon a.s	
Rettighetshavere (avrundet til to desimaler)	Marathon Petroleum Norge A/S	46,90%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	21,92%
	Elf Petroleum Norge AS	18,70%
	Total Norge AS	5,54%
	Saga Petroleum ASA	6,61%
	AS Ugland Rederi	0,32%

Ressurser	Gass: 3 mrd Sm ³ Kondensat: 3,1 mill Sm ³
------------------	---

Vale er tenkt utbygd med en undervannsløsning mot Heimdal. Funnet ble gjort i 1991. Plan for utbygging og drift ventes oversendt myndighetene i løpet av 2000.

Skirne

Blokk og utvinnings- Blokk 25/5 - utvinningstillatelse 102. Tildelt 1985.
tillatelse

Operatør	Elf Petroleum Norge AS	
Rettighetshavere	Den norske stats oljeselskap AS (SDØE 30%)	50%
	Elf Petroleum Norge AS	20%
	Total Norge AS	20%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	10%

Ressurser	Gass: 4,3 mrd Sm ³ Kondensat: 0,9 mill Sm ³
------------------	---

Skirne ble påvist i 1990 og er sammen med Byggve tenkt utbygd med en undervannsinstallasjon knyttet opp mot Heimdal. En eventuell utbygging er avhengig av kostnads-effektiv satellittinnfasing mot Heimdal.

Byggve

Blokk og utvinnings- Blokk 25/5 - utvinningstillatelse 102. Tildelt 1985.
tillatelse

Operatør	Elf Petroleum Norge AS	
Rettighetshavere	Den norske stats oljeselskap AS (SDØE 30%)	50%
	Elf Petroleum Norge AS	20%
	Total Norge AS	20%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	10%
Ressurser	Gass: 2,6 mrd Sm ³ Kondensat: 0,7 mill Sm ³	

Byggve ble påvist i 1991 og er sammen med Skirne tenkt utbygd med en undervannsinstallasjon knyttet opp mot Heimdal. En eventuell utbygging er avhengig av kostnads-effektiv satellittinnfasing mot Heimdal.

Kvitebjørn

Blokk og utvinnings- Blokk 34/11 - utvinningstillatelse 193. Tildelt 1993.
tillatelse

Operatør	Den norske stats oljeselskap a.s	
Rettighetshavere	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 40%)	80%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	15%
	Elf Petroleum Norge AS	5%
Ressurser	Gass: 47 mrd Sm ³ Kondensat: 17,2 mill Sm ³ NGL: 0,4 mill tonn	

Kvitebjørn ble påvist i 1994 og ligger sør for Gullfaks-feltet. Feltet planlegges bygget ut med en utbyggingsløsning med en bemannet brønnhodeplattform med integrert borepakke hvor gass og kondensat skilles og transporteres i separate rørledninger til mottaksanlegg for videre behandling. Operatøren leverte inn Plan for utbygging og drift i desember 1999. Produksjonen fra feltet er planlagt å starte i 2004.

34/7 25S (STUJ)

Blokk og utvinnings- Blokk 34/7 - utvinningstillatelse 089. Tildelt 1984.
tillatelse

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%
Ressurser	Olje: 2,3 mill Sm ³ Gass: 0,2 mrd Sm ³	

Funnet, som ligger øst for Tordis, ble gjort i 1996. Det er forventet at utbygging vil skje med en undervannsløsning knyttet til Tordis.

Gjøa

Blokk og utvinnings- Blokk 35/9 og 36/7 - utvinningstillatelse 153. Tildelt 1988.
tillatelse

Operatør	Norsk Hydro Produksjon a.s	
Rettighetshavere	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 30%)	50%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	20%
	A/S Norske Shell	12%
	Saga Petroleum ASA	10%
	RWE-DEA Norge AS	8%
Ressurser	Olje: 11,6 mill Sm ³ Gass: 16,8 mrd Sm ³ NGL: 0,6 mill tonn	

Gjøa ble påvist i 1989 og ligger vest for Florø, ca 42 km nord for Fram. For tiden vurderer rettighetshaverne å samordne ressursene i Stor-Sogn området. Se beskrivelse nedenfor for Fram.

Fram

Blokk og utvinnings- Blokk 35/11 - utvinningstillatelse 090. Tildelt 1984.
tillatelse

Operatør	Norsk Hydro Produksjon a.s	
Rettighetshavere	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 30%)	50%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	25%
	Mobil Development of Norway AS	25%
Ressurser	Olje: 32,5 mill Sm ³ NGL: 0,8 mill tonn Gass: 17,2 mrd Sm ³	

Fram ble påvist i 1987. Rettighetshaverne har vurdert å bygge ut feltet med en halvt nedsenkbar bore, bolig og produksjonsplattform. Oljeproduksjonen var vurdert eksportert til Mongstad via Troll II oljerørledning. På grunn av utilfredstillende prosjektøkonomi i Fram har imidlertid rettighetshaverne i PL 090 og PL 248, i samarbeid med rettighetshaverne i PL 153, besluttet å vurdere økonomien i en samordnet utbygging av ressursene i Stor-Sogn-området, dvs i PL 090 (Fram), PL 153 (Gjøa) og ressursene som er påvist i PL 248. På bakgrunn av gjennomførte studier har rettighetshaverne i de tre lisensene besluttet å modne to utbyggingsalternativer, en faset undervannsutbygging og en halvt nedsenkbar bore, bolig og produksjonsplattform. Valg av utbyggingsløsning vil sannsynligvis bli foretatt i løpet av sommeren 2000.

Mikkel

Blokk og utvinnings- Blokk 6407/6 - utvinningstillatelse 092. Tildelt 1984.
tillatelse Blokk 6407/5 - utvinningstillatelse 121. Tildelt 1986.

Operatør	Den norske stats oljeselskap a.s		
Rettighetshavere		PL092	PL121
	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE)	50% (30%)	70% (40%)
	Norsk Hydro Produksjon a.s	10%	10%
	Mobil Development of Norway AS	40%	20%
Ressurser	Gass: 19,5 mrd Sm ³ NGL: 4,7 mill tonn Kondensat: 4,6 mill Sm ³ Olje: 1,6 mill Sm ³		

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. Feltutviklingsarbeid pågår med sikte på oppstart av gassleveranse i 2002 eller 2003. Utbyggingstidspunkt vil blant annet avhenge av avsetningsløsning for gassen. Produksjonskonseptet omfatter en undervanns bunnramme

med 3 produksjonsbrønner. Brønnstrømmen føres til Draugen for prosessering eller til havbunnsanlegg på Midgardfeltet for videre transport til prosesseringsanlegg på gassplattformen på Åsgardfeltet, Åsgard B. Rikgassen planlegges transportert i rørledningen Åsgard Transport til Kårstø for utskilling av våtgasskomponentene. Tidligste innleveringstidspunkt for plan for utbygging og drift er september 2000.

Kristin

Blokk og utvinnings-	Blokk 6506/11 - utvinningstillatelse 134. Tildelt 1987.		
tillatelse	Blokk 6406/2 - utvinningstillatelse 199. Tildelt 1993.		
Operatør	Den norske stats oljeselskap a.s		
Rettighetshavere	PL134	PL199	
	53%	73%	
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE)	(25%)	(45%)	
Saga Petroleum ASA	7%	12%	
Norsk Agip AS	30%		
Mobil Development of Norway AS		15%	
Total Norge AS	10%		
Ressurser	Gass: 39,1 mrd Sm ³ Kondensat: 42,1 mill Sm ³ NGL: 5,9 mill tonn		

Kristin, som ble påvist i 1997, ligger ca 20 km sydvest for Åsgard (Smørbukk) og funnet strekker seg utover utvinningstillatelsene 134 og 199. Det pågår arbeid for eventuell utvikling av feltene i området med Kristin som et mulig senter og andre funn i området fasett inn mot Kristin (Ragnfrid, Lavrans, Erlend). Et produksjonskonsept som er under vurdering er en flytende produksjonsinnretning på Kristin med undervannstilknytning til øvrige felt. Rikgass planlegges transportert gjennom Åsgard Transport til landterminal (Kollsnes/Kårstø) for utskilling av våtgasskomponentene, mens kondensatet vurderes prosessert på produksjonsskipet Åsgard A og bøyelastet herfra sammen med kondensat fra Åsgard. Utbyggingstidspunkt vil avhenge av avsetningsløsning for gassen. Tidligste innleveringstidspunkt for plan for utbygging og drift av feltet er 2001.

Lavrans

Blokk og utvinnings- Blokk 6406/2 - utvinningstillatelse 199. Tildelt 1993.
tillatelse

Operatør	Den norske stats oljeselskap a.s	
Rettighetshavere	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 45%)	73%
	Saga Petroleum ASA	12%
	Mobil Development of Norway AS	15%
Ressurser	Gass: 62,5 mrd Sm ³ Kondensat: 29,1 mill Sm ³ NGL: 9,4 mill tonn	

Lavrans ble påvist i 1994/1995, og funnet ligger ca. 20 km syd for Åsgard (Smørbukk). Havdypet er 270-290 meter. Feltet kan bli utviklet sammen med Kristin og andre funn i området. Et produksjonskonsept som er under vurdering er en flytende produksjonsinnretning på Kristin med undervannstilknytning til øvrige felt. Rikgass planlegges transportert gjennom Åsgard Transport til landterminal (Kollsnes/Kårstø) for utskilling av våtgasskomponentene, mens kondensatet vurderes prosessert på produksjonsskipet Åsgard A og bøyelastet herfra sammen med kondensat fra Åsgard. Utbyggingstidspunkt vil avhenge av avsetningsløsning for gassen.

Trestakk

Blokk og utvinnings- Blokk 6406/3 - utvinningstillatelse 091. Tildelt 1984.
tillatelse

Operatør	Den norske stats oljeselskap a.s	
Rettighetshavere	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 30%)	55%
	Mobil Development of Norway AS	33%
	Saga Petroleum ASA	12%
Ressurser	Olje: 8,6 mill Sm ³	

Trestakk er et mindre oljefelt 10 km vest for Tyrihans, og feltet ble funnet i 1986. Videre utvikling av feltet vil bli vurdert sammen med andre felt i området.

Tyrihans

Blokk og utvinnings- Blokk 6407/1 - utvinningstillatelse 073. Tildelt 1982.
tillatelse

Operatør	Den norske stats oljeselskap a.s	
Rettighetshavere	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 30%)	50,00%
	Total Norge AS	33,33%
	Norsk Hydro Produksjon a.s	16,67%
Ressurser	Kondensat: 19,4 mill Sm ³ NGL: 4 mill tonn Gass: 23, mrd Sm ³	

Feltet består av to strukturer, Tyrihans Nord og Tyrihans Sør. Gassfunnet Tyrihans Sør ble påvist i 1983 og Tyrihans Nord, som også inneholder olje, ble påvist i 1984. Tyrihans Sør strekker seg inn i blokk 6406/3, utvinningstillatelse 091. Funnene ligger om lag 40 km sør for Åsgard og havdypet er ca 285 meter. Direkte undervannstilknytning til eksisterende infrastruktur på Åsgard vurderes. Rikgass planlegges transportert gjennom Åsgard Transport til landterminal (Kollsnes/Kårstø) for utskilling av våtgasskomponentene.

Utbyggingstidspunkt vil avhenge av ledig kapasitet i eksisterende infrastruktur samt en avsetningsløsning for gassen.

Heidrun Nord

Blokk og utvinnings- Blokk 6507/8 - utvinningstillatelse 124. Tildelt 1986.
tillatelse

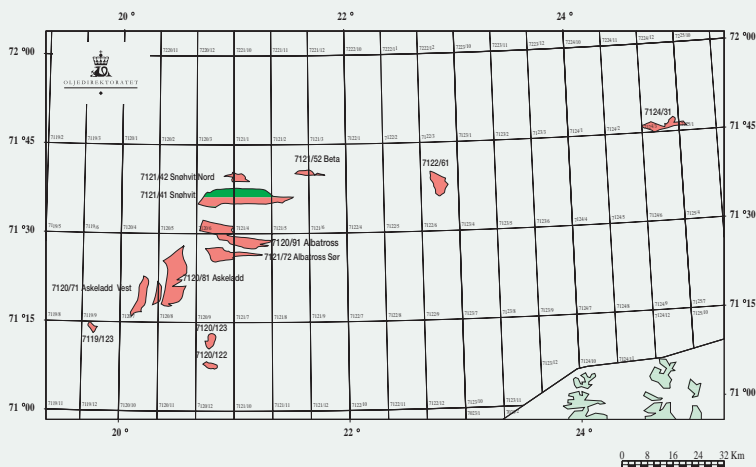
Operatør	Den norske stats oljeselskap a.s	
Rettighetshavere	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 64,16%)	76,59%
	Norske Conoco AS	18,29%
	Fortum Petroleum AS	5,12%
Ressurser	Olje: 4 mill Sm ³	

Heidrun Nord er lokalisert ca 8 km nord for Heidrun-plattformen, og ble påvist i 1990. Funnet er tenkt innfasert via en havbunnsramme i Heidrun Unit. Heidrun Nord vil bli produsert med vanninjeksjon som trykkstøtte. Plan for utbygging og drift planlegges innlevert i første kvartal 2000. Boring i Heidrun Nord antas å starte i august 2000.

Snøhvit

Blokk og utvinningstillatelse	Blokk 7120/5 - utvinningstillatelse 110. Tildelt 1985. Blokk 7121/5 - utvinningstillatelse 110. Tildelt 1985. Blokk 7120/6 - utvinningstillatelse 097. Tildelt 1984. Blokk 7121/4 - utvinningstillatelse 099. Tildelt 1984.			
Operatør	Norsk Hydro Produksjon a.s er operatør for PL 097. Det norske stats oljeselskap er operatør for de øvrige utvinningstillatelsene.			
Rettighetshavere		PL097	PL099	PL110
	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE)	56,25% (30,00%)	50,0% (30,0%)	50,00% (30,0%)
	Norsk Hydro Produksjon a.s	22,50%	12,5%	16,67%
	Amerada Hess Norge AS	11,25%		8,33%
	RWE-DEA Norge AS	10,00%		
	Total Norge AS		37,5%	20,000%
	Fina Production Licenses AS			5,00%
Ressurser	Olje: 20,8 mill Sm ³ NGL: 5,7 mill tonn Gass: 176,3 mrd Sm ³ Kondensat: 18,5 mill Sm ³			

Snøhvit er det største påviste funnet på Tromsøflaket i Barentshavet. Rettighetshaverne arbeider med LNG-baserte avsetningsløsninger for gassen fra Snøhvit, Askeladd og Albatross. Løsning for utvinning av oljereservene vurderes også. Tidligste tidspunkt for oversendelse av utbyggingsplanene til myndighetene er desember 2000. Snøhvit ble påvist i 1984.



Funn i Barentshavet (Kilde: Oljedirektoratet)

Ringhorne

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 25/11 - utvinningstillatelse 001. Tildelt 1965. Blokk 25/10 - utvinningstillatelse 028. Tildelt 1969. Blokk 25/8 - utvinningstillatelse 027. Tildelt 1969.
Operatør	Esso Expl. & Prod. Norway A/S
Rettighetshavere	Esso Expl. & Prod. Norway A/S 100%
Ressurser	Olje: 30,4 mill Sm ³ Gass: 2,0 mrd Sm ³
Produksjon	Oljen vil produseres sammen med produksjonen fra Balderfeltet
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 8,2 mrd 1999-kroner

Ringhorne består av funnene Ringhorne, Forseti og 7 mindre avsetninger i området rundt Balderutbyggingen. Ressursene vil bli utvunnet med vanninjeksjon som trykkstøtte. Ringhorne er planlagt utviklet med en integrert bore, brønn og boligplattform. Denne plattformen skal knyttes til produksjonsskipet på Balderfeltet. Plattformen vil være bemannet i borefasen og vil deretter normalt være ubemannet. I tillegg til plattformen er det planlagt 5 undervannsbrønner tilknyttet produksjonsskipet på Balderfeltet. Oljen vil bli transportert med skytteltanker fra Balderfeltet. Rettighetshaveren overleverte en søknad om godkjenning av plan for utbygging og drift av Ringhorne til myndighetene den 8. oktober 1999.

Tambar

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 1/3 - utvinningstillatelse 065. Tildelt 1981. Blokk 2/1 - utvinningstillatelse 019 B. Tildelt 1977.
Operatør	BP Amoco Norge AS
Rettighetshavere	BP Amoco Norge AS 55% Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 30%) 30% A/S Norske Shell 15%
Ressurser	Olje: 5,6 mill Sm ³ Gass: 1,5 mrd Sm ³ NGL: 0,3 mill tonn
Produksjon	Planlagt platånivå er 27 000 fat/dag olje
Investeringer	Totale investeringer vil ventelig bli 967 millioner 2000-kroner.

Tambar er planlagt utbygd med en ubemannet brønnhodeplattform som fjernstyres fra Ula-feltet. Produksjonen på Tambar vil eksporteres til Ula for prosessering og videretransport. Fra Ula skal oljen transporteres via Ekofisk til Teesside i Storbritannia. Plan for utbygging og drift vil oversendes myndighetene i 2000.

Ormen Lange

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 6304/9 og 6305/7 - utvinningstillatelse 208. Tildelt 1996. Blokk 6305/1,2,3 og 4 - utvinningstillatelse 209. Tildelt 1996. Blokk 6305/8 - utvinningstillatelse 250. Tildelt 1999.			
Operatør	Norsk Hydro Produksjon a.s (utbyggingsfasen), A/S Norske Shell (driftsfasen)			
Rettighetshavere		PL208	PL209	PL250
	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE)	30,00% (30%)	50,00% (35%)	53,87% (45%)
	Norsk Hydro Produksjon a.s		25,00%	14,78%
	Esso Exploration and Production Norway A/S		10%	5,91%
	BP Amoco Norge A/S	45,00%		9,44%
	A/S Norske Shell	25,00%	15,00%	16,00%
Ressurser	Gass: 314,7 mrd Sm ³			

Gassfunnet Ormen Lange som ligger i utvinningstillatelsene 208, 209 og 250 ble påvist i 1997. Funnet ligger om lag 140 kilometer vest for Kristiansund. Det er boret to brønner i funnet. Foreløpige ressursestimater viser at Ormen Lange er det nest største gassfunnet på norsk sokkel. Produksjonsstart vil ventelig være i 2006.

Skarv

Blokk og utvinnings-tillatelse	Blokk 6507/5 og 6 - utvinningstillatelse 212. Tildelt 1996		
Operatør	BP Amoco Norge AS		
Rettighetshavere	BP Amoco Norge AS		30%
	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 30%)		30%
	Enterprise Oil Norwegian A/S		25%
	Mobil Development of Norway AS		15%
Ressurser	Olje: 18,3 mill Sm ³ Gass: 29,9 mrd Sm ³		

Skarv ligger ca 200 km utenfor kysten av Helgeland. Operatørens anslag for ressursene i feltet er fortsatt svært usikkert, og det arbeides videre med resultatene fra en avgrensingsbrønn som ble avsluttet høsten 1999. Tilliggende areal er lyst ut i 16. konsesjonsrunde.

