

10

Felt i produksjon



Forklaring til tabellane i kapitla 10–12

Deltakardelane som er oppgjevne for felt, er ikkje alltid dei same som deltakardelane i det einkilde utvinningsløyvet (samordna felt eller felt der det er utøvd glideskala for førekomsten, har andre deltakardelar enn i utvinningsløyvet). Fordi det er brukt opptil to desimalar for delane, hender det at deltakardelane for eit felt ikkje blir 100 prosent til saman. Deltakardelane er per 1. januar 2005.

Under «Utvinnbare reservar, Opphavleg» er det teke med reservar i ressurskategoriane 0, 1, 2 og 3 etter Oljedirektoratets klassifiseringssystem (sjå definisjonen nedanfor).

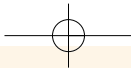
Under «Utvinnbare reservar, Att per 31.12.2004» er det teke med reservar i ressurskategoriane 1, 2 og 3 etter Oljedirektoratets klassifiseringssystem (sjå definisjonen nedanfor).

Ressurskategori 0: Seld og levert petroleum

Ressurskategori 1: Reservar i produksjon

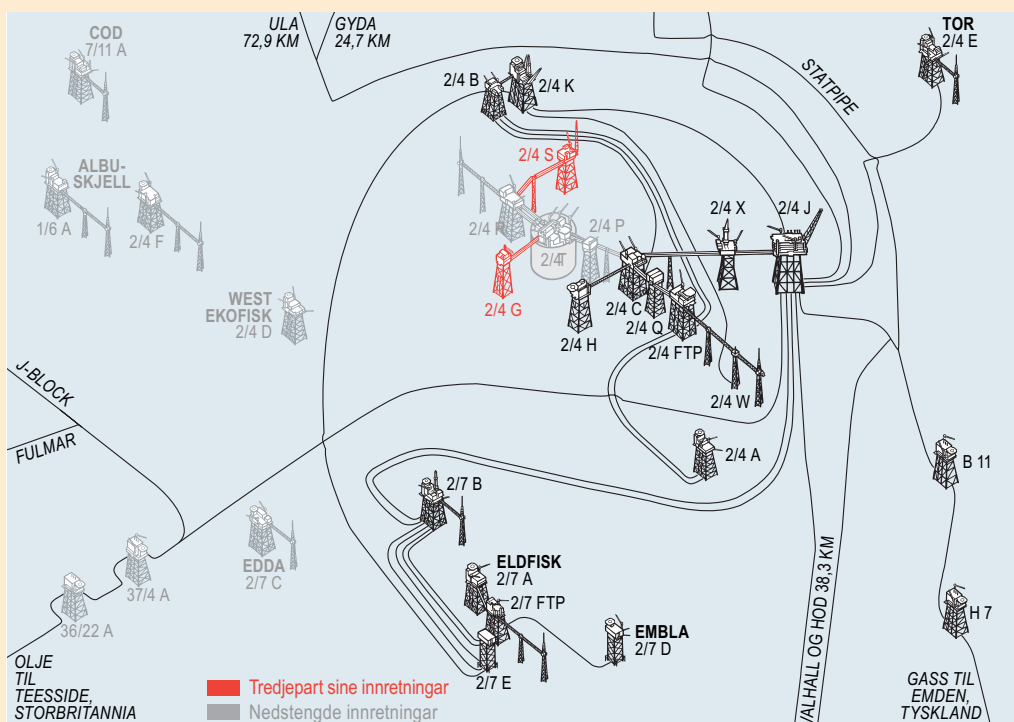
Ressurskategori 2: Reservar med godkjend plan for utbygging og drift

Ressurskategori 3: Reservar som rettshavarane har bestemt seg for å vinna ut

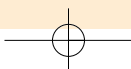


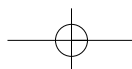
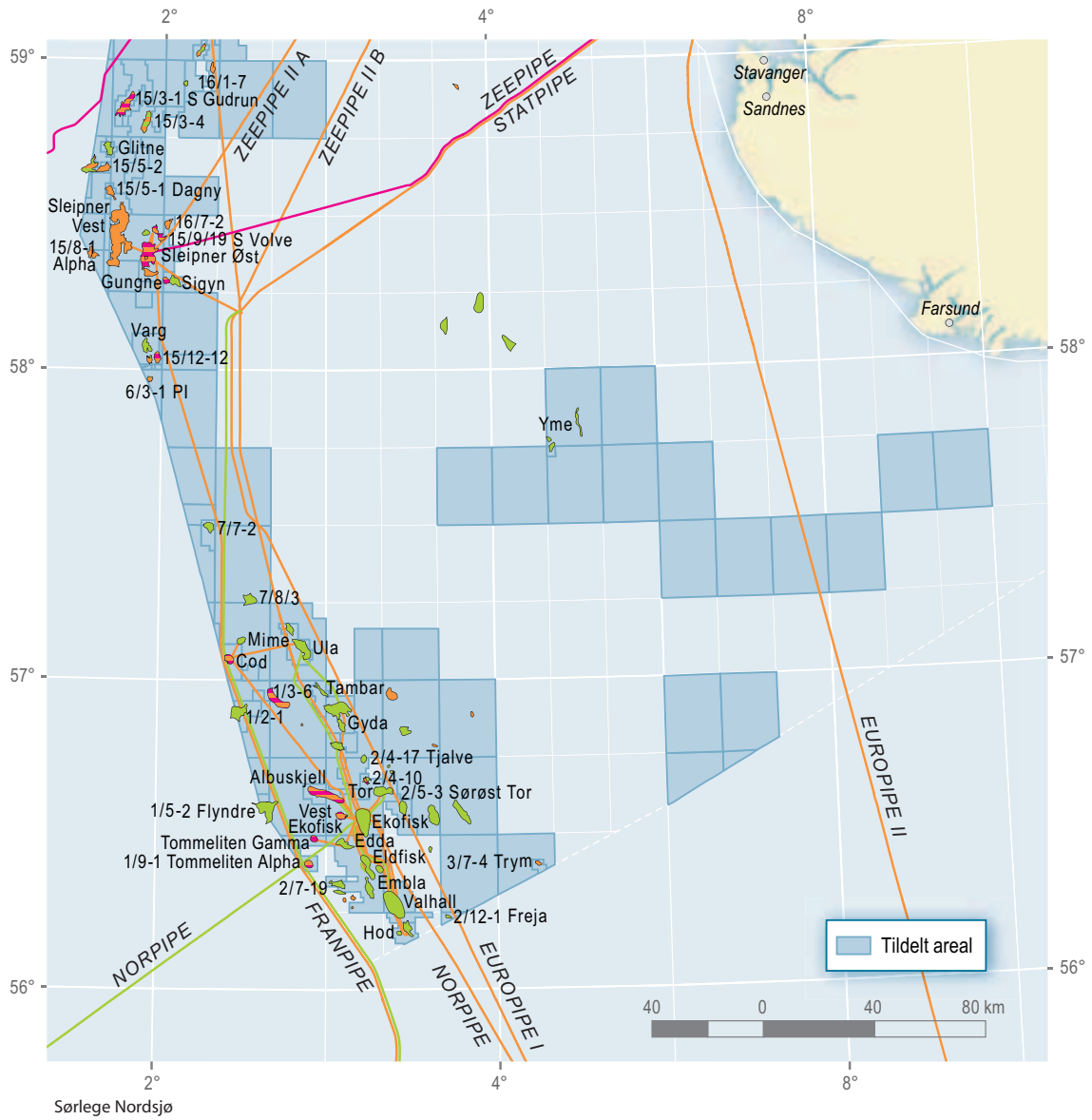
Sørlege Nordsjø

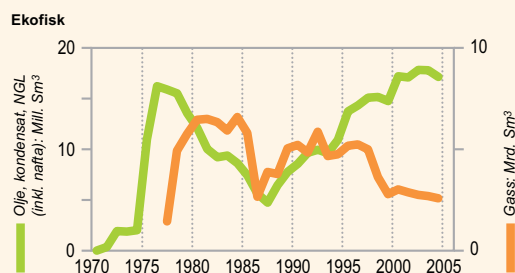
Den sørlege delen av Nordsjøen vart tidleg viktig for Noreg då Ekofisk, som det første feltet på norsk kontinentalsokkel, kom i produksjon for meir enn 30 år sidan. Ekofisk fungerer som eit knutepunkt for petroleumsaktiviteten i Sørlege Nordsjø ved at felta omkring nyttar seg av infrastrukturen som knyter Ekofisk til kontinentet og Storbritannia. Frå Ekofisk blir olje og gass frå norsk kontinentalsokkel eksportert til høvesvis Teesside i Storbritannia og Emden i Tyskland. Nord for Ekofisk ligg Sleipnerfeltet. Sleipner Øst kom i produksjon i 1993, og Sleipner Vest følgde etter i 1996. Felta produserer store mengder gass og kondensat. I tillegg utgjer Sleipner eit knutepunkt i gasstransportssystemet på norsk kontinentalsokkel. Trass i at produksjonen frå Sørlege Nordsjø har vart i mange år, er det framleis store ressursar att i området. Ein ventar difor at det vil bli produsert olje og gass derifrå i meir enn 30 år til.



Innretningar i Ekofiskområdet







Ekofisk

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 2/4 – utvinningsløyve 018. Tildelt 1965	
Funnår	1969	
Godkjent utbygt	01.03.1972	
Produksjonsstart	15.06.1971	
Operatør	ConocoPhillips Skandinavia AS	
Retthavere	ConocoPhillips Skandinavia AS	35,11 %
	Eni Norge AS	12,39 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	6,65 %
	Petoro AS	5,00 %
	Statoil ASA	0,95 %
	Total E&P Norge AS	39,90 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg:	Att per 31.12.2004:
	524,1 mill. Sm ³ olje	178,3 mill. Sm ³ olje
	184,9 milliarder Sm ³ gass	58,7 milliarder Sm ³ gass
	14,3 mill. tonn NGL	3,1 mill. tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2005:	
	Olje: 281 000 fat per dag. Gass: 2,71 milliarder Sm ³ . NGL: 0,29 mill. tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 134,2 milliardar 2005-kroner.	
	Per 31.12.2004 er det investert totalt 103,7 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Tananger	

Utbyggingsløyving:

Produksjonen frå Ekofisk tok til i 1971 på innretninga Gulftide. Havet i området er 70–75 meter djupt. I dei første åra vart feltet produsert til lasteskip frå fire brønner, inntil betongtanken var på plass i 1973. Sidan har det kome til mange innretningar på feltet, inkludert stigerøyrinnretningar for tilknytte felt og eksportrørleidningar. Fleire av dei er tekne ut av drift og ventar på disponering. Dei operative delane av Ekofisksenteret er i dag bustadinnretninga 2/4-H, produksjonsinnretninga 2/4-C, bore- og produksjonsinnretninga 2/4-X og prosessinnretninga 2/4-J. Av dei andre innretningane på senteret er 2/4-FTP og 2/4-W framleis i bruk, høvesvis som stigerøyrinnretning for produksjonen frå brønnehovudinnretningane 2/4-A i sør og 2/4-B i nord og som brønnehovudinnretning for vassinjeksjon. I tillegg er 2/4-K i bruk nord på feltet som hovudinnretning for vassinjeksjon. 2/4-K er bunden saman med 2/4-B med bru. Prøveutvinninga frå Ekofiskfeltet vart formelt starta 09.06.1971. Det vart gjeve prinsipielt samtykke til det tekniske opplegget for utbygging av Ekofisk 01.03.1972. Vassinjeksjon vart godkjend 20.12.1983, Ekofisk II vart godkjent 09.11.1994, Ekofisk Vekst vart godkjent 06.06.2003.

Reservoar:

Ekofiskfeltet produserer frå kritbergartar i Ekofisk- og Torformasjonane.

Utvinningsstrategi:

Ekofisk vart opphavleg bygt ut med trykkavlastning som drivmekanisme. Seinare har avgrensa gassinjeksjon og omfattande vassinjeksjon gjort sitt til å auka utvinninga for olje mykje. Ein byrja med vassinjeksjon i stor skala i 1987, og i åra etter har området for vassinjeksjon vorte utvida i fleire steg. Røynslene har vist at vatnet fortregjer oljen meir effektivt enn venta, og reserveestimatet er oppjustert tilsvarende. I tillegg til vassinjeksjon gjev kompaksjonen av dei mjuke kritbergartane ekstra driv til dreneringa av feltet. Dette blir forsterka av at det injiserte vatnet gjer sitt til å svekkja kriet.

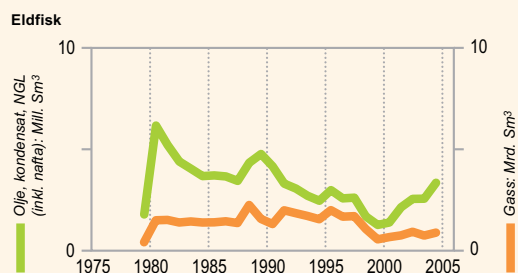
Transportløysing:

Olje og gass blir ført til eksportrørleidningane via prosessanlegget på 2/4-J på Ekofisk.

Gassen frå Ekofiskområdet blir transportert i rørleidning til Emden, medan oljen, som òg inneheld NGL-fraksjonane, går i rørleidning til Teesside.

Status:

Ein ventar at produksjonen frå Ekofisk vil halda seg på og til dels auka frå det høge nivået i dag. Det kjem først og fremst av at det blir fleire brønner og større prosesseringskapasitet når ein ny innretning, brønn hovudinnretningar 2/4-M, startar opp i 2005. I høve til planane i dag er det gode utsikter til å auka reservane meir ved å optimalisera vassinjeksjonen. Det er venta stor aktivitet på feltet dei neste åra. Understellet til 2/4-M er installert, og boreoperasjonane er i gang. Dekksanlegget er planlagt installert i 2005. Ein held framleis på å greia ut om det er mogleg å leggja om produksjonen frå 2/4-A og 2/4-B, og det er venta avgjersle om det i 2005. Kontinuerleg boring er med dagens strategi nøkkelen til høg utvinning. I tillegg går det føre seg arbeid med å reingjera og disponera innretningar som er stengde ned.



Eldfisk

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 2/7 – utvinningsløyve 018. Tildelt 1965	
Funnår	1970	
Godkjent utbygt	25.04.1975	
Produksjonsstart	08.08.1979	
Operatør	ConocoPhillips Skandinavia AS	
Retthavere	ConocoPhillips Skandinavia AS	35,11 %
	Eni Norge AS	12,39 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	6,65 %
	Petoro AS	5,00 %
	Statoil ASA	0,95 %
	Total E&P Norge AS	39,90 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg:	Att per 31.12.2004:
	124,7 mill. Sm ³ olje	47,6 mill. Sm ³ olje
	50,6 milliarder Sm ³ gass	15,6 milliarder Sm ³ gass
	4,4 mill. tonn NGL	1,0 mill. tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2005:	
	Olje: 52 000 fat per dag. Gass: 1,14 milliarder Sm ³ . NGL: 0,09 mill. tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 53,6 milliarder 2005-kroner.	
	Per 31.12.2004 er det investert totalt 42,5 milliarder 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Tananger	

Utbyggingsløyving:

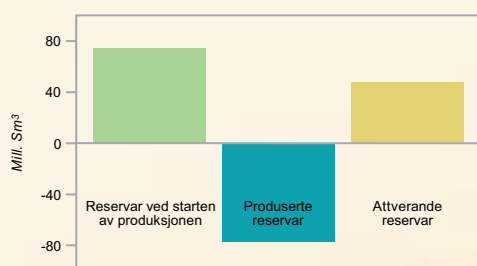
Eldfisk vart opphavleg bygt ut med tre innretningar. Havet i området er 70–75 meter djupt. Eldfisk B er ei kombinert bore-, brønnhovud- og prosessinnretning på Bravo-strukturen, medan Eldfisk A og 2/7-FTP er brønnhovud- og prosessinnretning knytt saman med bru på Alfa-strukturen. Eldfisk A har borefasilitetar. Olje og gass blir transportert i to røyrleidningar til Ekofisksenteret og derifrå vidare til Teesside og Emden. Det er gjort modifikasjonar på Eldfisk og Ekofisk slik at oljen frå Eldfisk kan gå direkte til eksportpumpene på 2/4-J. I 1999 vart ei ny innretning for vassinjeksjon, 2/7-E, installert på Alfa-strukturen. Innretninga forsyner òg Ekofiskfeltet med ein del injeksjonsvatn gjennom ein ny røyrleidning frå Eldfisk til Ekofisk 2/4-K. Eldfisk vart godkjent som fase IV av Ekofisk-utbygginga ved kgl.res. 25.04.1975. Eldfisk vassinjeksjon vart godkjend 12.12.1997. Oppgraderinga av kapasiteten på Eldfisk vart godkjend 06.06.2003 som ein del av planen for Ekofisk Vekst.

Reservoar:

Eldfiskfeltet produserer frå kritbergartar i Ekofisk-, Tor- og Hodformasjonane. Feltet inneheld tre strukturar: Alfa, Bravo og Øst Eldfisk.

Utvinningsstrategi:

Eldfisk vart opphavleg bygt ut med trykkavlastning som drivmekanisme. I 1999 byrja vassinjeksjonen på feltet, basert på horisontale injeksjonsbrønner. I tillegg blir det injisert gass som ein ikkje sel av omsyn til kapasiteten eller marknaden.

**Transportløsning:**

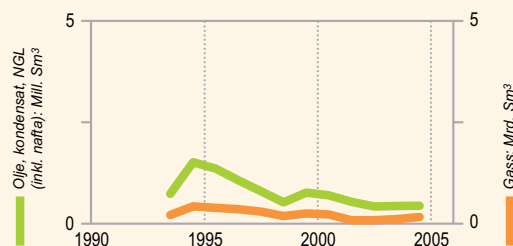
Olje og gass blir ført til eksportrørledningane via Ekofisksenteret. Gassen frå Ekofiskområdet blir transportert i rørledning til Emden, medan oljen, som òg inneheld NGL-fraksjonane, går i rørledning til Teesside.

Status:

Utan spesielle tiltak ventar ein at produksjonen frå Eldfisk blir konstant i åra framover. Etter planane som ligg føre i dag, er det gode utsikter til å auka reservane ved å bora fleire brønnar og optimalisera vassinjeksjonen. Det er i gang ein studie for å konkretisera tiltak som skal auka utvinninga frå Eldfisk. Tiltaka kan innebera nye innretningar på feltet. Det kjem truleg ein konklusjon hausten 2005. Figuren over viser reserveutviklinga for feltet.



Embla



Embla

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 2/7 – utvinningsløyve 018. Tildelt 1965	
Funnår	1988	
Godkjent utbygt	14.12.1990	
Produksjonsstart	12.05.1993	
Operatør	ConocoPhillips Skandinavia AS	
Rettshavarar	ConocoPhillips Skandinavia AS	35,11 %
	Eni Norge AS	12,39 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	6,65 %
	Petoro AS	5,00 %
	Statoil ASA	0,95 %
	Total E&P Norge AS	39,90 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2004:
	13,3 mill. Sm ³ olje	4,7 mill. Sm ³ olje
	4,1 milliardar Sm ³ gass	1,3 milliardar Sm ³ gass
	0,5 mill. tonn NGL	0,2 mill. tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2005:	
	Olje: 6000 fat per dag. Gass: 0,19 milliardar Sm ³ . NGL: 0,02 mill. tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 3,5 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 3,5 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Tananger	

Utbyggingsløyving:

Embla er bygt ut med ei ubemannar brønnhovudinnretning som er fjernstyrt frå Eldfisk. Havet i området er 70–75 meter djupt. PUD for Embla vart godkjend 14.12.1990. Endra PUD vart godkjend 25.04.1995.

Reservoar:

Emblafeltet produserer frå eit segmentert sandsteinsreservoar av devon og jura alder. Reservoaret ligg på over 4000 meters djup.

Utvinningsstrategi:

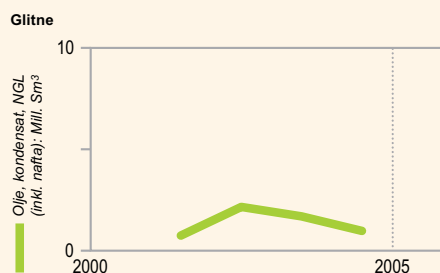
Embla produserer ved trykkavlastning.

Transportløyving:

Olje og gass blir transportert til Eldfisk og vidare til Ekofisksenteret for eksport. Gassen frå Ekofiskområdet blir transportert i rørleidning til Emden, medan oljen, som òg inneheld NGL-fraksjonane, går i rørleidning til Teesside.

Status:

Dersom det ikkje blir bora fleire brønner, eller dei som finst ikkje blir stimulerte, vil produksjonen frå Embla minka framover.



Glitne

Blokker og utvinningsløype	Blokk 15/5 – utvinningsløype 048 B. Tildelt 2001 Blokk 15/6 – utvinningsløype 029 B. Tildelt 2001
Funnår	1995
Godkjent utbygt	08.09.2000 av Kronprinsregenten i statsråd
Produksjonsstart	29.08.2001
Operatør	Statoil ASA
Rettskavarar	DONG Norge AS 9,30 % Det Norske Oljeselskap AS 10,00 % Statoil ASA 58,90 % Total E&P Norge AS 21,80 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2004: 7,2 mill. Sm ³ olje 1,7 mill. Sm ³ olje
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Olje: 16 000 fat per dag
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 1,6 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 1,6 milliardar 2005-kroner.
Driftsorganisasjon	Stavanger
Hovudforsyningsbase	Dusavik

Utbyggingsløyising:

Glitne er eit oljefelt som ligg 40 km nordvest for Sleipnerområdet, på 110 meters havdjup. Med i utbyggingsløyisinga er produksjons- og lagerskipet Petrojarl 1, som er knytt til fire produksjonsbrønner og ein vassinjeksjonsbrønn.

Reservoar:

Reservoaret er oppbygt av fleire skilde sandkroppar av djupmarine vitteavsetningar i den øvre delen av Heimdalformaasjonen.

Utvinningsstrategi:

Assosiert gass blir nytta til gasslyft, medan overskotsgass blir reinjisert.

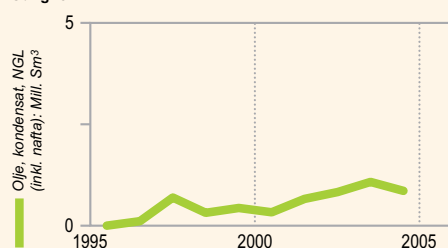
Transportløyising:

Oljen frå Glitne blir prosessert og lagra på produksjonsskipet og eksportert via skytteltankar.

Status:

Produksjonen frå Glitne skulle opphavleg vara i vel to år, men ein reknar no med at han vil vara om lag dobbelt så lenge, mellom anna på grunn av god brønnplassering og god trykkstøtte. Vassproduksjonen er no ca. 70 prosent av væskebehandlingskapasiteten, og det er venta at han vil auka til ca. 90 prosent i 2005.

Gungne



Gungne

Blokk og utvinningsløype	Blokk 15/9 – utvinningsløype 046. Tildelt 1976	
Funnår	1982	
Godkjent utbygt	29.08.1995 av Kongen i statsråd	
Produksjonsstart	21.04.1996	
Operatør	Statoil ASA	
Rettskavarar	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	28,00 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	9,40 %
	Statoil ASA	52,60 %
	Total E&P Norge AS	10,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2004¹:
	9,9 milliardar Sm ³ gass	9,9 milliardar Sm ³ gass
	1,3 mill. tonn NGL	0,3 mill. tonn NGL
	3,1 mill. Sm ³ kondensat	
Produksjon	Venta produksjon i 2005:	
	Gass: 1,51 milliardar Sm ³ . NGL: 0,22 mill. tonn. Kondensat: 0,49 mill. Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 1,0 milliardar 2005-kroner.	
	Per 31.12.2004 er det investert totalt 1,0 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Dusavik	

¹Gassproduksjonen for Gungne, Sleipner Vest og Sleipner Øst er målt samla og difor er attverande gassreservar lik opphavelge

Utbyggingsløyising:

Gungne er eit gassfelt som ligg på 83 meters havdjup og blir produsert via to brønner frå Sleipner A.

Reservoar:

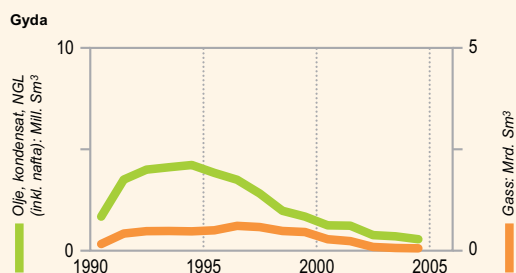
Gungne produserer gass og kondensat hovudsakleg frå sandsteinsreservoar i Skagerrakformasjonen av trias alder. Reservoarsandstein av tidlegjura alder overlappar strukturen i sør, men manglar over dei høgaste delane av strukturen i nord. Feltet er kraftig påverka av salttektonikk. Reservoareigenskapane er generelt gode, med unntak av permeabiliteten. Reservoaret er forkasta, og laterale kontinuerlege skiferlag verkar som barrierar.

Utvinningsstrategi:

Gungne produserer ved trykkavlastning.

Transportløyising:

Gass og kondensat frå Sleipner Øst og Gungne blir prosessert på Sleipner A. Prosessert gass frå Sleipner A blir blanda med gass frå Troll og eksportert via Draupner til Zeebrugge.



Gyda

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 2/1 – utvinningsløyve 019 B. Tildelt 1977	
Funnår	1980	
Godkjent utbygt	02.06.1987 i Stortinget	
Produksjonsstart	21.06.1990	
Operatør	Talisman Energy Norge AS	
Rettskavarar	DONG Norge AS	34,00 %
	Norske AEDC A/S	5,00 %
	Talisman Energy Norge AS	61,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2004:
	36,8 mill. Sm ³ olje	4,6 mill. Sm ³ olje
	5,9 milliardar Sm ³ gass	0,6 milliardar Sm ³ gass
	1,9 mill. tonn NGL	0,2 mill. tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2005:	
	Olje: 14 000 fat per dag. Gass: 0,16 milliardar Sm ³ . NGL: 0,03 mill. tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 14,2 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 13,4 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Tananger	

Utbyggingsløyving:

Gydafeltet ligg på 66 meters havdyp. Feltet er bygt ut med ei kombinert bore-, bustad- og prosessinnretning med stålunderstell.

Reservoar:

Reservoaret er oppbygt av sandstein av seinjura alder.

Utvinningsstrategi:

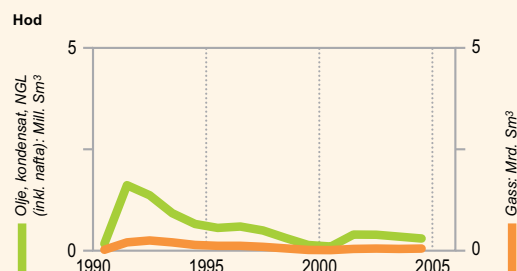
Feltet produserer med vassinjeksjon som drivmekanisme.

Transportløyving:

Oljen blir transportert til Ekofisk via oljerørleidningen frå Ula og vidare til Teesside. Gassen går i ein eigen rørleidning til Ekofisk og derifrå til Emden.

Status:

Vassproduksjonen aukar, og ein vurderer heile tida tiltak for å redusera vassproduksjonen.



Hod

Blokk og utvinningsløype	Blokk 2/11 – utvinningsløype 033. Tildelt 1969	
Funnår	1974	
Godkjent utbygt	26.06.1988 i Stortinget	
Produksjonsstart	30.09.1990	
Operatør	BP Norge AS	
Retthavarar	Amerada Hess Norge AS	25,00 %
	BP Norge AS	25,00 %
	Enterprise Oil Norge AS	25,00 %
	Total E&P Norge AS	25,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2004:
	8,3 mill. Sm ³ olje	0,5 mill. Sm ³ olje
	1,4 milliardar Sm ³ gass	
	0,2 mill. tonn NGL	
Produksjon	Venta produksjon i 2005:	
	Olje: 4000 fat per dag. Gass: 0,04 milliardar Sm ³ . NGL: 0,01 mill. tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 2,1 milliardar 2005-kroner.	
	Per 31.12.2004 er det investert totalt 2,1 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Tananger	

Utbyggingsløyising:

Hod er eit oljefelt som ligg på 72 meters havdyp. Feltet er bygt ut med ei ubemanna produksjonsinnretning som blir fjernstyrt frå Valhallfeltet, 13 kilometer lenger nord. PUD for Hod vart godkjend 26.06.1988. PUD for Hod Sadel vart godkjend 20.06.1994.

Reservoar:

Feltet produserer frå kritbergartar i Ekofisk-, Tor- og Hodformasjonane. Det inneheld dei tre strukturane Hod Vest, Hod Øst og Hod Sadel.

Utvinningsstrategi:

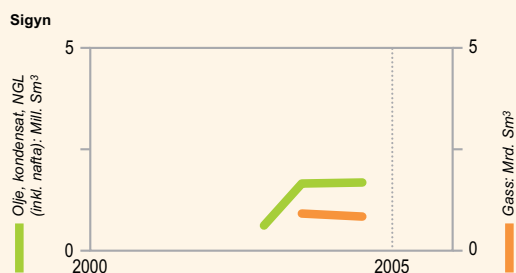
Utvinninga går føre seg ved trykkavlastning. Sidan 2001 er det nytta gasslyft i den viktigaste brønnen på feltet for å auka produksjonen.

Transportløyising:

Ei separasjonseining på produksjonsinnretninga skil oljen og gassen, som så går i ein felles rørleidning til Valhall, der det går føre seg ytterlegare prosessering. Eksporten vidare går i transportsystema til Teesside og Emden.

Status:

Produksjonen frå Hod er relativt stabil på eit lågt nivå. Feltet er i ein sein fase med den utvinningsstrategien som blir nytta i dag. For tida vurderer ein om vassinjeksjon kan gje betre ressursutnytting frå Hod Øst-strukturen. Det kan bli aktuelt å gjennomføra eit pilotprosjekt for vassinjeksjon i feltet.



Sigrun

Blokk og utvinningløyve	Blokk 16/7 – utvinningløyve 072. Tildelt 1981	
Funnår	1982	
Godkjent utbygt	31.08.2001 av Kongen i statsråd	
Produksjonsstart	22.12.2002	
Operatør	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	
Rettskavarar	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	40,00 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	10,00 %
	Statoil ASA	50,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2004:
	6,1 milliardar Sm ³ gass	4,4 milliardar Sm ³ gass
	3,0 mill. tonn NGL	2,3 mill. tonn NGL
	4,6 mill. Sm ³ kondensat	2,6 mill. Sm ³ kondensat
Produksjon	Venta produksjon i 2005:	
	Gass: 0,96 milliardar Sm ³ . NGL: 0,29 mill. tonn. Kondensat: 0,80 mill. Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 2,2 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 2,2 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Dusavik	

Utbyggingsløyving:

Sigrun ligg i Sleipnerområdet, på ca. 70 meters havdjupe. Feltet er bygt ut med ei havbotnramme, som ein satellitt til Sleipner Øst. Produksjonen er styrt frå Sleipner Øst. Brønnstraumen går gjennom to røyrleidningar til Sleipner A-innretninga. PUD for Sigrun vart godkjend ved kgl.res. 31.08.2001. På Sigrun Øst-førekosten vart det gjennomført prøveutvinning i desember 1997.

Reservoar:

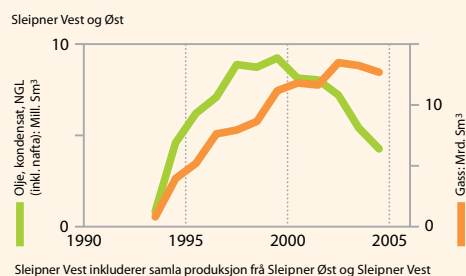
Til feltet høyrer førekosten Sigrun Vest, som inneheld gass og kondensat, og Sigrun Øst, som inneheld lettolje. Hovudreservoaret ligg i Skagerrakformasjonen.

Utvinningsstrategi:

Feltet produserer ved trykkavlastning.

Transportløyving:

Gassen blir eksportert via tørrgasssystemet på Sleipner. Kondensatet går via Sleipnerkondensatrøyrleidningen til Kårstø.



Sleipner Vest

Blokker og utvinningsløyve	Blokk 15/6 – utvinningsløyve 029. Tildelt 1969 Blokk 15/9 – utvinningsløyve 046. Tildelt 1976	
Funnår	1974	
Godkjent utbygt	14.12.1992 i Stortinget	
Produksjonsstart	29.08.1996	
Operatør	Statoil ASA	
Rettskavalar i Sleipner Vest	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS Norsk Hydro Produksjon AS Statoil ASA Total E&P Norge AS	32,24 % 8,85 % 49,50 % 9,41 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: 108,1 milliardar Sm ³ gass 8,1 mill. tonn NGL 28,1 mill. Sm ³ kondensat	Att per 31.12.2004¹: 65,7 milliardar Sm ³ gass 5,0 mill. tonn NGL 6,2 mill. Sm ³ kondensat
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Gass: 9,23 milliardar Sm ³ . NGL: 0,45 mill. tonn. Kondensat: 1,70 mill. Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 23,3 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 22,2 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Dusavik	

¹ Gassproduksjonen for Gungne, Sleipner Vest og Sleipner Øst blir målt samla. Reservane som er att, viser Sleipner Øst og Vest samla.

Utbyggingsløysing:

Sleipner Vest er eit gassfelt som ligg på 110 meters havdjup. Det har ei brønnehovudinnretning som til vanleg er ubemanna, Sleipner B og ei prosessinnretning, Sleipner T. Alfa Nord-segmentet er bygt ut med ei havbotnramme og fire produksjonsbrønner. Havbotnramma er knytt til Sleipner T.

Reservoar:

Sleipner Vest produserer frå Sleipner- og Huginformasjonane av mellomjura alder. Herifrå blir det hovudsakleg produsert gass og kondensat. Ein har observert lokale samlingar av olje, men dei er ikkje produserte. Hovuddelen av reservane finst i Huginformasjonen, som er delt inn i ein øvre og ein nedre del. Huginreservoaret er oppbygt av ein serie strandsoneavsetningar. Sleipnerformasjonen ligg under Huginformasjonen og er oppbygt av ein sekvens med fluviale avsetningar. Salttektonisk aktivitet av trias alder kompliserer strukturen endå meir. Forkastingane på feltet er generelt ikkje forseglende, og kommunikasjonen mellom dei geologiske sandavsetningane er generelt god.

Utvinningsstrategi:

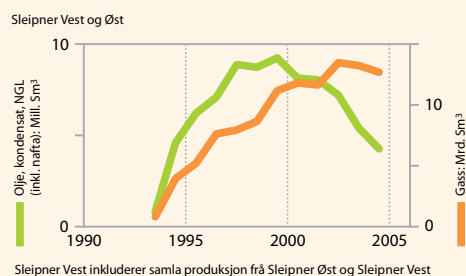
Sleipner Vest produserer ved trykkavlastning.

Transportløsning:

Gass og kondensat frå Sleipner Vest blir prosessert på Sleipner T og CO₂ fjerna frå gassen. Prosessert gass frå Sleipner Vest blir injisert i Tyformasjonen i Sleipner Øst. Gass, som ikkje blir reinjisert, går til Sleipner Øst for eksport. CO₂ blir reinjisert frå Sleipner A i Utsiraformasjonen via ein eigen injeksjonsbrønn. Ustabilt kondensat frå Sleipner Vest og Sleipner Øst blir blanda ved Sleipner A og går til Kårstø for prosessering til stabilt kondensat og NGL-produkt.

Status:

Feltet er delt i fem segment: Epsilon, Delta, Beta, Alfa Sør og Alfa Nord. Alfa Nord kom i produksjon i oktober 2004. Eksportkapasiteten for gass svarar til 110 prosent av designbasis for begge innretningane. Sleipner T vart modifisert for lågtrykksproduksjon i 2002, og lågtrykksproduksjon er iverksett på Sleipner B. Om det skal borast brønner til Delta og Beta Vest i Sleipner Vest, vil ein vurdere i lys av den nye 3D-seismikken.



Sleipner Øst

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 15/9 – utvinningsløyve 046. Tildelt 1976	
Funnår	1981	
Godkjent utbygt	15.12.1986 i Stortinget	
Produksjonsstart	24.08.1993	
Operatør	Statoil ASA	
Rettskavarar i Sleipner Øst	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	30,40 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	10,00 %
	Statoil ASA	49,60 %
	Total E&P Norge AS	10,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2004¹:
	65,8 milliardar Sm ³ gass	65,7 milliardar Sm ³ gass
	12,5 mill. tonn NGL	5,0 mill. tonn NGL
	27,1 mill. Sm ³ kondensat	6,2 mill. Sm ³ kondensat
Produksjon	Venta produksjon i 2005:	
	Gass: 2,24 milliardar Sm ³ . NGL: 0,34 mill. tonn.	
	Kondensat: 0,64 mill. Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 33,9 milliardar 2005-kroner.	
	Per 31.12.2004 er det investert totalt 32,5 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Dusavik	

¹ Gassproduksjonen for Gungne, Sleipner Vest og Sleipner Øst blir målt samla. Reservane som er att, viser Sleipner Øst og Vest samla.

Utbyggingsløysing:

Sleipner Øst er eit gasskondensatfelt som ligg på 82 meters havdjup. Feltet er bygt ut med ei integrert prosess-, bore- og bustadinnretning med understell av betong, Sleipner A. I tillegg er det bygt ei eiga stigerøyrinnretning, Sleipner R, med brusamband til Sleipner A. Sleipner R knyter Sleipner A til røyrløysingane for gasstransport, to botnrammer og fakingstårnet Sleipner F. Det er installert ei botnramme for produksjon frå den nordlege delen av Sleipner Øst og ei for produksjon av Loke. I tillegg er tre brønningar frå Sigyn knytte til Sleipner A. PUD for Sleipner Øst vart godkjend 15.12.1986. PUD for Loke vart godkjend i 1991, og produksjonen tok til i 1993. Utbygging av Loke Trias vart godkjend i 29.08.1995, og produksjonen tok til 19.06.1998.

Reservoar:

Ressursane i Sleipner Øst og Loke finst hovudsakleg i sandstein i Tyformasjonen av tertiar alder og i sandstein i Huginformasjonen av mellomjura alder. Det er ingen trykkommunikasjon mellom dei to reservoarsonene. Huginformasjonen inneheld grunnmarine avsetningar og kystnære, landavsette sediment. Tyreservoaret inneheld grunnmarine viteavsetningar. Under Huginformasjonen ligg Skagerrakformasjonen av trias alder. Skagerrakformasjonen, som utgjer hovudreservoaret på Loke, er oppbygd av alluviale avsetningar og har moderate til dårlege reservoareigenskapar. Den sandige Skagerrakformasjonen finst ikkje på hovudfeltet til Sleipner Øst. Draupneformasjonen av seinjura alder ligg over Huginformasjonen, og er stort sett oppbygd av djupmarin skifer i Sleipner Øst-området, men ein sekvens med skifer og sandstein er lokalisert i Loke. Forkastingar segmenterer Huginreservoaret.

Utvinningsstrategi:

Huginreservoaret på Sleipner Øst og Loke produserer ved trykkavlastning, medan Tyreservoaret får trykkstøtte frå gassinjeksjon for å akselerera og auka kondensatproduksjonen. Injektorane er plasserte på reservoarflankane for å unngå at tørr gass skal bryta gjennom i produsentane. For å akselerera gass- og kondensatutvinninga og forlengja brønnanes platåproduksjon har ein redusert trykket i separator B på Sleipner A.

Transportløysing:

Gass og ustabil kondensat frå Sleipner Øst, Loke, Sigyn og Gungne blir prosessert på Sleipner A. Prosessert gass frå Sleipner A og Sleipner T (prosessinnretning for Sleipner Vest) blir blanda med gass frå Troll og eksportert via Draupner til Zeebrugge. Ustabil kondensat frå Sleipner Vest og Sleipner Øst blir blanda ved Sleipner A og sendt til Kårstø for prosessering til stabil kondensat og NGL-produkt.

Status: Det er i alt 17 produksjonsbrønner på Sleipner Øst. For tida er brønncapaciteten større enn prosesseringskapasiteten.

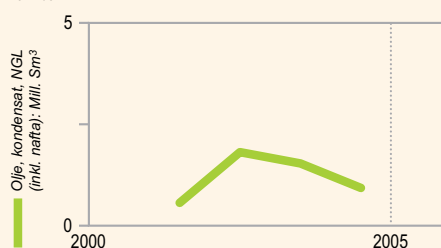
Produsert gass, som ikkje blir eksportert, blir injisert i Tyreservoaret for å gje trykkstøtte via fem injektorbrønner.

Gassinjeksjon i Tyreservoaret vil halda fram til 2005–2006. Då skal det setjast i gang ei massiv nedblåsing av reservoaret.

I 2007 skal gass frå Ormen Lange eksporterast til Storbritannia via Sleipner A. Det er planlagt å bora brønner frå Sleipner A til segmenta My2 og My3 på Sleipner Øst og til eit isolert segment på Gungne i 2005.



Tambar



Tambar

Blokker og utvinningsløype	Blokk 1/3 – utvinningsløype 065. Tildelt 1981 Blokk 2/1 – utvinningsløype 019 B. Tildelt 1977
Funnår	1983
Godkjent utbygt	03.04.2000 av Kongen i statsråd
Produksjonsstart	15.07.2001
Operatør	BP Norge AS
Rettskavalar	BP Norge AS 55,00 % DONG Norge AS 45,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2004: 6,7 mill. Sm ³ olje 2,1 mill. Sm ³ olje 1,8 milliardar Sm ³ gass 1,8 milliardar Sm ³ gass 0,2 mill. tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Olje: 15 000 fat per dag. Gass: 0,28 milliardar Sm ³ . NGL: 0,02 mill. tonn
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 1,7 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 1,5 milliardar 2005-kroner.
Driftsorganisasjon	Stavanger
Hovudforsyningsbase	Tananger

Utbyggingsløysing:

Tambar er eit oljefelt som ligg på 68 meters havdjup ca. 16 km søraust for Ulafeltet og ca. 12 km nordvest for Gydafeltet. Feltet er bygt ut med ei ubemanna brønnehovudinnretning utan prosesseringsanlegg.

Reservoar:

Reservoaret inneheld sandstein av seinjura alder, avsett i eit grunnmarint miljø. Hydrokarbonfella er ei forkastingsfelle (fall) med to antyklinalar som er skilde med eit salområde. Reservoarkvaliteten er heterogen, og reservoaret er delt inn i soner etter kvaliteten på sanden.

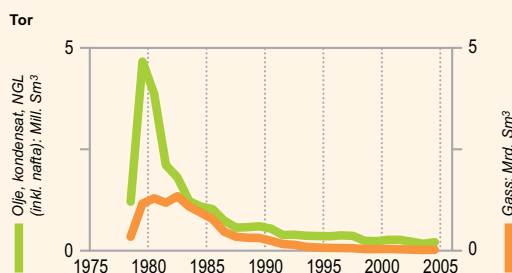
Utvinningsstrategi:

Det er bora tre brønner som produserer frå C-sanden ved trykkavlastning. Det er utført studiar om potensialet for ulike måtar å auka oljeutvinninga på, men på grunn av kompleksiteten i reservoaret ser det ikkje ut til at vassinjeksjon eller gassinjeksjon kan forsvarast økonomisk.

Transportløysing:

Produksjonen blir ført til Ula, der ein skil ut oljen og eksporterer han i eksisterande rørleidningssystem til Teesside via Ekofisk. Gassen blir injisert i Ulareservoaret for å auka oljeutvinninga.

Status: Ein vurderer å installera fleirfasepumpe ved overføring til Ula og å bora tilleggsbrønner for å auka oljeutvinninga. I juni 2004 vart det oppdaga ein lekkasje på eksportrøret til Ula, og Tambar vart nedstengt. Frå midten av desember 2004 kom produksjonen i gang att, med Ula Gyda Interconnector Pipeline (UGIP) som eksportrør til Ula. UGIP er ei mellombels løysing til eit nytt rør er på plass.



Tor

Blokker og utvinningsløyve	Blokk 2/4 – utvinningsløyve 018. Tildelt 1965 Blokk 2/5 – utvinningsløyve 006. Tildelt 1965	
Funnår	1970	
Godkjent utbygt	04.05.1973	
Produksjonsstart	28.06.1978	
Operatør	ConocoPhillips Skandinavia AS	
Rettskavarar i Tor	ConocoPhillips Skandinavia AS	30,66 %
	Eni Norge AS	10,82 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	5,81 %
	Petro AS	3,69 %
	Statoil ASA	0,83 %
	Total E&P Norge AS	48,20 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: 26,7 mill. Sm ³ olje 11,6 milliardar Sm ³ gass 1,2 mill. tonn NGL	Att per 31.12.2004: 4,7 mill. Sm ³ olje 0,9 milliardar Sm ³ gass 0,1 mill. tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Olje: 3 000 fat per dag. Gass: 0,03 milliardar Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 8,1 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 8,0 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Tananger	

Utbyggingsløyving:

Tor er eit oljefelt som ligg på om lag 70 meters havdjup og er bygt ut med ei kombinert brønnhoved- og prosessinnretning med transport gjennom røyrleidningar til Ekofisksenteret og eksport derifrå. Torfeltet vart godkjent utbygt som eit ledd i Ekofiskutbygginga.

Reservoar:

Hovudreservoaret i Tor ligg på rundt 3200 meters djup og er oppbygt av oppsprokne kritbergartar som høyrer til Torformasjonen. Ekofiskformasjonen inneheld òg olje, men har dårlege produksjonseigenskapar.

Utvinningsstrategi:

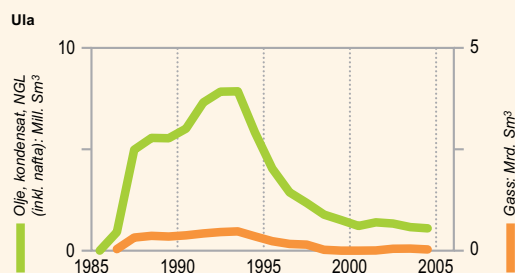
Tor produserte opphavleg ved trykkavlastning. I 1992 byrja ein med avgrensa vassinjeksjon. Anlegget er seinare oppgradert.

Transportløyving:

Olje og gass blir ført til eksportrøyrleidningane via prosessanlegget på 2/4-J på Ekofisk. Gassen frå Ekofiskområdet blir transportert i røyrleidning til Emden, medan oljen, som òg inneheld NGL-fraksjonane, går i røyrleidning til Teesside.

Status:

Det er i gang ein studie som vurderer utsiktene for Tor framover, og som ein del av dette arbeidet skal nye seismikkdata liggja føre i 2005.



Ula

Blokker og utvinningsløyve	Blokk 7/12 – utvinningsløyve 019. Tildelt 1965 Blokk 7/12 – utvinningsløyve 019 B. Tildelt 1977
Funnår	1976
Godkjent utbygt	30.05.1980 i Stortinget
Produksjonsstart	06.10.1986
Operatør	BP Norge AS
Rettskavalar	BP Norge AS 80,00 % DONG Norge AS 5,00 % Svenska Petroleum Exploration AS 15,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: 78,2 mill. Sm ³ olje 3,8 milliardar Sm ³ gass 2,9 mill. tonn NGL Att per 31.12.2004: 12,5 mill. Sm ³ olje 0,4 mill. tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Olje: 28 000 fat per dag. NGL: 0,04 mill. tonn
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 19,9 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 18,9 milliardar 2005-kroner.
Driftsorganisasjon	Stavanger
Hovudforsyningsbase	Tananger

Utbyggingsløyving:

Ula er eit oljefelt som ligg på ca. 70 meters havdjup. Feltet har tre konvensjonelle stålrenningar for høvesvis produksjon, boring og bustadkvarter. Innretningane er knytte saman med bruer.

Reservoar:

Hovudreservoaret er i sandstein av seinjura alder. Sanden vart avsett i eit grunnmarint miljø og er svært bioturbert. Permeabiliteten er frå god til svært god, men minkar ut mot flankane.

Utvinningsstrategi:

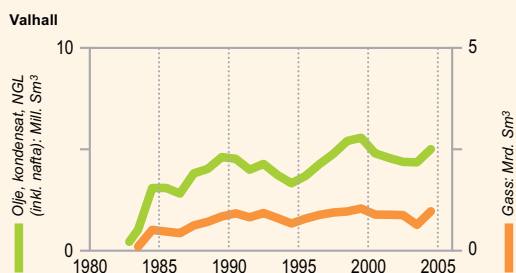
Feltet produserte i utgangspunktet ved trykkavlastning, men etter nokre år tok ein i bruk vassinjeksjon for å auka utvinninga. VAG (alternerande vassinjeksjon og gassinjeksjon) tok til i 1998. Etter som tilgangen på gass auka ved å prosessera produksjonen frå Tambar på Ula, er VAG-programmet utvida meir. Operatøren meiner at VAG har ein svært gunstig effekt på dreneringa av reservoaret, og ynskjer å utvida VAG-programmet. Det er i dag i alt 15 brønningar på feltet: åtte produksjonsbrønningar, tre vassinjeksjonsbrønningar og fire VAG-brønningar. Brønnane i VAG-programmet er plasserte slik at injeksjonen går føre seg på flankane av feltet, medan ein produserer frå toppen av reservoaret.

Transportløyving:

Oljen blir transportert i røyr via Ekofisk til Teesside. All gass blir reinjisert i reservoaret for å auka oljeutvinninga.

Status:

Avhengig av tilgangen på injeksjonsgass vil omfanget av VAG-programmet bli fastsett i slutten av 2005.



Valhall

Blokker og utvinningsløyve	Blokk 2/11 – utvinningsløyve 033 B. Tildelt 2001 Blokk 2/8 – utvinningsløyve 006 B. Tildelt 2000	
Funnår	1975	
Godkjent utbygt	02.06.1977 i Stortinget	
Produksjonsstart	02.10.1982	
Operatør	BP Norge AS	
Rettskavarar i Valhall	Amerada Hess Norge AS	28,09 %
	BP Norge AS	28,09 %
	Enterprise Oil Norge AS	28,09 %
	Total E&P Norge AS	15,72 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2004:
	171,5 mill. Sm ³ olje	87,6 mill. Sm ³ olje
	29,2 milliardar Sm ³ gass	12,6 milliardar Sm ³ gass
	4,4 mill. tonn NGL	1,6 mill. tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2005:	
	Olje: 110 000 fat per dag. Gass: 1,37 milliardar Sm ³ . NGL: 0,14 mill. tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 53,6 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 41,2 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Tananger	

Utbyggingsløyving:

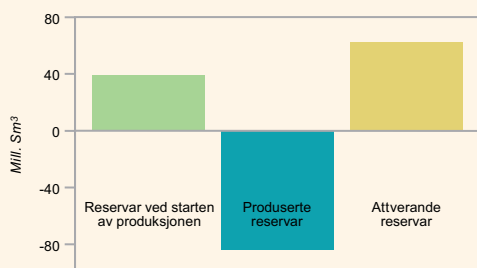
Valhall er eit oljefelt som ligg på 70 meters havdjup. Feltet vart opphavleg bygt ut med tre innretningar, bustad-, bore- og produksjonsinnretning. To separasjonseiningar skil oljen frå gassen på Valhall. Dei tyngre gassfraksjonane, NGL, blir skilde gjennom eit fraksjoneringstårn og deretter transporterte hovudsakleg i oljestraumen. I mai 1996 vart det installert ei stigerørsinnretning (WP) med plass til 19 brønner. Dei fire innretningane har brusamband med kvarandre. Ei vassinjeksjonsinnretning vart installert sentralt på feltet sommaren 2003 og fekk brusamband med WP. Boreriggen på denne innretninga skal òg nyttast på WP. Flankeutbygginga er to brønnehovudinnretningar nord og sør på feltet. Innretninga i sør vart installert i oktober 2002, med produksjonsstart i mai 2003. Innretninga i nord vart installert sommaren 2003, med produksjonsstart i januar 2004. Valhall behandlar produksjonen frå Hod og leverer gass for gasslyft i brønnane til Hod. Stortinget godkjende utbygginga av Valhall i 1977. PUD for Valhall WP vart godkjend 02.06.1995. PUD for Valhall vassinjeksjon vart godkjend 03.11.2000. PUD for Valhall flankeutbygging vart godkjend 09.11.2001.

Reservoar:

Valhallfeltet produserer frå kritbergartar i Tor- og Hodformasjonane.

Utvinningsstrategi:

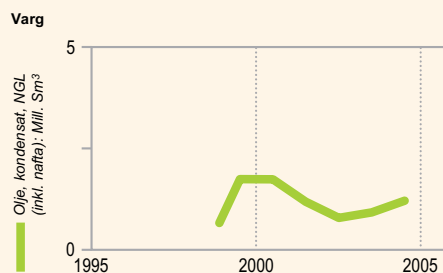
Opphavleg gjekk utvinninga føre seg ved trykkavlastning med kompaksjonsdriv. Vassinjeksjon sentralt på feltet tok til januar 2004 i ein konvertert produksjonsbrønn.

**Transportløsning:**

Olje og NGL blir transportert i rørledning til Ekofisk og derifrå til Teesside. Gass går i rørledning til Norpipe og derifrå til Emden.

Status:

Ein ventar at produksjonen frå Valhall vil auka frå nivået i dag. Det kjem hovudsakleg av fleire brønner og oppstart av vassinjeksjon. I høve til dagens planar er det gode utsikter til å auka reservane endå meir ved å nytta alle brønnsliissar og optimalisera vassinjeksjonen. Vassinjeksjonsprosjektet har vore forseinka, men boring frå injeksjonsinnretninga er i gang i januar 2005. Fordi havbotnen søkk inn sentralt på feltet, og fordi dei opphavlege innretningane aldri er bygd, planlegg rettshavarane ei ny utbygging. Truleg vil det bli ei ny innretning med prosessanlegg og bustadkvarter. Det er venta ei avgjersle i 2005. Det blir òg nytta faste kablar på havbotnen for at ein skal kunna overvaka reservoaret betre. Figuren over viser reserveutviklinga for feltet.



Varg

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 15/12 – utvinningsløyve 038. Tildelt 1975	
Funnår	1984	
Godkjent utbygt	03.05.1996 av Kongen i statsråd	
Produksjonsstart	22.12.1998	
Operatør	Pertra AS	
Rettskavarar	Pertra AS	70,00 %
	Petoro AS	30,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2004:
	12,1 mill. Sm ³ olje	4,5 mill. Sm ³ olje
Produksjon	Venta produksjon i 2005:	
	Olje: 21 000 fat per dag	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 5,8 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 5,8 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Trondheim	
Hovudforsyningsbase	Tananger	

Utbyggingsløyving:

Varg er eit oljefelt som ligg sør for Sleipner Øst, på 84 meters havdjup. Feltet produserer med eit innleigt produksjonsskip (Petrojarl Varg) med integrert oljelager som er knytt til ei brønnehovudinnretning kalla Varg A. Produksjonsskipet vart i 1999 selt til Petroleum Geo Services (PGS), som òg overtok ansvaret for drifta av skipet. Brønnehovudinnretninga og produksjonsskipet er knytte saman med fleksible rørleidningar for oljeproduksjon, vass- og gassinjeksjon og kablar for kraft og styring.

Reservoar:

Feltet inneheld olje i sandsteinsreservoar av seinjura alder. Struktura er forkasta og segmentert. I 2003 vart det bora ein avgrensingsbrønn som påviste tilleggsolje i eit segment i den vestlege delen av Vargfeltet (Varg Vest-segmentet). Produksjonen frå dette segmentet tok til i januar 2004 og har hatt mykje å seia for forlengd drift på Varg.

Utvinningsstrategi:

For tida skjer utvinninga ved injeksjon av gass i reservoaret for trykkvedlikehald via tre injeksjonsbrønningar som er lokaliserte høvesvis lengst sør og lengst nord på feltet og i Varg Vest-segmentet.

Transportløyving:

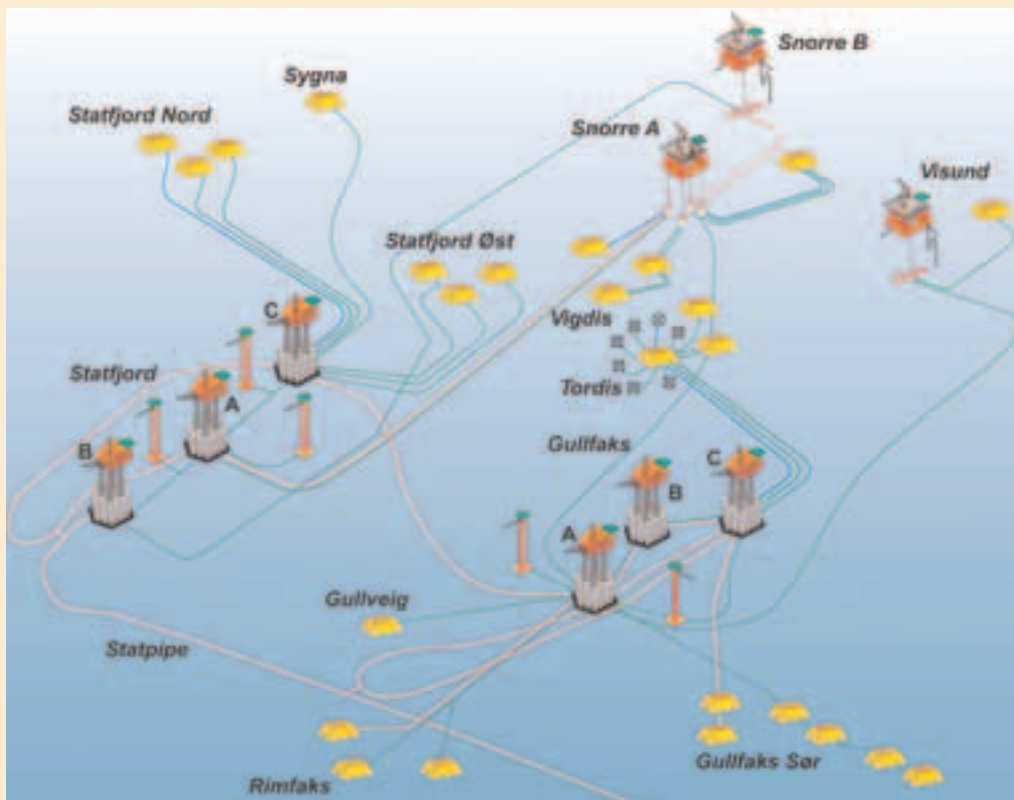
Oljen blir lossa frå produksjonsskipet til skytteltankarar.

Status:

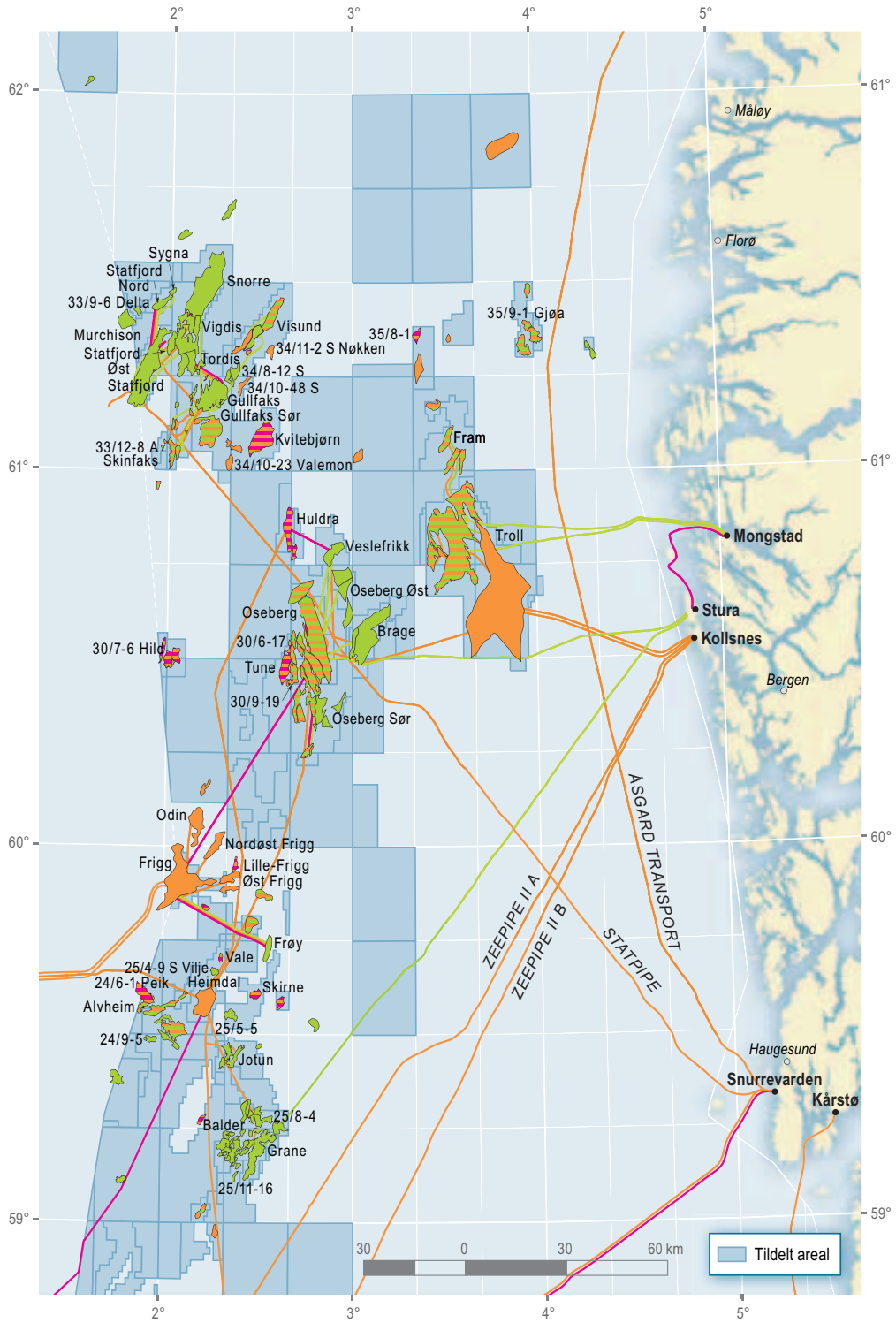
Avslutningsplanen for feltet vart godkjend i 2001. Planen var å produsera fram til sommaren 2002. Men operatøren har lykkast i arbeidet med å auka reservane på feltet og har òg gjennomført tiltak for å påvisa tilleggsressursar. I 2001 vart det påvist eit olje- og gassfunn i undersøkingsbrønn 15/12-12, som vart bora på ein struktur sør for Varg (Varg Sør). Ein avgrensingsbrønn vart bora på struktura i 2003, og han påviste gass og mindre mengder olje. Det blir arbeidd med planar for å vinna ut Varg Sør-struktura.

Nordlege Nordsjø

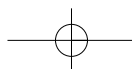
Den nordlege delen av Nordsjøen omfattar hovudområda Tampen, Troll/Oseberg og Frigg/Heimdal. Tampenområdet inneheld mange felt, mellom anna Statfjord, Snorre, Gullfaks, Visund, Vigdis og Tordis. Fleire av dei høyrer til dei største oljefelta på kontinentalsokkelen. Sjølv om Tampen er ein moden petroleumprovin, er ressurspotensialet framleis stort. Troll har ein svært viktig funksjon for gassforsyninga frå norsk kontinentalsokkel, men har etter kvart òg bygt opp ein stor oljeproduksjon. Osebergområdet omfattar, i tillegg til Oseberg, felta Brage og Veslefrikk. Oljeproduksjonen frå Osebergområdet minkar, men vil framleis vera etter måten stor i mange år. Gassleveransane frå Oseberg vil auka i tida framover. Heimdal har etter kvart utvikla seg til eit gassenter som utfører prosesseringstenester for felta omkring. Friggfeltet, som var eit av dei første og største gassfelta i Nordsjøen, vart stengt ned hausten 2004.

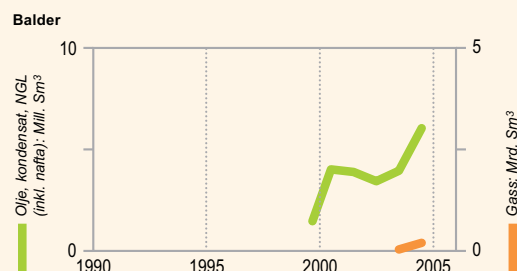


Tampenområdet



Nordlege Norsjø





Balder

Blokker og utvinningsløype	Blokk 25/10 – utvinningsløype 028. Tildelt 1969 Blokk 25/11 – utvinningsløype 001. Tildelt 1965 Blokk 25/8 – utvinningsløype 027. Tildelt 1969 Blokk 25/8 – utvinningsløype 027 C. Tildelt 2000 Blokk 25/8 – utvinningsløype 169. Tildelt 1991
Funnår	1967
Godkjent utbygt	02.02.1996 av Kongen i statsråd
Produksjonsstart	02.10.1999
Operatør	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS
Rettsnavar	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2004: 58,9 mill. Sm ³ olje 36,5 mill. Sm ³ olje 1,6 milliardar Sm ³ gass 1,4 milliardar Sm ³ gass
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Olje: 119 000 fat per dag. Gass: 0,30 milliardar Sm ³
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 25,2 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 22,1 milliardar 2005-kroner.
Driftsorganisasjon	Stavanger
Hovudforsyningsbase	Dusavik

Utbyggingsløyising:

Balderfeltet er eit oljefelt som ligg 190 km vest for Stavanger, på 125 meters havdjupe. Feltet er bygt ut med havbotnkompletterte brønner som er knytte opp til produksjons- og lagerskipet Balder FPSO, der oljen og gassen blir prosessert. Ringhornefunnet er bygt ut med ei kombinert bustad-, bore- og brønnehovudinnretning som òg er knytt opp til Balder FPSO, og ei havbotnramme med ein oljeproduksjonsbrønn og ein vassinjeksjonsbrønn. PUD for Balder vart godkjend 02.02.1996. PUD for Ringhorne vart godkjend 11.05.2000, og produksjonen tok til 21.05.2001. Produksjonen frå Ringhorneinretninga tok til 11.02.2003. Ringhorne er no ein del av Balder. Endra PUD for Ringhorne og PAD for overføring av olje frå jurareservoaret på Ringhorne til Jotun og gass frå Balder til Jotun vart godkjende 14.02.2003. 14.11.2003 vart det gjeve fritak for PUD for utbygging av Ringhorne Vest-reservoaret i Tyformasjonen.

Reservoar:

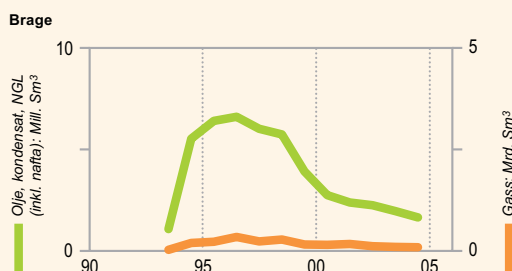
Balderutbygginga omfattar fleire skilde strukturar med sandstein av tertiær alder. Ringhorneutbygginga omfattar fleire reservoar av same typen som i det opphavlege Balder og eit reservoar av jura alder.

Utvinningsstrategi:

Balder produserer ved naturleg vassdriv, vassinjeksjon og gassinjeksjon.

Transportløyising:

Olje og gass frå jurareservoaret på Ringhorne blir overført til Jotun for endeleg prosessering. Overskots-gass frå Balder vart opphavleg injisert tilbake i reservoaret.



Brage

Blokker og utvinningsløyve	Blokk 30/6 – utvinningsløyve 053 B. Tildelt 1998 Blokk 31/4 – utvinningsløyve 055. Tildelt 1979 Blokk 31/7 – utvinningsløyve 185. Tildelt 1991																
Funnår	1980																
Godkjent utbygt	29.03.1990 i Stortinget																
Produksjonsstart	23.09.1993																
Operatør	Norsk Hydro Produksjon AS																
Rettskavalar i Brage	<table border="0"> <tbody> <tr> <td>Endeavour Energy Norge AS</td> <td>4,44 %</td> </tr> <tr> <td>Eni Norge AS</td> <td>12,26 %</td> </tr> <tr> <td>ExxonMobil Exploration and Production Norway AS</td> <td>13,84 %</td> </tr> <tr> <td>Norsk Hydro Produksjon AS</td> <td>20,00 %</td> </tr> <tr> <td>Paladin Resources Norge AS</td> <td>20,00 %</td> </tr> <tr> <td>Petoro AS</td> <td>14,26 %</td> </tr> <tr> <td>Revus Energy AS</td> <td>2,50 %</td> </tr> <tr> <td>Statoil ASA</td> <td>12,70 %</td> </tr> </tbody> </table>	Endeavour Energy Norge AS	4,44 %	Eni Norge AS	12,26 %	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	13,84 %	Norsk Hydro Produksjon AS	20,00 %	Paladin Resources Norge AS	20,00 %	Petoro AS	14,26 %	Revus Energy AS	2,50 %	Statoil ASA	12,70 %
Endeavour Energy Norge AS	4,44 %																
Eni Norge AS	12,26 %																
ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	13,84 %																
Norsk Hydro Produksjon AS	20,00 %																
Paladin Resources Norge AS	20,00 %																
Petoro AS	14,26 %																
Revus Energy AS	2,50 %																
Statoil ASA	12,70 %																
Utvinnbare reservar	<table border="0"> <tbody> <tr> <td>Opphavleg:</td> <td>Att per 31.12.2004:</td> </tr> <tr> <td>48,5 mill. Sm³ olje</td> <td>3,8 mill. Sm³ olje</td> </tr> <tr> <td>2,9 milliardar Sm³ gass</td> <td>0,8 milliardar Sm³ gass</td> </tr> <tr> <td>0,8 mill. tonn NGL</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Opphavleg:	Att per 31.12.2004:	48,5 mill. Sm ³ olje	3,8 mill. Sm ³ olje	2,9 milliardar Sm ³ gass	0,8 milliardar Sm ³ gass	0,8 mill. tonn NGL									
Opphavleg:	Att per 31.12.2004:																
48,5 mill. Sm ³ olje	3,8 mill. Sm ³ olje																
2,9 milliardar Sm ³ gass	0,8 milliardar Sm ³ gass																
0,8 mill. tonn NGL																	
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Olje: 29 000 fat per dag. Gass: 0,08 milliardar Sm ³ . NGL: 0,02 mill. tonn																
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 16,8 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 16,5 milliardar 2005-kroner.																
Driftsorganisasjon	Bergen																
Hovudforsyningsbase	Mongstad																

Utbyggingsløyving:

Bragefeltet er eit oljefelt som ligg på 140 meters havdjup og er bygt ut med ei botnfast integrert produksjons-, bore- og bustadinnretning med stålunderstell. Utbygginga vart godkjend 29.03.1990, og feltet byrja produksjonen 23.09.1993. Det var prøveutvinning frå Sognefjordformasjonen hausten 1997, og denne førekomsten vart godkjent utbygd ved kgl.res. 20.10.1998.

Reservoar:

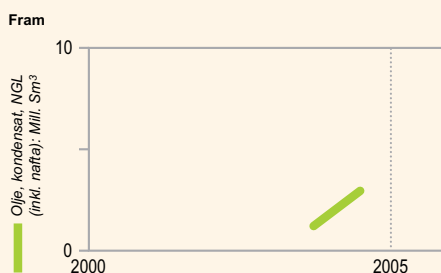
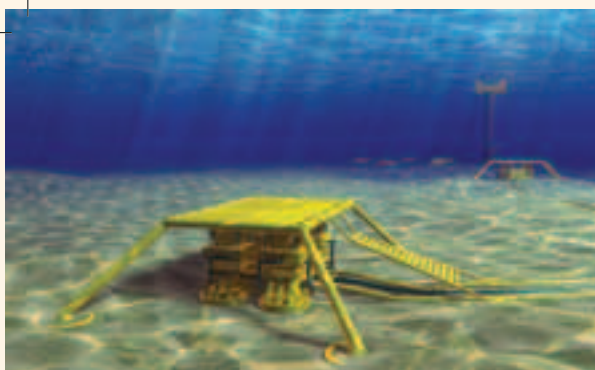
Bragefeltet har sandsteinsreservoar av jura alder; i Statfjordformasjonen av tidlegjura alder og i Fensfjordformasjonen av mellomjura alder. I tillegg er det olje og gass i Sognefjordformasjonen av seinjura alder.

Utvinningsstrategi:

Utvinninga går føre seg ved vassinjeksjon i Statfjordformasjonen og ved vass- og gassinjeksjon i Fensfjordformasjonen. Sognefjordformasjonen blir produsert ved naturleg trykkavlastning.

Transportløyving:

Oljen går i rørleidning til Oseberg og vidare gjennom rørleidningen i Oseberg Transport System (OTS) til Stureterminalen. Ein rørleidning for gass er knytt til Statpipe.



Fram

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 35/11 – utvinningsløyve 090. Tildelt 1984	
Funnår	1992	
Godkjent utbygt	23.03.2001 av Kongen i statsråd	
Produksjonsstart	02.10.2003	
Operatør	Norsk Hydro Produksjon AS	
Retthavarar		
	Gaz de France Norge AS	15,00 %
	Idemitsu Petroleum Norge AS	15,00 %
	Mobil Development Norway AS	25,00 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	25,00 %
	Statoil ASA	20,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2004:
	11,2 mill. Sm ³ olje	7,6 mill. Sm ³ olje
	4,3 milliardar Sm ³ gass	4,3 milliardar Sm ³ gass
	0,1 mill. tonn NGL	0,1 mill. tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2005:	
	Olje: 29 000 fat per dag	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 3,9 milliardar 2005-kroner.	
	Per 31.12.2004 er det investert totalt 3,7 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovudforsyningsbase	Mongstad	

Utbyggingsløyving:

Fram er eit oljefelt som ligg i den nordlege delen av Nordsjøen, om lag 22 km nord for Troll. Utbygginga til no (Fram Vest) omfattar to havbotnrammer som er knytte til Troll C. På Troll C blir gassen skild frå væska og injisert tilbake i Fram Vest-reservoaret. Utbygginga av Fram Vest-førekomsten vart godkjend ved kgl.res. 23.03.2001.

Reservoar:

Reservoaret er oppbygt av sandstein av seinjura alder og ligg på ei forkasta blokk som er rotert og nedsenka.

Utvinningsstrategi:

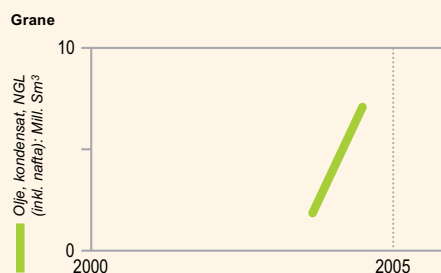
Utvinninga skjer ved hjelp av injeksjon av gass.

Transportløyving:

Brønnstraumen frå Fram blir transportert i røyr til Troll C og prosessert der. Oljen går deretter til Mongstad gjennom Troll Oljerøyr II. Når ein sluttar med å injisera gass, vil gassen bli eksportert via Troll A til Kollsnes.

Status:

Det blir arbeid med å byggja ut andre strukturar i området. PUD for dei austre delane (Fram Øst), vart sendt inn til styresmaktene i februar 2005 og vil ventelig bli behandla i løpet av våren.



Grane

Blokker og utvinningsløype	Blokk 25/11 – utvinningsløype 001. Tildelt 1965 Blokk 25/11 – utvinningsløype 169 B1. Tildelt 2000 Blokk 25/11 – utvinningsløype 169 B2. Tildelt 2000	
Funnår	1991	
Godkjent utbygt	14.06.2000 i Stortinget	
Produksjonsstart	23.09.2003	
Operatør	Norsk Hydro Produksjon AS	
Rettskavalar i Grane	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS Norsk Hydro Produksjon AS Norske ConocoPhillips AS Petro AS	25,60 % 38,00 % 6,40 % 30,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: 120,3 mill. Sm ³ olje	Att per 31.12.2004: 112,5 mill. Sm ³ olje
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Olje: 176 000 fat per dag	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 18,4 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 13,4 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovudforsyningsbase	Mongstad	

Utbyggingsløysing:

Grane er eit oljefelt som ligg aust for Balderfeltet i Nordsjøen, på 127 meters havdjup. Det er bygt ut med ei integrert bustad-, bore- og prosessinnretning med eit botnfast stålunderstell. Innretninga har 40 brønnsliissar.

Reservoar:

Feltet har ein hovudstruktur og nokre tilleggsstrukturar. Reservoaret inneheld sandstein av tertiær alder med gode reservoareigenskapar. Oljen har høg viskositet.

Utvinningsstrategi:

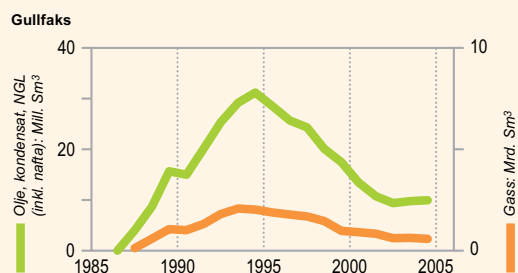
Utvinninga går føre seg med gassinjeksjon på toppen av strukturen og langtrekkande horisontale produksjonsbrønner i botnen av oljesona.

Transportløysing:

Oljen frå Grane blir transportert i røyrleidning frå feltet til Stureterminalen, der han blir lagra og utskipa. Gass for injeksjon vil bli importert gjennom ein røyrleidning frå Heimdalinnretninga.

Status:

Ni oljeproducentar og to gassinjektorar vart forbora, i tillegg til ein brønn for injeksjon av borekaks. Ein held på med å bora fleire produksjonsbrønner.



Gullfaks

Blokker og utvinningsløype	Blokk 34/10 – utvinningsløype 050. Tildelt 1978 Blokk 34/10 – utvinningsløype 050 B. Tildelt 1995
Funnår	1978
Godkjent utbygt	09.10.1981 i Stortinget
Produksjonsstart	22.12.1986
Operatør	Statoil ASA
Rettskavarar	Norsk Hydro Produksjon AS 9,00 % Petoro AS 30,00 % Statoil ASA 61,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2004: 351,9 mill. Sm ³ olje 37,5 mill. Sm ³ olje 22,6 milliardar Sm ³ gass 1,3 milliardar Sm ³ gass 2,6 mill. tonn NGL 0,3 mill. tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Olje: 151 000 fat per dag. Gass: 0,53 milliardar Sm ³ . NGL: 0,06 mill. tonn
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 107,9 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 101,7 milliardar 2005-kroner.
Driftsorganisasjon	Bergen
Hovudforsyningsbase	Sotra og Florø

Utbyggingsløysing:

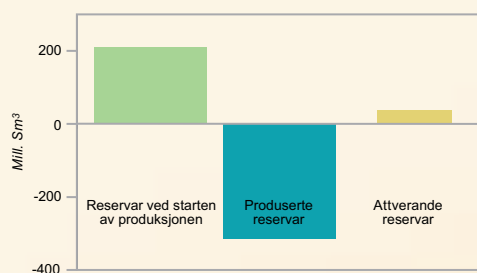
Gullfaks er eit oljefelt med havdjup frå 130 til 220 meter. Feltet er bygt ut med tre integrerte prosess-, bore- og bustadinnretningar med understell av betong og dekkstramme av stål, Gullfaks A, B og C. Gullfaks B har eit forenkla prosessanlegg med berre førstestegsseparator. Gullfaks A og C er dei siste åra bygde om for å ta imot og behandla olje og gass frå Gullfaks Sør. Gasskapasiteten på Gullfaks A vart utvida våren 2003. I tillegg til behandling av petroleum frå Gullfaks og Gullfaks Sør, blir innretningane nytta i produksjon og transport frå Tordis, Vigdis og Visund. Produksjonen frå Tordis blir behandla i eit eige anlegg på Gullfaks C. Opphavleg PUD for Gullfaksfeltet omfatta innretningane Gullfaks A og Gullfaks B og vart godkjend 09.10.1981. Produksjonen tok til 22.12.1986. PUD for den austlege delen (Gullfaks C) vart godkjend 01.06.1985. Utbyggingsplanen for førekomsten Gullfaks Vest vart godkjend 15.01.1993 og utvinninga frå Lundeforfasjonen 03.11.1995.

Reservoar:

Reservoara i Gullfaks inneheld sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder, og sandstein i Cook-, Statfjord- og Lundeforfasjonane av tidlegjura og seintrias alder. Reservoara ligg på 2800–3400 meters djup. Gullfaks er oppbygt av roterte forkastingsblokker i vest og ein strukturell horst i aust, med eit sterkt forkasta område imellom.

Utvinningsstrategi:

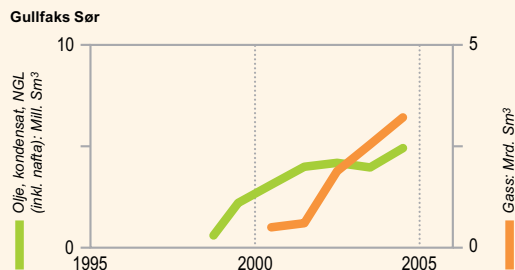
Utvinninga frå Gullfaks går i regelen føre seg med full trykkstøtte ved hjelp av vassinjeksjon, gassinjeksjon eller alternerande vass- og gassinjeksjon (VAG). Drivmekanismen varierer mellom ulike dreneringsområde på feltet. Somme mindre forkastingsblokker blir produserte ved trykkavlastning.

**Transportløsning:**

Oljen blir eksportert frå Gullfaks A og C via lastebøyer til tankskip. Prosessert riggass går i eksportrørledning direkte til Statpipe for vidare behandling på Kårstø og eksport i Norpipe/Europipe til kontinentet. Når det trengst, kan delar av gassen òg eksporterast via Statfordfeltet.

Status:

Produksjonen frå Gullfaks er i avtrappingsfasen. Det er mogleg å produsera meir frå Gullfaks, dels ved å kartleggja og drenera lommer med olje som er att i vassfløymde område, og dels gjennom massiv vassirkulering. Det er òg gjennomført eit omfattande analysearbeid for å rekna ut potensialet ved å injisera CO₂ i reservoaret. I randområda rundt Gullfaks er det ei mengd små førekomstar som ein kan bora med langtrekkande brønnar. Nokre av dei er fritekne frå PUD og er no i produksjon. Figuren over viser reserveutviklinga for feltet.



Gullfaks Sør

Blokker og utvinningsløype	Blokk 33/12 – utvinningsløype 037 B. Tildelt 1998 Blokk 34/10 – utvinningsløype 050. Tildelt 1978 Blokk 34/10 – utvinningsløype 050 B. Tildelt 1995
Funnår	1978
Godkjent utbygt	29.03.1996 av Kongen i statsråd
Produksjonsstart	10.10.1998
Operatør	Statoil ASA
Rettshavalar	Norsk Hydro Produksjon AS 9,00 % Petoro AS 30,00 % Statoil ASA 61,00 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg: Att per 31.12.2004: 43,8 mill. Sm ³ olje 23,4 mill. Sm ³ olje 39,1 milliardar Sm ³ gass 30,4 milliardar Sm ³ gass 4,5 mill. tonn NGL 3,4 mill. tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Olje: 75 000 fat per dag. Gass: 3,34 milliardar Sm ³ . NGL: 0,38 mill. tonn
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 22,7 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 19,0 milliardar 2005-kroner.
Driftsorganisasjon	Bergen
Hovudforsyningsbase	Sotra og Florø

Utbyggingsløysing:

Gullfaks Sør er bygt ut med havbotnrammer som er knytte til innretningane Gullfaks A og Gullfaks C. Gullfaks Sør-førekomsten er bygd ut med fire havbotnrammer knytte til Gullfaks A for fase 1 og to havbotnrammer knytte til Gullfaks C for fase 2. I tillegg er det bora ein produksjonsbrønn frå Gullfaks A til Gullfaks Sør. Gullveig og Rimfaks er bygde ut med høvesvis ei og tre havbotnrammer som er knytte til Gullfaks A. Brønnstraumen frå fase 1 blir behandla på Gullfaks A. Gassen frå fase 1 blir reinjisert i Gullfaks Sør og Rimfaks. Brønnstraumen frå fase 2 blir behandla på Gullfaks C.

Gulltopp skal produserast gjennom ein langtrekkande produksjonsbrønn frå Gullfaks A. Gullfaks Sør er bygt ut i to fasar. PUD for fase 1 vart godkjend 29.03.1996 og omfattar utvinning av olje og kondensat frå førekomstane 34/10-2 Gullfaks Sør, 34/10-17 Rimfaks og 34/10-37 Gullveig. PUD for fase 2 vart godkjend 08.06.1998 og omfattar utvinning av gass frå Brentgruppa i Gullfaks Sør-førekomsten. I januar 2004 vart det gjeve fritak for PUD for funnet 34/10-47 Gulltopp, og Gulltopp vart inkludert i Gullfaks Sør.

Reservoar:

Reservoara i Gullfaks Sør er oppbygde av sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder og Statfjordformasjonen av tidlegjura og seintrias alder. Reservoara ligg på 2400–3400 meters djup i vestleg roterte forkastingsblokker. Gullveig ligg grunnast av dei tre førekomstane, med toppen av reservoaret på 2400 meter. Reservoara i Gullfaks Sør-førekomsten er kraftig segmenterte av mange interne forkastingar, og Statfjordformasjonen har dårlege strøymingseigenskapar. Rimfaks, Gullveig og Gulltopp har gode reservoareigenskapar.

**Utvinningsstrategi:**

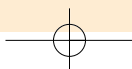
Utvinninga av olje og kondensat frå Gullfaks Sør går føre seg med delvis trykkvedlikehald ved hjelp av reinjeksjon av gass i Brentgruppa, og ved trykkavlastning i Statfjordformasjonen. Utvinninga av gass går føre seg ved trykkavlastning. Rimfaks produserer med fullt trykkvedlikehald ved hjelp av reinjeksjon av gass. Utvinninga av olje frå Gullveig går føre seg ved trykkavlastning, og produksjonen herifrå blir påverka av produksjon frå Tordis og Gullfaks. Gulltopp skal produsera ved hjelp av gasslyft i produksjonsbrønnen frå Gullfaks A.

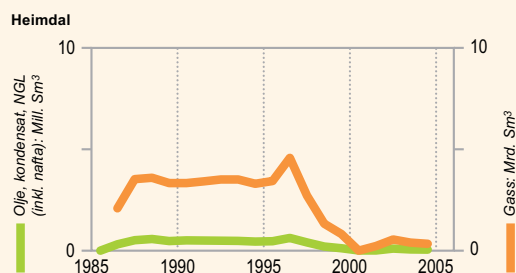
Transportløysing:

Oljen blir eksportert frå Gullfaks A via lastebøyer til tankskip. Rikgassen frå fase 2 blir eksportert via Statpipe til Kårstø, behandla der og eksportert til kontinentet. Ein røyrløysing for gasseskport bind saman Gullfaks A og Gullfaks C med Statpipe.

Status:

Reservoara i Gullfaks Sør har ulik produktivitet og trykkutvikling. Reserveestimatet i Gullfaks Sør-førekomsten har vorte justert ned i høve til opphavlege planar, særleg for Statfjordformasjonen, på grunn av at produktiviteten er lågare enn ein opphavleg gjekk ut frå. Gullveig og Rimfaks har vist seg å ha betre produksjonsegenskapar enn venta i dei opphavlege planane, og innretningane på Rimfaks har for liten kapasitet til å produsera ressursane i Rimfaks. For å auka brønncapasiteten på Rimfaks planlegg ein å installera ei ekstra havbotnramme i Gullfaks Sør-området. Ein endra PUD for Rimfaks vart godkjent i februar 2005.





Heimdal

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 25/4 – utvinningsløyve 036 BS. Tildelt 2003	
Funnår	1972	
Godkjent utbygt	10.06.1981 i Stortinget	
Produksjonsstart	13.12.1985	
Operatør	Norsk Hydro Produksjon AS	
Retthavere	Marathon Petroleum Norge AS	23,80 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	19,44 %
	Petoro AS	20,00 %
	Statoil ASA	20,00 %
	Total E&P Norge AS	16,76 %
Utvinnbare reserver	Opphavg:	Att per 31.12.2004:
	7,1 mill. Sm ³ olje	0,8 mill. Sm ³ olje
	42,1 milliardar Sm ³ gass	
Produksjon	Venta produksjon i 2005:	
	Gass: 0,1 milliardar Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 18,4 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 18,4 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovudforsyningsbase	Dusavik	

Utbyggingsløysing:

Heimdal er eit gassfelt som ligg på 120 meters havdjup. Feltet er bygt ut med ei integrert bore-, produksjons- og bustadinnretning med stålunderstell (HMP1). PUD for Heimdal vart godkjend 10.06.1981. Produksjonen tok til 13.12.1985. Heimdal Jura-utbygginga vart godkjend 02.10.1992. PUD for Heimdal Gassenter (HGS) vart godkjend 15.01.1999, og senteret og kom i drift i 2000. Denne planen innebar at det skulle byggjast ei ny stigerøyrinnretning (HRP), og modifikasjonar og oppgraderingar av HMP1. HRP er ei innretning med stålunderstell knytt til HMP1 med bru.

Reservoar:

Reservoaret er oppbygt av tertiar sandstein i Heimdalformasjonen, avsett som djupmarine turbidittar.

Utvinningsstrategi:

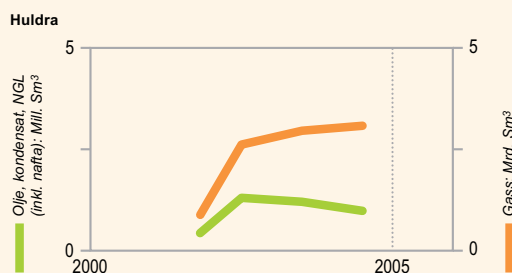
Heimdal produserer ved naturleg trykkavlastning.

Transportløysing:

Opphavg gjekk gasstransporten frå Heimdal berre i ein røyrleidning til Statpipe, men kan no òg transporterast i andre røyrssystem. Kondensatet blir transportert i ein røyrleidning til Brae i den britiske sektoren. Etter at HGS vart realisert, er det bygt ein ny gassrøyrleidning (Vesterled) inn på gassrøyrleidningen frå Frigg til St. Fergus. Det er lagt ein gassrøyrleidning for gassinjeksjon frå HRP til Grane. Huldra, Vale og Skirne er knytte med ein felles røyrleidning til Heimdal for prosessering.

Status:

Produksjonsanlegget blir først og fremst nytta til prosessering av gassen frå Huldra, Vale og Skirne. Når det er ledig kapasitet i anlegget, blir det i tillegg produsert gass frå Heimdalreservoaret.



Huldra

Blokker og utvinningsløype	Blokk 30/2 – utvinningsløype 051. Tildelt 1979 Blokk 30/3 – utvinningsløype 052 B. Tildelt 2001
Funnår	1982
Godkjent utbygt	02.02.1999 i Stortinget
Produksjonsstart	21.11.2001
Operatør	Statoil ASA
Rettskavarar i Huldra	Norske ConocoPhillips AS 23,34 % Paladin Resources Norge AS 0,50 % Petro AS 31,96 % Statoil ASA 19,88 % Total E&P Norge AS 24,33 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2004: 4,3 mill. Sm ³ olje 0,9 mill. Sm ³ olje 12,9 milliardar Sm ³ gass 4,2 milliardar Sm ³ gass 0,1 mill. tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Olje: 8000 fat per dag. Gass: 1,92 milliardar Sm ³ . NGL: 0,01 mill. tonn
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 7,1 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 7,0 milliardar 2005-kroner.
Driftsorganisasjon	Bergen
Hovudforsyningsbase	Sotra og Florø

Utbyggingsløysing:

Huldra er eit gassfelt som ligg på 125 meters havdyp. Feltet er bygt ut med ei brønnehovudinnretning i stål, med eit enkelt prosessanlegg som separerer gass og kondensat for transport i separate rørleidningar. Innretninga er til vanleg ubemanna og blir fjernstyrt frå Veslefrikk B, 16 km unna.

Reservoar:

Reservoaret ligg i ei rotert forkastingsblokk som hallar mot aust, og det er oppbygt av sandstein i Brentgruppa av jura alder. Huldrereservoaret har høgt trykk og høg temperatur. Kommunikasjonen i reservoaret er usikker, men produksjonshistoria indikerer to hovudsegment utan trykkkommunikasjon. Det er mange små forkastingar i feltet.

Utvinningsstrategi:

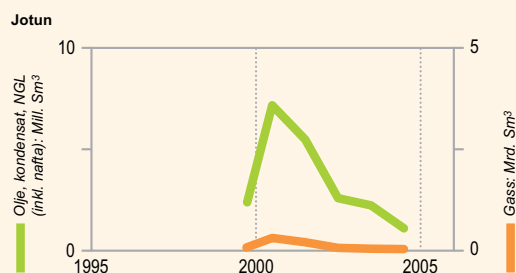
Utvinningsstrategien på feltet er trykkavlastning.

Transportløysing:

Etter førstestegsseparatoring blir våtgassen transportert til Heimdal for vidare prosessering. Ein del av gassen blir kaldventilert. Kondensatet går til Veslefrikk for prosessering.

Status:

Feltet er ferdig oppbora og produserer gass og kondensat frå i alt seks produksjonsbrønner. Huldra produserer nå i overkant av den prognoserte platåraten. Ein reknar at feltet vil vera på platå i underkant av tre år, før produksjonsraten minkar litt etter litt.



Jotun

Blokker og utvinningsløyve	Blokk 25/7 – utvinningsløyve 103 B. Tildelt 1998 Blokk 25/8 – utvinningsløyve 027 B. Tildelt 1999
Funnår	1994
Godkjent utbygt	10.06.1997 i Stortinget
Produksjonsstart	25.10.1999
Operatør	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS
Rettskavarar i Jotun	Enterprise Oil Norge AS 45,00 % ExxonMobil Exploration and Production Norway AS 45,00 % Lundin Norway AS 7,00 % Petro AS 3,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2004: 25,4 mill. Sm ³ olje 6,0 mill. Sm ³ olje 0,7 milliardar Sm ³ gass 0,1 milliardar Sm ³ gass
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Olje: 14 000 fat per dag. Gass: 0,01 milliardar Sm ³
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 10,7 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 10,3 milliardar 2005-kroner.
Driftsorganisasjon	Stavanger
Hovudforsyningsbase	Dusavik

Utbyggingsløyving:

Jotun er eit oljefelt som ligg ca. 25 km nord for Balder og 165 km vest for Haugesund, på 126 meters havdjup. Det er bygt ut med eit produksjonsskip, Jotun A (FPSO), og ei brønnehovudinnretning med boremodul og bustadkvarter (Jotun B). Jotun behandlar òg gass frå Balder og olje frå jurareservoaret i Ringhorneforekomsten av Balder.

Reservoar:

Jotun er eit oljefelt med tre strukturar. Den austlegaste strukturen har i tillegg ei gasskappe. Reservoara er lokaliserte distalt i eit submarint viftesystem. Dei tre strukturane er relativt flate og er skilde berre av mindre nedsenka område. Mellom dei tre strukturane er det nokre få meter i skilnad på olje/vatn-kontakten. I vest er sanden mest homogen og har best reservoarqualitet, medan skiferinnhaldet aukar mot aust i reservoaret.

Utvinningsstrategi:

Utvinninga går føre seg ved reinjeksjon av produsert vatn.

Transportløyving:

Oljen blir eksportert via lastebøyer til tankskip. Prosessert rikgass går via Statpipe til Kårstøanlegget. Innretninga og skipet er knytte saman med røyrleidningar for olje- og gassproduksjon og vassinjeksjon og med kablar for kraftoverføring og styring.

Status:

Produksjonen frå Jotun gjekk av platå tidlegare enn venta, og produksjonsfallet har vore større enn ein rekna med. Frå 2004 har Jotun fått olje og gass frå Balder for prosessering og transport vidare.



Kvitebjørn



Kvitebjørn

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 34/11 – utvinningsløyve 193. Tildelt 1993	
Funnår	1994	
Godkjent utbygt	14.06.2000 i Stortinget	
Produksjonsstart	26.09.2004	
Operatør	Statoil ASA	
Rettskavarar	Norsk Hydro Produksjon a.s	15,00 %
	Petoro AS	30,00 %
	Statoil ASA	50,00 %
	Total E&P Norge AS	5,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2004:
	18,0 mill. Sm ³ olje	17,7 mill. Sm ³ olje
	51,8 milliardar Sm ³ gass	51,3 milliardar Sm ³ gass
	2,2 mill. tonn NGL	2,2 mill. tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2005:	
	Olje: 36 000 fat per dag. Gass: 4,48 milliardar Sm ³ . NGL: 0,21 mill. tonn.	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 10,7 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 8,8 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovudforsyningsbase		

Utbyggingsløyving:

Kvitebjørn er eit gasskondensatfelt som er bygt ut med ei integrert bustad-, bore- og prosessinnretning med botnfast stålunderstell. Havet er 190 meter djupt. Det er planlagt å bora 11 produksjonsbrønner. Prosessanlegget er dimensjonert for ein dagleg produksjon på 20,7 millionar Sm³ rikgass og 10 000 Sm³ kondensat. Borekaks og produsert vatn blir injisert i ein eigen deponibrønn.

Reservoar:

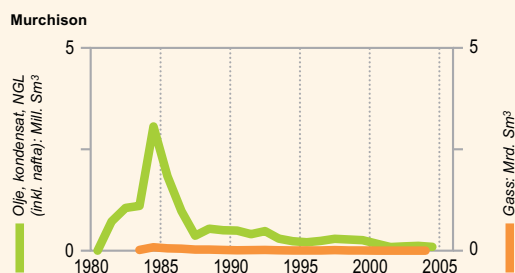
Reservoaret er oppbygt av sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder. Reservoaret er på ca. 44 km² i utstrekning. Det ligg på ca. 4000 meters djup og har høgt trykk og høg temperatur.

Utvinningsstrategi:

Utvinninga går føre seg ved trykkavlastning.

Transportløyving:

Rikgassen blir transportert i ein eigen røyrleidning til Kollsnes, medan kondensatet blir transportert i ein røyrleidning som er kopla til Troll Oljerøyr II og derifrå til Mongstad.



Murchison

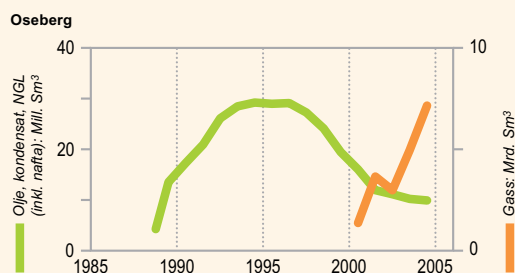
Blokk og utvinningsløyve	Blokk 33/9 – utvinningsløyve 037 C. Tildelt 2000 Den norske delen av feltet er 22,2 prosent, den britiske er 77,8 prosent.								
Funnår	1975								
Godkjent utbygt	15.12.1976								
Produksjonsstart	28.09.1980								
Operatør	CNR International (UK) Limited								
Rettskavarer i Murchison	<table border="0"> <tr> <td>Revus Energy AS</td> <td>10,68 %</td> </tr> <tr> <td>Statoil ASA</td> <td>11,52 %</td> </tr> <tr> <td>CNR International (UK) Limited</td> <td>68,72 %</td> </tr> <tr> <td>Ranger Oil (UK) Ltd</td> <td>9,08 %</td> </tr> </table>	Revus Energy AS	10,68 %	Statoil ASA	11,52 %	CNR International (UK) Limited	68,72 %	Ranger Oil (UK) Ltd	9,08 %
Revus Energy AS	10,68 %								
Statoil ASA	11,52 %								
CNR International (UK) Limited	68,72 %								
Ranger Oil (UK) Ltd	9,08 %								
Utvinnbare reserver (den norske delen)	<table border="0"> <tr> <td>Opphavleg:</td> <td>Att per 31.12.2004:</td> </tr> <tr> <td>14,0 mill. Sm³ olje</td> <td>0,7 mill. Sm³ olje</td> </tr> <tr> <td>0,4 milliardar Sm³ gass</td> <td>0,1 milliardar Sm³ gass</td> </tr> </table>	Opphavleg:	Att per 31.12.2004:	14,0 mill. Sm ³ olje	0,7 mill. Sm ³ olje	0,4 milliardar Sm ³ gass	0,1 milliardar Sm ³ gass		
Opphavleg:	Att per 31.12.2004:								
14,0 mill. Sm ³ olje	0,7 mill. Sm ³ olje								
0,4 milliardar Sm ³ gass	0,1 milliardar Sm ³ gass								
Produksjon (den norske delen)	Venta produksjon i 2005: Olje: 2000 fat per dag								
Investeringar	Totalt investeringar vil venteleg bli 7,1 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 6,9 milliardar 2005-kroner.								
Driftsorganisasjon	Aberdeen, Skottland								
Hovudforsyningsbase	Peterhead, Skottland								

Utbyggingsløyving:

Murchison er bygt ut med ei kombinert bore, bustad og produksjonsinnretning med stålunderstell. Dei britiske og norske rettskavarane gjorde i 1979 ein avtale om felles utnytting av ressursane i Murchisonfeltet. Avtalen involverer òg britiske og norske styresmakter. Dette er nedfelt i avtale mellom Noreg og Storbritannia og Nord-Irland om utnyttinga av Murchisonreservoaret og transport av petroleum derifrå, jf. St.prp. nr. 15 (1980–1981) og Innst.S. nr. 57 (1980–1981). Tilleggsavtale, jf. St.prp. nr. 68 (1981–1982) og Innst.S. nr. 169 (1981–1982).

Transportløyving:

Både dei norske og dei britiske rettskavaranes del av produsert olje og NGL blir ført i land gjennom Brentsystemet til Sullom Voe på Shetland. Gassen går til St. Fergus i Skottland. CNR International (UK) tok i 2002 over som operatør etter Kerr McGee North Sea (UK) Ltd.



Oseberg

Blokker og utvinningsløype	Blokk 30/6 – utvinningsløype 053. Tildelt 1979 Blokk 30/9 – utvinningsløype 079. Tildelt 1982
Funnår	1979
Godkjent utbygt	05.06.1984 i Stortinget
Produksjonsstart	01.12.1988
Operatør	Norsk Hydro Produksjon AS
Retthavarar i Oseberg	Mobil Development Norway AS 4,70 % Norsk Hydro Produksjon AS 34,00 % Norske ConocoPhillips AS 2,40 % Petoro AS 33,60 % Statoil ASA 15,30 % Total E&P Norge AS 10,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2004: 353,7 mill. Sm ³ olje 32,7 mill. Sm ³ olje 102,8 milliardar Sm ³ gass 82,7 milliardar Sm ³ gass 6,2 mill. tonn NGL 3,3 mill. tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Olje: 126 000 fat per dag. Gass: 2,02 milliardar Sm ³ . NGL: 0,50 mill. tonn
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 79,3 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 74,4 milliardar 2005-kroner.
Driftsorganisasjon	Bergen
Hovudforsyningsbase	Mongstad

Utbyggingsløysing:

Oseberg er eit oljefelt med ei overliggjande gasskappe. Oljedelen av Oseberg er bygt ut i to fasar. Fase 1 i utbygginga var eit feltcenter i sør med to innretningar, Oseberg A og B. Oseberg A er ei prosess- og bustadinnretning med betongunderstell. Oseberg B er ei bore- og vassinjeksjonsinnretning med stålunderstell. Fase 2 omfatta utbygging av den nordlege delen av feltet. Oseberg C-innretninga er ei integrert produksjons-, bore- og bustadinnretning (PDQ). På Oseberg D er det installert ei innretning for gassprosessering, med stålunderstell, knytt til Oseberg Feltcenter. Oseberg Vestflanke er bygt ut med ei firebrønns havbotnramme som er knytt til Oseberg B. Innretningane på feltcenteret behandlar òg olje og gass frå felta Oseberg Øst, Oseberg Sør, Oseberg Vest og Tune. PUD for Oseberg fase 1 vart godkjend 05.06.1984. Feltet kom i produksjon 01.12.1988. Oseberg fase 2, utbygging av den nordlege delen av feltet, vart godkjend 19.01.1988. Gassfasen i Oseberg, med ei innretning for gassprosessering, vart godkjend 13.12.1996 og teken i bruk i oktober 1999. PUD for Oseberg Vestflanke vart godkjend 19.12.2003.

Reservoar:

Feltet inneheld fleire reservoar i Brentgruppa av mellomjura alder og er delt inn i tre hovudstrukturar. Hovudreservoaret ligg i Oseberg- og Tarbertformasjonane, men det blir òg produsert frå Etive- og Nessformasjonane. Feltet har generelt gode reservoareigenskapar, og utvinningsgraden er høg.

Utvinningsstrategi:

Osebergfeltet produserer ved trykkvedlikehald med både gass-, vass- og VAG-injeksjon (alternerande vassinjeksjon og gassinjeksjon). Massiv oppflanks gassinjeksjon har ført til svært god fortrenging av oljen, og det er no utvikla ei stor gasskappe som skal produserast i åra framover. Injeksjonsgass vart tidligare importert frå Troll Øst (TOGI) og Oseberg Vest. TOGI vart nedstengt i 2002 i samsvar med avtalen om leveranse av gass.

Transportløysing:

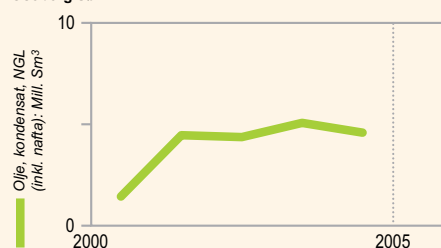
Oljen blir transportert gjennom røyrleidningen i Oseberg Transport System (OTS) til Stureterminalen. Gasseksporten tok til hausten 2000 gjennom ein ny røyrleidning, Oseberg Gasstransport (OGT), til Statpipesystemet via Heimdalinnretninga.

Status:

Dei fleste produksjonsbrønnane blir no bora horisontalt. Bruk av horisontale og avanserte brønner, saman med massiv gassinjeksjon og VAG, har gjort sitt til at det er ei høg oljeutvinning frå Osebergfeltet. Utfordringa framover blir å produsera oljen som er att mellom gasskappa og vassona, og å balansera gassuttaket ved å ta omsyn til det som er att av oljeproduksjonen frå feltet. Oseberg Vestflanke skal setjast i produksjon hausten 2005.



Oseberg Sør



Oseberg Sør

Blokker og utvinningsløyve	Blokk 30/12 – utvinningsløyve 171 B. Tildelt 2000 Blokk 30/9 – utvinningsløyve 079. Tildelt 1982 Blokk 30/9 – utvinningsløyve 104. Tildelt 1985
Funnår	1984
Godkjent utbygt	10.06.1997 i Stortinget
Produksjonsstart	05.02.2000
Operatør	Norsk Hydro Produksjon AS
Rettskavalar i Oseberg Sør	Mobil Development Norway AS 4,70 % Norsk Hydro Produksjon AS 34,00 % Norske ConocoPhillips AS 2,40 % Petoro AS 33,60 % Statoil ASA 15,30 % Total E&P Norge AS 10,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2004 ¹ : 57,6 mill. Sm ³ olje 37,7 mill. Sm ³ olje 8,9 milliardar Sm ³ gass 8,9 milliardar Sm ³ gass
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Olje: 81 000 fat per dag. Gass: 0,82 milliardar Sm ³
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 14,5 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 12,5 milliardar 2005-kroner.
Driftsorganisasjon	Bergen
Hovudforsyningsbase	Mongstad

¹ Gass frå Oseberg Sør blir ikkje allokert tilbake frå Oseberg, og difor er gassreservane som er att, lik dei opphavlege.

Utbyggingsløyving:

Oseberg Sør er eit oljefelt. Feltet er bygt ut med ei integrert innretning med bustadkvarter, boremodul og førstestegsseparator av olje og gass. Understellet og dekksskramma er av stål. I tillegg blir fleire strukturar på feltet produserte frå havbotnrammer som er kopla til Oseberg Sør-innretninga. Ferdigprosessering av olje og gass går føre seg på Oseberg Feltcenter. PUD for Oseberg Sør vart godkjend 10.06.1997. Produksjonen tok til 05.02.2000. Ein endra PUD for ein del av utbygginga, Oseberg Sør J-strukturen, vart godkjend 15.05.2003.

Reservoar:

Reservoaret er oppbygt av sandstein av jura alder og er delt opp i fleire skilde strukturar.

Utvinningsstrategi:

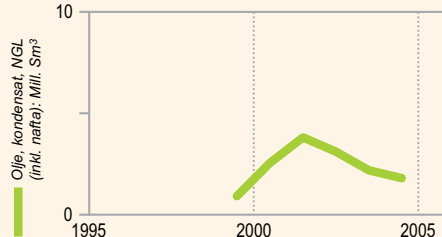
Utvinninga går hovudsakleg føre seg ved hjelp av injeksjon av vatn, men det blir òg reinjisert assosiert gass på Oseberg Sør-innretninga, slik at det er VAG (alternierende vassinjeksjon og gassinjeksjon) i delar av feltet.

Transportløyving:

Oljen blir ført i røyrleidning frå Oseberg Sør-innretninga til Oseberg Feltcenter. Etter at oljen er ferdig prosessert, går han i røyrleidning til Stureterminalen. Gass blir transportert via Oseberg Gasstransport inn i Statpipe via Heimdalinnretninga.



Oseberg Øst



Oseberg Øst

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 30/6 – utvinningsløyve 053. Tildelt 1979	
Funnår	1981	
Godkjent utbygt	11.10.1996 av Kongen i statsråd	
Produksjonsstart	03.05.1999	
Operatør	Norsk Hydro Produksjon AS	
Retthavere	Mobil Development Norway AS	4,70 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	34,00 %
	Norske ConocoPhillips AS	2,40 %
	Petoro AS	33,60 %
	Statoil ASA	15,30 %
	Total E&P Norge AS	10,00 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg:	Att per 31.12.2004¹:
	30,2 mill. Sm ³ olje	15,8 mill. Sm ³ olje
	0,7 milliardar Sm ³ gass	0,7 milliardar Sm ³ gass
Produksjon	Venta produksjon i 2005:	
	Olje: 24 000 fat per dag. Gass: 0,06 milliardar Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 9,4 milliardar 2005-kroner.	
	Per 31.12.2004 er det investert totalt 6,8 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovudforsyningsbase	Mongstad	

¹ Gass frå Oseberg Øst blir ikkje allokert tilbake frå Oseberg, og difor er gassreservane som er att, lik dei opphavlege.

Utbyggingsløyving:

Oseberg Øst er eit oljefelt som er bygt ut med ei innretning med stålunderstell og med bustadkvarter, boreutstyr og førstestegsseparator av olje, vatn og gass. Havet ved innretninga er 160 meter djupt.

Reservoar:

Hovudreservoaret har to strukturar som er skilde med ei forseglende forkasting. Strukturane inneheld fleire oljeførande lag med varierende reservoareigenskapar innanfor Brentgruppa av mellomjura alder.

Utvinningsstrategi:

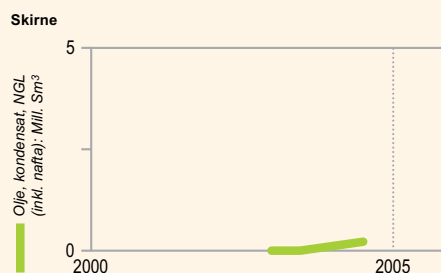
Feltet produserer ved hjelp av trykkvedlikehald med både vassinjeksjon og VAG-injeksjon (alternierende vassinjeksjon og gassinjeksjon).

Transportløyving:

Oljen går i røyrleidningar til Oseberg Feltsenter, der han blir prosessert og transportert gjennom røyrleidningen i Oseberg Transport System (OTS) til Stureterminalen. Gassen blir i hovudsak injisert på feltet, men ein liten del blir teken ut på Oseberg Feltsenter og transportert vidare gjennom Oseberg Gasstransport.

Status:

Feltet har relativt låg utvinningsgrad, men ein vurderer stadig ulike tiltak for å auka oljeutvinninga. Ein ny borekampanje som går ut på å bora opptil sju nye brønner, vart vedteken hausten 2004. Brønnane vil gjera sitt til å auka oljereservane med 6 millionar Sm³.



Skirne

Blokk og utvinningsløype	Blokk 25/5 – utvinningsløype 102. Tildelt 1985	
Funnår	1990	
Godkjent utbygt	05.07.2002 av Kronprinsregenten i statsråd	
Produksjonsstart	03.03.2004	
Operatør	Total E&P Norge AS	
Rettsnavarar	Marathon Petroleum Norge AS	20,00 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	10,00 %
	Petoro AS	30,00 %
	Total E&P Norge AS	40,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2004:
	1,6 mill. Sm ³ olje	1,4 mill. Sm ³ olje
	6,7 milliardar Sm ³ gass	6,0 milliardar Sm ³ gass
Produksjon	Venta produksjon i 2005:	
	Olje: 6000 fat per dag. Gass: 1,31 milliardar Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 2,4 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 2,0 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Stavanger	

Utbyggingsløyving:

Skirne er bygt ut i tilknytning til Heimdal. Produksjonsbrønnane er knytte til Heimdal med ein røyrløiding, og prosesseringa går føre seg der. PUD for Skirnefeltet, inkludert Byggve, vart godkjend 05.07.2002. Etter søknad frå operatøren er Byggve frå hausten 2003 rekna som ein del av Skirnefeltet.

Reservoar:

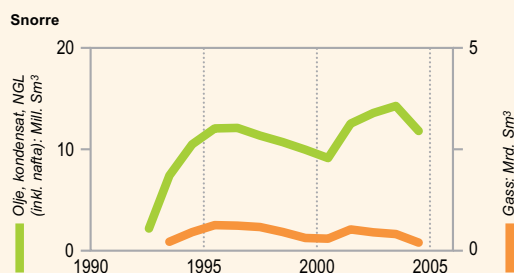
Reservoaret er oppbygt av sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder.

Utvinningsstrategi:

Utvinninga går føre seg ved naturleg trykkavlastning.

Transportløyving:

Gasskondensatet blir sent til Heimdalinnretninga.



Snorre

Blokker og utvinningsløype	Blokk 34/4 – utvinningsløype 057. Tildelt 1979 Blokk 34/7 – utvinningsløype 089. Tildelt 1984																		
Funnår	1979																		
Godkjent utbygt	27.05.1988 i Stortinget																		
Produksjonsstart	03.08.1992																		
Operatør	Statoil ASA																		
Rettskavalar i Snorre	<table border="0"> <tbody> <tr> <td>Amerada Hess Norge AS</td> <td>1,18 %</td> </tr> <tr> <td>Enterprise Oil Norge AS</td> <td>1,18 %</td> </tr> <tr> <td>ExxonMobil Exploration and Production Norway AS</td> <td>11,16 %</td> </tr> <tr> <td>Idemitsu Petroleum Norge AS</td> <td>9,60 %</td> </tr> <tr> <td>Norsk Hydro Produksjon AS</td> <td>17,65 %</td> </tr> <tr> <td>Petoro AS</td> <td>30,00 %</td> </tr> <tr> <td>RWE Dea Norge AS</td> <td>8,88 %</td> </tr> <tr> <td>Statoil ASA</td> <td>14,40 %</td> </tr> <tr> <td>Total E&P Norge AS</td> <td>5,95 %</td> </tr> </tbody> </table>	Amerada Hess Norge AS	1,18 %	Enterprise Oil Norge AS	1,18 %	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	11,16 %	Idemitsu Petroleum Norge AS	9,60 %	Norsk Hydro Produksjon AS	17,65 %	Petoro AS	30,00 %	RWE Dea Norge AS	8,88 %	Statoil ASA	14,40 %	Total E&P Norge AS	5,95 %
Amerada Hess Norge AS	1,18 %																		
Enterprise Oil Norge AS	1,18 %																		
ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	11,16 %																		
Idemitsu Petroleum Norge AS	9,60 %																		
Norsk Hydro Produksjon AS	17,65 %																		
Petoro AS	30,00 %																		
RWE Dea Norge AS	8,88 %																		
Statoil ASA	14,40 %																		
Total E&P Norge AS	5,95 %																		
Utvinnbare reserver	<table border="0"> <tbody> <tr> <td>Opphavleg:</td> <td>Att per 31.12.2004:</td> </tr> <tr> <td>242,4 mill. Sm³ olje</td> <td>113,0 mill. Sm³ olje</td> </tr> <tr> <td>6,4 milliardar Sm³ gass</td> <td>1,3 milliardar Sm³ gass</td> </tr> <tr> <td>4,7 mill. tonn NGL</td> <td>0,7 mill. tonn NGL</td> </tr> </tbody> </table>	Opphavleg:	Att per 31.12.2004:	242,4 mill. Sm ³ olje	113,0 mill. Sm ³ olje	6,4 milliardar Sm ³ gass	1,3 milliardar Sm ³ gass	4,7 mill. tonn NGL	0,7 mill. tonn NGL										
Opphavleg:	Att per 31.12.2004:																		
242,4 mill. Sm ³ olje	113,0 mill. Sm ³ olje																		
6,4 milliardar Sm ³ gass	1,3 milliardar Sm ³ gass																		
4,7 mill. tonn NGL	0,7 mill. tonn NGL																		
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Olje: 193 000 fat per dag																		
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 76,9 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 58,4 milliardar 2005-kroner.																		
Driftsorganisasjon	Stavanger																		
Hovudforsyningsbase	Florø																		

Utbyggingsløysing:

Snorre er eit oljefelt som er bygt ut i to fasar. Fase 1 omfattar ei flytande stålannretning med bustad- og prosessanlegg (Snorre TLP) i sør og ei havbotnramme med ti brønnsliissar (Snorre SPS) sentralt på feltet, knytte til Snorre TLP. Snorre TLP er òg bygt ut med eige prosessanlegg for produksjonen frå Vigdisfeltet. Fase 2 omfattar ei halvt nedsenkbar integrert bore-, prosess- og bustadinnretning (Snorre B) på den nordlege delen av feltet. PUD for Snorre fase 1, som omfattar den sørlege delen av feltet med innretninga Snorre A, vart godkjend 27.05.1988. Ein endra utbyggingsplan for Snorre, med ny modul på Snorre A for produksjon frå Vigdis, vart godkjend 16.12.1994. PUD for Snorre fase 2, som omfattar den nordlege delen av Snorre med innretninga Snorre B, vart godkjend 08.06.1998. Produksjonen frå Snorre B tok til i juni 2001.

Reservoar:

Snorrefeltet er oppbygt av fleire større forkastingsblokker. Reservoarsandsteinen høyrer til Statfjord- og Lundeformasjonane av tidlegjura og trias alder, og er avsett på ei elveslette. Reservoaret har ei kompleks oppbygging med mange kanalar og interne strøymingsbarrierar.

Utvinningsstrategi:

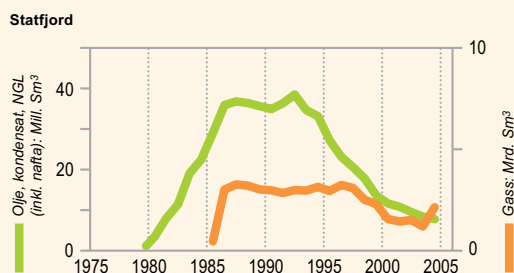
Snorre produserer med fullt trykkvedlikehald ved hjelp av vassinjeksjon, gassinjeksjon og alternerande vassinjeksjon og gassinjeksjon (VAG). Skumassistert injeksjon (FAWAG) er òg nytta i delar av reservoaret.

Transportløsning:

Olje og gass blir separert i to steg på Snorre TLP og transportert derifrå i separate rørleidningar til Statfjord A for sluttprosessering og eksport. Oljen blir lasta til skip på Statfjord, og gassen går i Statpipe til Kårstø. Ferdig prosessert olje frå Snorre B går i rørleidning til Statfjord B, der han blir lagra og lasta på skip. All gass frå Snorre B blir reinjisert i reservoaret, men kan når det trengst, òg transporterast via rørleidning til Snorre TLP.

Status:

Det er planar om å modifisera prosessanlegget på Snorre A for å auka kapasiteten for produksjon og injeksjon av vatn og gass.



Statfjord

Blokker og utvinningsløype	Blokk 33/12 – utvinningsløype 037. Tildelt 1973 Blokk 33/9 – utvinningsløype 037. Tildelt 1973 Den norske delen av feltet er 85,47 prosent, den britiske er 14,53 prosent.	
Funnår	1974	
Godkjent utbygt	16.06.1976 i Stortinget	
Produksjonsstart	24.11.1979	
Operatør	Statoil ASA	
Retthavarar i Statfjord		
	A/S Norske Shell	8,55 %
	Enterprise Oil Norge AS	0,89 %
	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	21,37 %
	Norske ConocoPhillips AS	10,33 %
	Statoil ASA	44,34 %
	BP Petroleum Development Ltd	4,84 %
	Centrica Resources Limited	4,84 %
	ConocoPhillips UK Ltd.	4,84 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2004:
(den norske delen)	565,8 mill. Sm ³ olje	24,2 mill. Sm ³ olje
	54,3 milliardar Sm ³ gass	4,6 milliardar Sm ³ gass
	14,9 mill. tonn NGL	1,6 mill. tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2005:	
(den norske delen)	Olje: 99 000 fat per dag. Gass: 1,52 milliardar Sm ³ . NGL: 0,53 mill. tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 112,5 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 106,7 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Sotra og Florø	

Utbyggingsløyising:

Statfjord er eit oljefelt som ligg på grenselina mellom norsk og britisk kontinentalsokkel, på ca. 145 meters havdjup. Feltet er bygt ut i tre fasar med fullt integrerte innretningar, Statfjord A, Statfjord B og Statfjord C. Statfjord A er plassert sentralt på Statfjordfeltet, og kom i produksjon i november 1979. Behandlingskapasiteten for olje på Statfjord A er ca. 67 000 Sm³ per dag, og innretninga har ein lagerkapasitet på 175 000 Sm³. Kapasiteten for vassinjeksjon er ca. 65 000 m³ per dag. Frå august 1992 har delvis prosessert olje frå Snorre TLP gått i rørleidning til Statfjord A. Statfjord B er plassert på den sørlege delen av Statfjordfeltet, og kom i produksjon i november 1982. Produksjonskapasiteten for olje er 16 000 Sm³ per dag, og innretninga har ein lagerkapasitet på 302 000 Sm³. Kapasiteten for vassinjeksjon er ca. 65 000 m³ per dag. Statfjord C er plassert på den nordlege delen av Statfjordfeltet, og kom i produksjon i juni 1985. Konstruksjonen er identisk med Statfjord B. Produksjonskapasiteten for olje er 20 000 Sm³. Kapasiteten for vassinjeksjon på Statfjord C er ca. 60 000 m³ per dag. Satellittfelte til Statfjord (Statfjord Øst, Statfjord Nord og Sygna) har ein eigen innløpsseparator på Statfjord C med kapasitet på ca. 20 000 Sm³ olje. Nordflanken av Statfjordfeltet er bygt ut med to innretningar på havbotnen, ei for produksjon og ei for injeksjon. Dei er knytte til Statfjord C. Produksjonen frå nordflanken tok til sommaren 1999.

Reservoar:

Statfjordfeltet er oppbygd av ei stor forkastingsblokk som hallar mot vest, og mange mindre forkastingsblokker langs austflanken. Feltet strekkjer seg over på britisk sektor. Reservoara på Statfjordfeltet er oppbygde av sandstein som høyrer til Brentgruppa, Cookformasjonen og Statfjordformasjonen.

Utvinningsstrategi:

Brentreservoaret produserte opphavleg ved hjelp av trykkstøtte frå vassinjeksjon. På bakgrunn av resultatata frå eit forsøk med VAG-injeksjon i den nedre delen av Brent og reservoarstudiar vart det i 1998 vedteke å setja i verk VAG-injeksjon som utvinningsstrategi i heile Brent. Ein reknar med at VAG-injeksjon med 15 milliardar Sm³ gass vil auka oljeutvinninga i Brent med 10,5 millionar Sm³. I Statfjordformasjonen har det vore nytta trykkstøtte frå oppflanks gassinjeksjon. Frå 1994 har ein steg for steg sett i verk ein ny utvinningsstrategi, med oppflanks vassinjeksjon og supplerande gassinjeksjon i den øvre delen av Statfjordformasjonen og nedflanks VAG-injeksjon i den nedre delen, basert på produksjonsrøynslar og reservoarstudiar. Cookformasjonen vart sett i produksjon i 1994. Utvinningsstrategien baserer seg på å fasa inn brønningar som alt penetrerer reservoaret, eventuelt gjera eksisterande brønningar djupare. Produksjonen blir trykkstøtta ved vassinjeksjon. Nordflanken på feltet vart sett i produksjon med eigne havbotnbrønningar i august 1999.

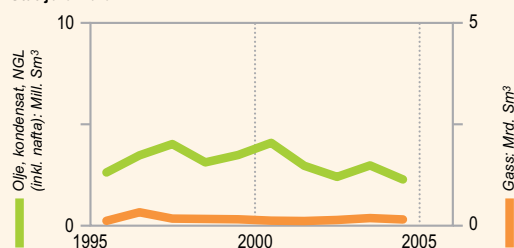
Transportløysing:

Stabilisert olje blir lagra i lagerceller på kvar innretning. Oljen blir lasta via eitt av dei tre oljelastingssystema på feltet. Gass går gjennom Statpiperørleidningen til Kårstø, der ein tek ut NGL før tørr gass blir transportert vidare til Emden. Storbritannia tek ut sin del av gassen gjennom Flagsrørleidningen frå Statfjord B til St. Fergus i Skottland.

Status:

Det er stor aktivitet med reboring og reperforering av brønningar for å halda oppe produksjonen. Plan for nedblåsing av gass på Statfjordfeltet (Statfjord seinfase) vart levert styresmaktene i februar 2005. Planen vil kunna forlengja levetida for feltet med ca. 10 år og auka utvinninga av gass med ca. 41 milliardar Sm³ og utvinninga av olje med fire millionar Sm³.

Statfjord Nord



Statfjord Nord

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 33/9 – utvinningsløyve 037. Tildelt 1973	
Funnår	1977	
Godkjent utbygt	11.12.1990 i Stortinget	
Produksjonsstart	23.01.1995	
Operatør	Statoil ASA	
Rettskavarar	A/S Norske Shell	10,00 %
	Enterprise Oil Norge AS	1,04 %
	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	25,00 %
	Norske ConocoPhillips AS	12,08 %
	Petoro AS	30,00 %
	Statoil ASA	21,88 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2004:
	39,3 mill. Sm ³ olje	8,9 mill. Sm ³ olje
	2,6 milliardar Sm ³ gass	0,9 milliardar Sm ³ gass
	0,9 mill. tonn NGL	0,3 mill. tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2005:	
	Olje: 35 000 fat per dag. Gass: 0,28 milliardar Sm ³ . NGL: 0,10 mill. tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 7,4 milliardar 2005-kroner.	
	Per 31.12.2004 er det investert totalt 7,2 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Sotra	

Utbyggingsløyving:

Statfjord Nord er eit oljefelt som ligg ca. 17 km nord for Statfjord, på 250–290 meters havdjup. Det er bygt ut med tre brønnrammer kopla til Statfjord C. To av brønnrammene er for produksjon, og ei er for vassinjeksjon. Kvar brønnramme har fire brønnsliissar. Ein brønnsliisse på brønnramma for injeksjon på Statfjord Nord er nytta til ein injeksjonsbrønn på Sygnafeltet. Vassinjeksjonskapasiteten til Statfjord Nord og Sygna er til saman 28 000 m³ per dag.

Reservoar:

Reservoaret på Statfjord Nord er oppbygt av sandstein som høyrer til Brentgruppa av mellomjura alder og sandstein av seinjura alder (Muninformasjonen).

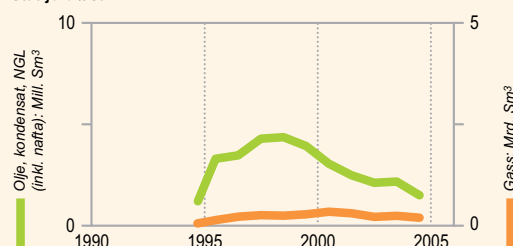
Utvinningsstrategi:

Feltet produserer med trykkstøtte frå vassinjeksjon.

Transportløyving:

Brønnstraumen går i to røyrleidningar til Statfjord C, der han blir behandla, lagra og transportert vidare. Statfjord Nord og Statfjord Øst nyttar felles utstyr på Statfjord C.

Statfjord Øst



Statfjord Øst

Blokker og utvinningsløype	Blokk 33/9 – utvinningsløype 037. Tildelt 1973 Blokk 34/7 – utvinningsløype 089. Tildelt 1984																				
Funnår	1976																				
Godkjent utbygt	11.12.1990 i Stortinget																				
Produksjonsstart	24.09.1994																				
Operatør	Statoil ASA																				
Rettskavalar i Statfjord Øst	<table border="0"> <tbody> <tr> <td>A/S Norske Shell</td> <td>5,00 %</td> </tr> <tr> <td>Enterprise Oil Norge AS</td> <td>0,52 %</td> </tr> <tr> <td>ExxonMobil Exploration and Production Norway AS</td> <td>17,75 %</td> </tr> <tr> <td>Idemitsu Petroleum Norge AS</td> <td>4,80 %</td> </tr> <tr> <td>Norsk Hydro Produksjon AS</td> <td>6,64 %</td> </tr> <tr> <td>Norske ConocoPhillips AS</td> <td>6,04 %</td> </tr> <tr> <td>Petoro AS</td> <td>30,00 %</td> </tr> <tr> <td>RWE Dea Norge AS</td> <td>1,40 %</td> </tr> <tr> <td>Statoil ASA</td> <td>25,05 %</td> </tr> <tr> <td>Total E&P Norge AS</td> <td>2,80 %</td> </tr> </tbody> </table>	A/S Norske Shell	5,00 %	Enterprise Oil Norge AS	0,52 %	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	17,75 %	Idemitsu Petroleum Norge AS	4,80 %	Norsk Hydro Produksjon AS	6,64 %	Norske ConocoPhillips AS	6,04 %	Petoro AS	30,00 %	RWE Dea Norge AS	1,40 %	Statoil ASA	25,05 %	Total E&P Norge AS	2,80 %
A/S Norske Shell	5,00 %																				
Enterprise Oil Norge AS	0,52 %																				
ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	17,75 %																				
Idemitsu Petroleum Norge AS	4,80 %																				
Norsk Hydro Produksjon AS	6,64 %																				
Norske ConocoPhillips AS	6,04 %																				
Petoro AS	30,00 %																				
RWE Dea Norge AS	1,40 %																				
Statoil ASA	25,05 %																				
Total E&P Norge AS	2,80 %																				
Utvinnbare reserver	<table border="0"> <tbody> <tr> <td>Opphavleg:</td> <td>Att per 31.12.2004:</td> </tr> <tr> <td>35,7 mill. Sm³ olje</td> <td>6,1 mill. Sm³ olje</td> </tr> <tr> <td>3,9 milliardar Sm³ gass</td> <td>1,4 milliardar Sm³ gass</td> </tr> <tr> <td>1,4 mill. tonn NGL</td> <td>0,5 mill. tonn NGL</td> </tr> </tbody> </table>	Opphavleg:	Att per 31.12.2004:	35,7 mill. Sm ³ olje	6,1 mill. Sm ³ olje	3,9 milliardar Sm ³ gass	1,4 milliardar Sm ³ gass	1,4 mill. tonn NGL	0,5 mill. tonn NGL												
Opphavleg:	Att per 31.12.2004:																				
35,7 mill. Sm ³ olje	6,1 mill. Sm ³ olje																				
3,9 milliardar Sm ³ gass	1,4 milliardar Sm ³ gass																				
1,4 mill. tonn NGL	0,5 mill. tonn NGL																				
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Olje: 24 000 fat per dag. Gass: 0,42 milliardar Sm ³ NGL: 0,15 mill. tonn																				
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 6,5 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 6,2 milliardar 2005-kroner.																				
Driftsorganisasjon	Stavanger																				
Hovudforsyningsbase	Sotra																				

Utbyggingsløysing:

Statfjord Øst er eit oljefelt som ligg ca. 7 km nordaust for Statfjordfeltet, på 150–190 meters havdjup. Feltet er bygt ut med tre brønnrammer som er kopla til Statfjord C. To av brønnrammene er for produksjon, og ei er for vassinjeksjon. Kvar botnramme har fire brønnsliissar.

Reservoar:

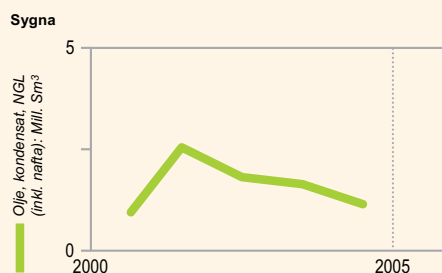
Reservoaret på Statfjord Øst er oppbygt av sandstein av mellomjura alder i den øvre og den nedre delen av Brentgruppa.

Utvinningsstrategi:

Feltet produserer med trykkstøtte frå vassinjeksjon.

Transportløysing:

Brønnstraumen går i to røyleidningar til Statfjord C, der han blir behandla, lagra og transportert vidare. Statfjord Øst og Statfjord Nord nyttar felles prosessutstyr på Statfjord C.



Sygna

Blokker og utvinningsløype	Blokk 33/9 – utvinningsløype 037. Tildelt 1973 Blokk 34/7 – utvinningsløype 089. Tildelt 1984																				
Funnår	1996																				
Godkjent utbygt	30.04.1999 av Kongen i statsråd																				
Produksjonsstart	01.08.2000																				
Operatør	Statoil ASA																				
Rettskavalar i Sygna	<table border="0"> <tbody> <tr> <td>A/S Norske Shell</td> <td>5,50 %</td> </tr> <tr> <td>Enterprise Oil Norge AS</td> <td>0,57 %</td> </tr> <tr> <td>ExxonMobil Exploration and Production Norway AS</td> <td>18,48 %</td> </tr> <tr> <td>Idemitsu Petroleum Norge AS</td> <td>4,32 %</td> </tr> <tr> <td>Norsk Hydro Produksjon AS</td> <td>5,98 %</td> </tr> <tr> <td>Norske ConocoPhillips AS</td> <td>6,65 %</td> </tr> <tr> <td>Petoro AS</td> <td>30,00 %</td> </tr> <tr> <td>RWE Dea Norge AS</td> <td>1,26 %</td> </tr> <tr> <td>Statoil ASA</td> <td>24,73 %</td> </tr> <tr> <td>Total E&P Norge AS</td> <td>2,52 %</td> </tr> </tbody> </table>	A/S Norske Shell	5,50 %	Enterprise Oil Norge AS	0,57 %	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	18,48 %	Idemitsu Petroleum Norge AS	4,32 %	Norsk Hydro Produksjon AS	5,98 %	Norske ConocoPhillips AS	6,65 %	Petoro AS	30,00 %	RWE Dea Norge AS	1,26 %	Statoil ASA	24,73 %	Total E&P Norge AS	2,52 %
A/S Norske Shell	5,50 %																				
Enterprise Oil Norge AS	0,57 %																				
ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	18,48 %																				
Idemitsu Petroleum Norge AS	4,32 %																				
Norsk Hydro Produksjon AS	5,98 %																				
Norske ConocoPhillips AS	6,65 %																				
Petoro AS	30,00 %																				
RWE Dea Norge AS	1,26 %																				
Statoil ASA	24,73 %																				
Total E&P Norge AS	2,52 %																				
Utvinnbare reserver	Opphøvelg: Att per 31.12.2004: 10,9 mill. Sm ³ olje 3,2 mill. Sm ³ olje																				
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Olje: 11 000 fat per dag																				
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 2,3 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 2,1 milliardar 2005-kroner.																				
Driftsorganisasjon	Stavanger																				
Hovudforsyningsbase	Florø																				

Utbyggingsløyising:

Sygna er eit oljefelt som ligg på grensa mellom utvinningsløyva 037 og 089, mellom felta Snorre og Statfjord. Feltet er bygt ut med ei havbotnramme med fire brønsslissar som er kopla til Statfjord C. Det er bora tre produksjonsbrønner på Sygna. Vassinjeksjon går føre seg gjennom ein injeksjonsbrønn frå Statfjord Nord.

Reservoar:

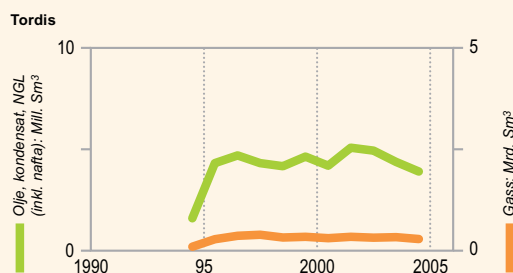
Reservoaret på Sygna er oppbygt av sandstein som høyrer til Brentgruppa av mellomjura alder.

Utvinningsstrategi:

Feltet produserer med trykkstøtte frå vassinjeksjon.

Transportløyising:

Brønnstraumen går i ein rørleidning til Statfjord C, der han blir behandla, lagra og transportert vidare. Statfjord Nord, Statfjord Øst og Sygna nyttar felles prosessutstyr på Statfjord C.



Tordis

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 34/7 – utvinningsløyve 089. Tildelt 1984	
Funnår	1987	
Godkjent utbygt	14.05.1991 i Stortinget	
Produksjonsstart	03.06.1994	
Operatør	Statoil ASA	
Rettskavarer	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	10,50 %
	Idemitsu Petroleum Norge AS	9,60 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	13,28 %
	Petoro AS	30,00 %
	RWE Dea Norge AS	2,80 %
	Statoil ASA	28,22 %
	Total E&P Norge AS	5,60 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg:	Att per 31.12.2004:
	58,1 mill. Sm ³ olje	14,3 mill. Sm ³ olje
	5,2 milliardar Sm ³ gass	1,9 milliardar Sm ³ gass
	1,7 mill. tonn NGL	0,4 mill. tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2005:	
	Olje: 58 000 fat per dag. Gass: 0,28 milliardar Sm ³ . NGL: 0,11 mill. tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 8,9 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 8,6 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Florø	

Utbyggingsløysing:

Tordis er eit oljefelt som ligg mellom felta Snorre og Gullfaks, på ca. 200 meters havdjup. Det er bygt ut med ein sentral havbotnmanifold som er knytt til Gullfaks C. Til denne manifolden er det knytt sju separate satellittbrønner og to havbotnrammer. Brønnstraumen blir overført til Gullfaks C i to rørleidningar. Vatn til injeksjon kjem i ein rørleidning frå Gullfaks C. Tordis omfattar fire funn: Tordis, Tordis Øst, Borg og 34/7-25 S. PUD for Tordis vart godkjend 14.05.1991. PUD for Tordis Øst vart godkjend 13.10.1995. På Borg vart det i 1998 gjennomført prøvutvinning i ein periode på seks månader. PUD for Borg vart godkjend 29.06.1999. 34/7-25 S vart rekna som ein del av Tordis, og styresmaktene kravde ikkje eiga godkjenning for utbygging av dette funnet.

Reservoar:

Reservoara i funna Tordis og Tordis Øst er oppbygde av sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder. Reservoaret i Borg er oppbygt av sandstein frå same tidsperioden som Draupneformasjonen av seinjura alder. Reservoaret i 34/7-25 S er oppbygt av utrasa sandstein frå Brentgruppa og sandstein frå same tidsperioden som Draupneformasjonen. Reservoara på Tordis ligg på 2000–2500 meters djup.

Utvinningsstrategi:

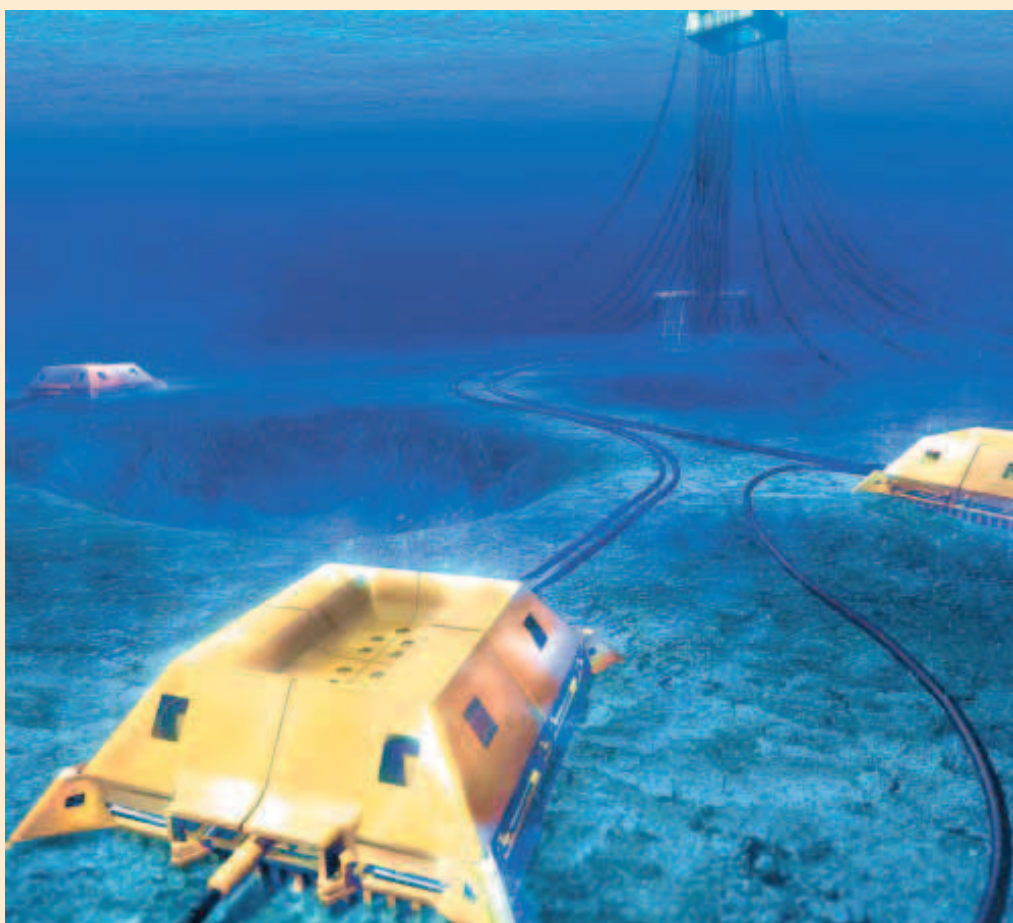
Utvinninga av funna Tordis og 34/7-25 S går føre seg med delvis trykkvedlikehald ved hjelp av vassinjeksjon og naturleg vassdriv. Utvinninga på Borg går føre seg med fullt trykkvedlikehald ved hjelp av vassinjeksjon. Utvinninga på Tordis Øst går føre seg med trykkstøtte frå naturleg vassdriv.

Transportløysing:

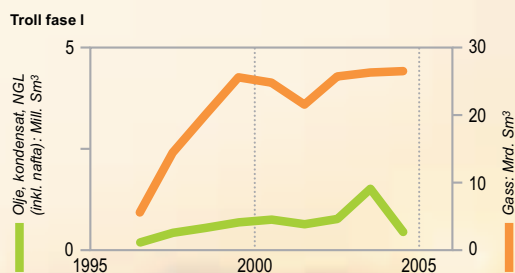
Olje frå Tordis blir eksportert frå Gullfaks C. Eksportgass går i Statpipe til Kårstø.

Troll

Trollfeltet ligg om lag 65 km utanfor Kollsnes. Feltet har to hovudstrukturar, Troll Øst og Troll Vest. Troll Øst ligg hovudsakleg i blokkene 31/3 og 31/6, medan mesteparten av Troll Vest ligg i blokk 31/2. Ein reknar at ca. 2/3 av dei utvinnbare gassreservane i feltet ligg i Troll Øst. Trollfeltet blir bygt ut i fleire fasar. Fase 1 omfattar gassreservane på Troll Øst. Fase 2 omfattar oljereservane i Troll Vest, og fase 3 skal omfatta gassreservane i Troll Vest. Det er eit tynt oljeførande lag i heile Trollfeltet, men berre i Troll Vest er dette laget er så tjukt at det er drivverdig. Oljen i Troll Vest ligg i to provinsar. I oljeprovinsen er dei oljeførande laga 22 til 27 meter tjukke. I gassprovinsen er det eit tynt oljeførande lag på 11 til 14 meter. Operatøren testa produksjonen frå dei to provinsane i 1990 og 1991 med positivt resultat. Feltet har svært store gassressursar og eit av dei største oljevoluma som er att på norsk kontinentalsokkel.



Troll Pilot



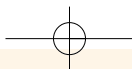
Troll fase I

Blokker og utvinningsløype	Blokk 31/2 – utvinningsløype 054. Tildelt 1979 Blokk 31/3 – utvinningsløype 085. Tildelt 1983 Blokk 31/3 – utvinningsløype 085C Tildelt 2002 Blokk 31/5 – utvinningsløype 085. Tildelt 1983 Blokk 31/6 – utvinningsløype 085. Tildelt 1983 Blokk 31/6 – utvinningsløype 085C Tildelt 2002	
Funnår	1983	
Godkjent utbygt	15.12.1986 i Stortinget	
Produksjonsstart	09.02.1996	
Operatør	Statoil ASA	
Rettskavarer i Troll	A/S Norske Shell Norsk Hydro Produksjon AS Norske ConocoPhillips AS Petro AS Statoil ASA Total E&P Norge AS	8,10 % 9,78 % 1,62 % 56,00 % 20,80 % 3,69 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg: 1318,0 milliardar Sm ³ gass 30,8 mill. tonn NGL 1,6 mill. Sm ³ kondensat	Att per 31.12.2004: 1128,6 milliardar Sm ³ gass 30,8 mill. tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Gass: 27,20 milliardar Sm ³ . NGL: 0,51 mill. tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 70,0 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 47,4 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovudforsyningsbase	Ågotnes	

Utbyggingsløysing:

Troll fase I er bygt ut med Troll A, der gassen i Troll Øst blir produsert med Statoil som operatør. Troll A er ei fast brønnehovudinnretning med understell av betong. På Troll Øst står i tillegg TOGI havbotnramme, der gass har vore eksportert til Oseberg for gassinjeksjon. Havet i Trollområdet er over 300 meter djupt.

PUD for Troll fase I, som omfatta Troll A og gassreservane i Troll Øst, vart godkjend 15.12.1986. Ein oppdatert plan, der prosesseringa var flytt til land (Kollsnes), vart godkjend i 1990. PAD for NGL-anlegg på Kollsnes vart godkjend i 2002.



Reservoar:

Gassen og oljen i Troll Øst og Vest finst hovudsakleg i Sognefjordformasjonen som er oppbygd av sandstein av jura alder. Ein del av reservoaret er òg i Fensfjordformasjonen, som ligg under Sognefjordformasjonen. Feltet er oppbygd av tre relativt store, roterte forkastingsblokker.

Utvinningsstrategi:

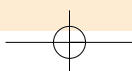
Gassen i Troll Øst blir produsert ved trykkavlastning.

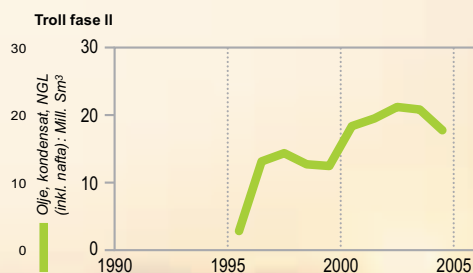
Transportløysing:

Gassen frå Troll Øst og Troll Vest blir transportert via to fleirfaserørleidningar til gassbehandlingsanlegget på Kollsnes. Her blir kondensatet skilt frå gassen og transportert vidare i rørleidningar, dels til Stureterminalen, dels til Mongstad. Torr-gassen går i Zeepipe II A og II B. Mindre gassmengder går til Kollsnes næringspark.

Status:

I perioden 2002 til 2003 var Troll det feltet som produserte mest av både olje og gass frå norsk kontinentalsokkel. Kompresjonskapasiteten for gass har vore bygt ut på Troll A i 2004.





Troll fase II

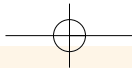
Blokker og utvinningsløyve	Blokk 31/2 – utvinningsløyve 054. Tildelt 1979 Blokk 31/3 – utvinningsløyve 085. Tildelt 1983 Blokk 31/3 – utvinningsløyve 085C Tildelt 2002 Blokk 31/5 – utvinningsløyve 085. Tildelt 1983 Blokk 31/6 – utvinningsløyve 085. Tildelt 1983 Blokk 31/6 – utvinningsløyve 085C Tildelt 2002
Funnår	1979
Godkjent utbygt	18.05.1992 i Stortinget
Produksjonsstart	19.09.1995
Operatør	Norsk Hydro Produksjon AS
Rettskavalar i Troll	A/S Norske Shell 8,10 % Norsk Hydro Produksjon AS 9,78 % Norske ConocoPhillips AS 1,62 % Petoro AS 56,00 % Statoil ASA 20,80 % Total E&P Norge AS 3,69 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg: 233,2 mill. Sm ³ olje Att per 31.12.2004: 77,0 mill. Sm ³ olje
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Olje: 249 000 fat per dag
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 66,8 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 62,1 milliardar 2005-kroner.
Driftsorganisasjon	Bergen
Hovudforsyningsbase	Mongstad

Utbyggingsløyving:

Troll fase II er bygt ut med Troll B og Troll C, som produserer olje frå Troll Vest med Norsk Hydro som operatør. Troll B er ei flytande betonginnretning, medan Troll C er ei halvt nedsenkbar stålinnretning. Oljen i Troll Vest blir produsert via mange havbotnrammer som er kopla til Troll B og C med røyrleidningar. Troll Pilot, som er knytt til ei av havbotnrammene, er eit anlegg på havbotnen for separasjon og reinjeksjon av produsert vatn. Havet i Trollområdet er over 300 meter djupt. Troll C-innretninga blir òg nytta i produksjonen frå Framfeltet. PUD for Troll fase II, som omfatta Troll B og utbygging av Troll Vest oljeprovins, vart godkjend 18.05.1992. Ei vidare utbygging av Troll Vest, med Troll C, vart godkjend i 1997. Det har vore fleire PUD-godkjenningar av fleire havbotnrammer på Troll Vest.

Reservoar:

Gassen og oljen i Troll Øst og Troll Vest finst hovudsakleg i Sognefjordformasjonen, som er oppbygd av sandstein av jura alder. Ein del av reservoaret finst òg i Fensfjordformasjonen, som ligg under Sognefjordformasjonen. Feltet er oppbygt av tre relativt store, roterte forkastingsblokker. Oljen i Troll Vest oljeprovins har ein 22–26 meter tjukk oljekolonne under ei lita gasskappe. I Troll Vest gassprovins er det ein oljekolonne på 12–14 meter og ein gasskolonne på opptil 200 meter.

**Utvinningsstrategi:**

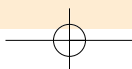
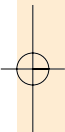
Oljen i Troll Vest blir produsert gjennom horisontale brønner som er bora like over kontakten mellom olje og vatn i den tynne oljesona. Også her er det hovudsakleg trykkavlastning, men samtidig ekspanderer gasskappa og vassona under oljen. I Troll Vest oljeprovins har ein del av den produserte gassen vorte reinjisert med tanke på å optimalisera oljeproduksjonen. Ein viktig del av strategien har vore å ta ut oljen raskt fordi det er fare for at ein vil kunna få ut mindre olje når trykket minkar i Troll Øst. Difor har ein avgrensa gassuttaket frå Troll Øst.

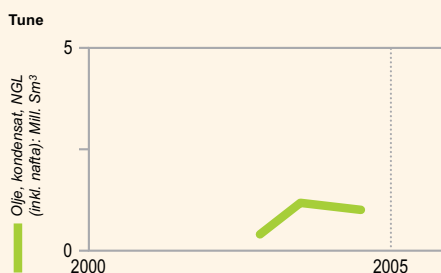
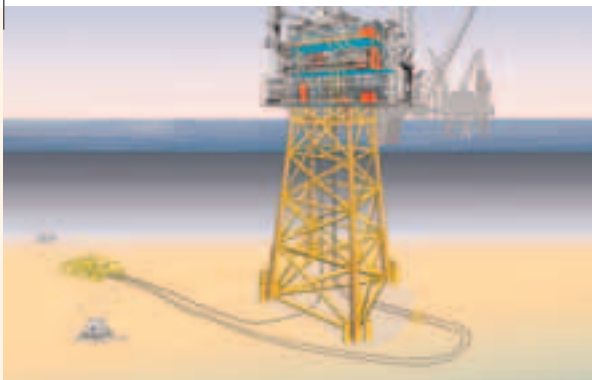
Transportløysing:

Gassen frå Troll Øst og Troll Vest blir transportert via to fleirfaserørleidningar til gassbehandlingsanlegget på Kollsnes. Kondensatet blir skilt frå gassen og transportert vidare i rørleidningar, dels til Stureterminalen, dels til Mongstad. Torrøgassen går i Zeepipe II A og II B. Mindre gassmengder går til Kollsnes næringspark. Oljen frå Troll B og Troll C blir transportert i høvesvis Troll Oljerør I og II til oljeterminalen på Mongstad.

Status:

Oppboring av Troll Vest med horisontale produksjonsbrønner frå havbotnramma har gått føre seg med to til fire boreinnretningar samtidig. I alt er det no bora over 100 oljeproduksjonsbrønner i Troll Vest. Dei siste åra har det kvart år vorte vedteke å bora nye produksjonsbrønner som aukar oljereservane frå Troll, og det er framleis ein del brønner som står att i boreplanen. Det er bora mange fleigreinsbrønner, og etter boreplanen skal det òg borast fem- og seksgreinsbrønner. Kollsnes vart skilt ut frå det samordna Trollfeltet i 2004, slik at det no er Gassco som opererer Kollsnesterminalen, som ein del av Gassled.





Tune

Blokker og utvinningsløyve	Blokk 30/5 – utvinningsløyve 034. Tildelt 1969 Blokk 30/6 – utvinningsløyve 053. Tildelt 1979 Blokk 30/8 – utvinningsløyve 190. Tildelt 1993	
Funnår	1996	
Godkjent utbygt	17.12.1999 av Kongen i statsråd	
Produksjonsstart	28.11.2002	
Operatør	Norsk Hydro Produksjon AS	
Rettskavarar	Norsk Hydro Produksjon AS Petro AS Statoil ASA Total E&P Norge AS	40,00 % 40,00 % 10,00 % 10,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: 3,8 mill. Sm ³ olje 15,9 milliardar Sm ³ gass	Att per 31.12.2004¹: 1,6 mill. Sm ³ olje 15,9 milliardar Sm ³ gass
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Olje: 6000 fat per dag. Gass: 2,16 milliardar Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 4,7 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 3,9 milliardar 2005-kroner.	

¹ Gass frå Tune blir ikkje allokert tilbake frå Oseberg, og difor er gassreservane som er att, lik dei opphavlege.

Utbyggingsløysing:

Tunefeltet er eit gass- og gasskondensatfelt som ligg ca. 10 km vest for Oseberg Feltcenter. Feltet er bygt ut med ei innretning på havbotnen sentralt på feltet, med fire produksjonsbrønner. Ei ny brønnramme vart knytt til i 2004 for å produsera frå den nordlege delen av Tune. PUD for Tunefeltet vart godkjend 17.12.1999, og produksjonen tok til 28.11.2002. I mars 2004 vart det gjeve PUD-fritak for utbygging av den nordlege delen av feltet.

Reservoar:

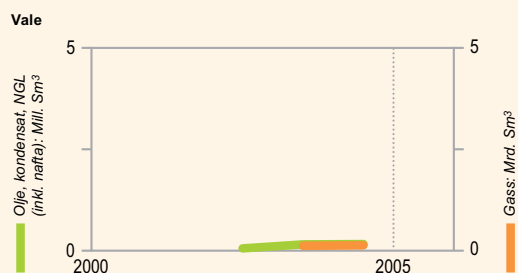
Reservoaret er oppbygt av sandstein av mellomjura alder, og er delt opp i fleire skrånstille forkastingsblokker.

Utvinningsstrategi:

Utvinninga går føre seg ved trykkavlastning.

Transportløysing:

Installasjonen på havbotnen på Tune er knytt opp til Oseberg D-innretninga med to røyrleidningar og ei serviceline. På Oseberg D er det bygt ein mottaksmodul for Tune. Kondensatet frå Tune blir stabilisert på Oseberg Feltcenter og transportert til Stura gjennom Oseberg Transport System (OTS). Gassen frå Tune blir injisert i Osebergfeltet, medan rettskavarane til feltet får levert tilbake salgsgass frå Osebergfeltet.



Vale

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 25/4 – utvinningsløyve 036. Tildelt 1971	
Funnår	1991	
Godkjent utbygt	23.03.2001 av Kronprinsregenten i statsråd	
Produksjonsstart	31.05.2002	
Operatør	Norsk Hydro Produksjon AS	
Retthavarar	Marathon Petroleum Norge AS	46,90 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	28,85 %
	Total E&P Norge AS	24,24 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2004:
	1,8 mill. Sm ³ olje	1,4 mill. Sm ³ olje
	2,4 milliardar Sm ³ gass	2,2 milliardar Sm ³ gass
Produksjon	Venta produksjon i 2005:	
	Olje: 8000 fat per dag. Gass: 0,53 milliardar Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 2,0 milliardar 2005-kroner.	
	Per 31.12.2004 er det investert totalt 1,6 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Bergen	

Utbyggingsløyving:

Vale ligg 16 km nord for Heimdal og er bygt ut med ei innretning på havbotnen, knytt til Heimdal.

Reservoar:

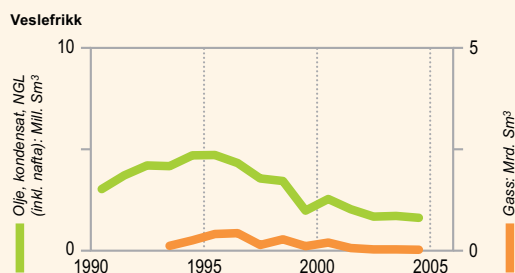
Reservoaret er oppbygt av sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder.

Utvinningsstrategi:

Utvinninga går føre seg ved trykkavlastning.

Transportløyving:

Gasskondensatet blir produsert til Heimdalinnretninga.



Veslefrikk

Blokker og utvinningsløype	Blokk 30/3 – utvinningsløype 052. Tildelt 1979 Blokk 30/6 – utvinningsløype 053. Tildelt 1979
Funnår	1981
Godkjent utbygt	02.06.1987 i Stortinget
Produksjonsstart	26.12.1989
Operatør	Statoil ASA
Rettskavarar	Paladin Resources Norge AS 27,00 % Petro AS 37,00 % RWE Dea Norge AS 13,50 % Statoil ASA 18,00 % Svenska Petroleum Exploration AS 4,50 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: 56,1 mill. Sm ³ olje 2,6 milliardar Sm ³ gass 1,1 mill. tonn NGL Att per 31.12.2004: 10,9 mill. Sm ³ olje 0,5 milliardar Sm ³ gass
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Olje: 30 000 fat per dag
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 16,8 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 16,0 milliardar 2005-kroner.
Driftsorganisasjon	Bergen
Hovudforsyningsbase	Sotra og Florø

Utbyggingsløysing:

Veslefrikk er eit oljefelt og er bygt ut med to innretningar. Veslefrikk A er ei stålennretning med boreanlegg og brusamband til Veslefrikk B, der brønnstraumen blir prosessert. Veslefrikk B er ei konvertert boreinnretning med prosellanlegg og bustadkvarter. Innretninga vart oppgradert i 1999 for å kunna ta imot kondensat frå Huldrafeltet. PUD for Veslefrikkfeltet vart godkjend 02.06.1987. Produksjonen tok til 26.12.1989. PUD for Statfjordformasjonen vart godkjend 11.06.1994. PUD for reservoar i Øvre Brent og I-områda vart godkjend 16.12.1994.

Reservoar:

Hovudreservoaret er oppbygt av sandstein i Brentgruppa av jura alder, og er ei forkastingsblokk som er heva (horst). Det er òg reservoar i Intra Dunlin Sand og i Statfjordformasjonen.

Utvinningsstrategi:

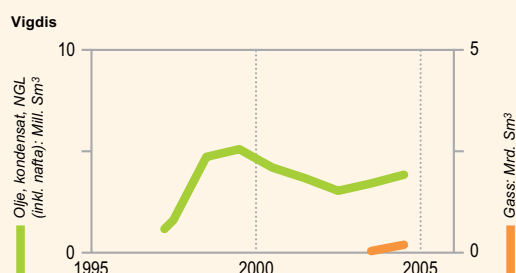
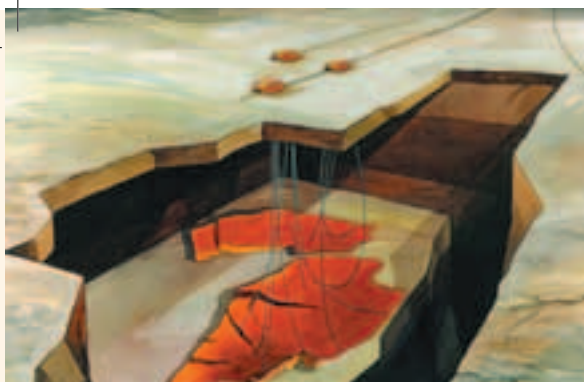
Utvinninga går føre seg ved hjelp av trykkstøtte frå injeksjon av vatn og gass.

Transportløysing:

Ein oljerørleidning er kopla til Oseberg Transport System (OTS) for transport til Stureterminalen. Gass blir transportert via Statpipesystemet.

Status:

Produksjonen frå Veslefrikk er i avtrappingsfasen. Ein arbeider kontinuerleg med å auka utvinningsgraden for feltet, mellom anna ved å bora nye brønner og fordela injeksjon av gass optimalt i feltet. Eit pilotforsøk med injeksjon av polymer gel i reservoaret for å redusera vassinnstrøyminga til ein produksjonsbrønn vart gjennomført i slutten av 2004.



Vigdis

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 34/7 – utvinningsløyve 089. Tildelt 1984	
Funnår	1986	
Godkjent utbygt	16.12.1994 av Kongen i statsråd	
Produksjonsstart	28.01.1997	
Operatør	Statoil ASA	
Retthavarar		
	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	10,50 %
	Idemitsu Petroleum Norge AS	9,60 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	13,28 %
	Petoro AS	30,00 %
	RWE Dea Norge AS	2,80 %
	Statoil ASA	28,22 %
	Total E&P Norge AS	5,60 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2004:
	47,9 mill. Sm ³ olje	18,6 mill. Sm ³ olje
	1,2 milliardar Sm ³ gass	1,0 milliardar Sm ³ gass
	0,8 mill. tonn NGL	0,7 mill. tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2005:	
	Olje: 71 000 fat per dag. Gass: 0,21 milliardar Sm ³ . NGL: 0,13 mill. tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 10,8 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 10,1 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Florø	

Utbyggingsløyving:

Vigdis er eit oljefelt som ligg mellom felta Snorre og Gullfaks, på 280 meters havdjup. Feltet er bygt ut med havbotnrammer som er knytte til Snorre TLP. Brønnstraumen blir overført til Snorre TLP i to rørleidningar. Vatn til injeksjon kjem i ein rørleidning frå Snorre TLP. Oljen frå Vigdis blir prosessert i ein eigen prosessmodul på Snorre TLP. PUD for delar av Vigdis vart godkjend 16.12.1994. Produksjonen tok til 28.01.1997. PUD for resten av Vigdis, inkludert funna 34/7-23 S, 34/7-29 S og 34/7-31 og førekomstar nær dei (Vigdis Extension), vart godkjend 20.12.2002.

Reservoar:

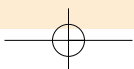
Reservoara er oppbygde av sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder. I tillegg inneheld feltet reservoar som er oppbygt av sandstein i Statfjordformasjonen av tidlegjura og seintrias alder, og reservoar av sandstein frå same tidsperioden som Draupneformasjonen av seinjura alder. Reservoara i funna 34/7-23 S, 34/7-29 S og 34/7-31 er oppbygde av sandstein frå same tidsperioden som Draupneformasjonen. Reservoara ligg på 2200–2600 meters djup.

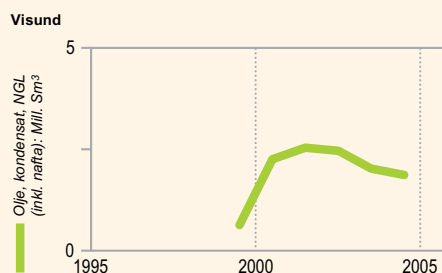
Utvinningsstrategi:

Utvinninga er basert på delvis trykkvedlikehald ved hjelp av vassinjeksjon.

Transportløyving:

Stabilisert olje frå Vigdis blir send til Gullfaks A for lagring og utskipping. Gassen frå Vigdis blir nytta til injeksjon i Snorrefeltet.





Visund

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 34/8 – utvinningsløyve 120. Tildelt 1985	
Funnår	1986	
Godkjent utbygt	29.03.1996 i Stortinget	
Produksjonsstart	21.04.1999	
Operatør	Statoil ASA	
Rettskavalar i Visund		
	Norsk Hydro Produksjon AS	20,30 %
	Norske ConocoPhillips AS	9,10 %
	Petoro AS	30,00 %
	Statoil ASA	32,90 %
	Total E&P Norge AS	7,70 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2004:
	27,6 mill. Sm ³ olje	15,8 mill. Sm ³ olje
	52,2 milliardar Sm ³ gass	52,2 milliardar Sm ³ gass
	6,7 mill. tonn NGL	6,7 mill. tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2005:	
	Olje: 33 000 fat per dag. Gass: 0,43 milliardar Sm ³ . NGL: 0,07 mill. tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 20,1 milliardar 2005-kroner.	
	Per 31.12.2004 er det investert totalt 16,7 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovudforsyningsbase	Florø	

Utbyggingsløysing:

Visund er eit oljefelt som ligg aust for Snorrefeltet. Utbyggingsløysinga omfattar ei halvt nedsenkbar integrert bustad-, bore- og prosessinnretning i stål (Visund A). Havet er 335 meter djupt ved Visund A. I tillegg er den nordlege delen av Visund bygd ut med ei innretning på havbotnen, om lag 10 km nord for Visund A. PUD for oljeførekomstane på Visund vart godkjend 29.03.1996. PUD for gassførekomstane og PAD for gasseksport vart godkjende 04.10.2002.

Reservoar:

Visund inneheld olje og gass i fleire skråstilte forkastingsblokker med fleire separate trykk- og væskesystem. Olje og gass finst i sandstein av jura og trias alder.

Utvinningsstrategi:

Utvinninga går føre seg ved hjelp av gassinjeksjon. I eitt av reservoara blir det òg injisert vatn. Frå hausten 2005 skal delar av den produserte gassen eksporterast.

Transportløysing:

Oljen blir transportert i røyr til Gullfaks A. Der blir han lagra og skipa ut saman med olje frå Gullfaks. Gassen vil bli eksportert i ein ny røyrleidning til Kvitebjørn gassrøyrleidning og transportert derifrå til Kollsnes. Der skal NGL skiljast ut før gassen blir eksportert til marknaden.

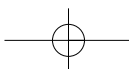
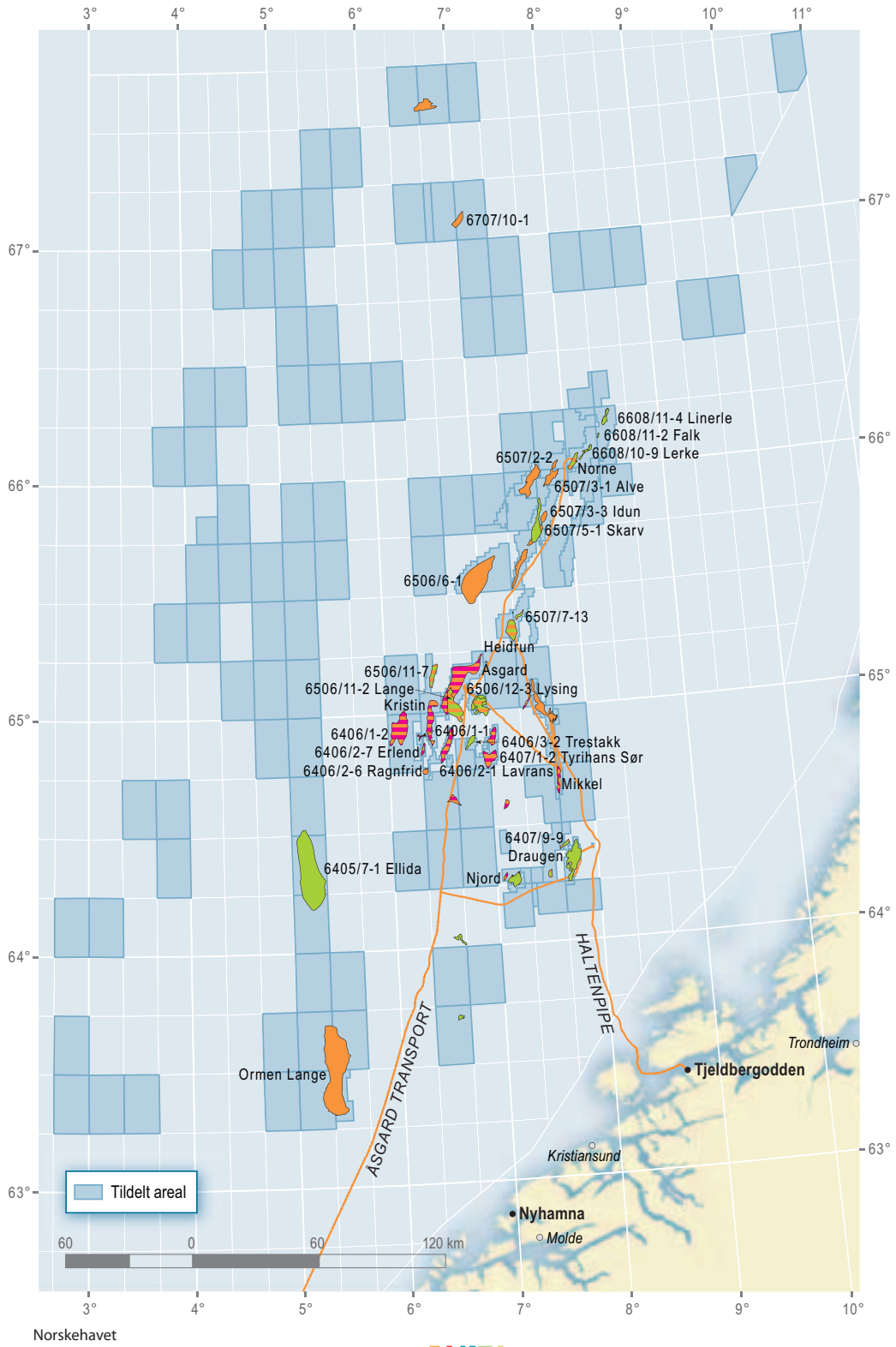
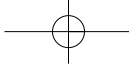
Status:

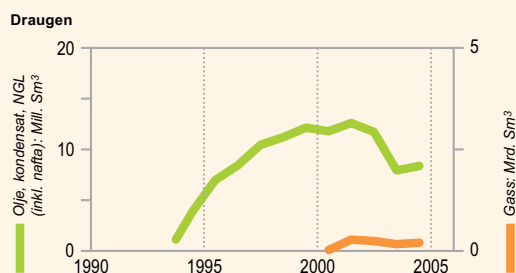
Gasseksporten skal etter planen byrja 01.10.2005.

Norskehavet

Norskehavet vart opna for leiteverksemd i samband med 5. konsesjonsrunde i 1979. Hausten 1988 vart det vedteke at oljefeltet Draugen, som det første feltet på Haltenbanken, skulle byggjast ut, og produksjonen tok til i oktober 1993. Seinare har felta Heidrun, Njord, Norne, Åsgard og Mikkel òg kome i produksjon. I 2001 vart planen for utbygging og drift (PUD) godkjend for Kristinfeltet. Området har store gassreservar, mellom anna i Ormen Lange-feltet, som vart godkjent utbygt i 2004.







Draugen

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 6407/9 – utvinningsløyve 093. Tildelt 1984	
Funnår	1984	
Godkjent utbygt	19.12.1988 i Stortinget	
Produksjonsstart	19.10.1993	
Operatør	A/S Norske Shell	
Retthavarar	A/S Norske Shell	26,20 %
	BP Norge AS	18,36 %
	ChevronTexaco Norge AS	7,56 %
	Petoro AS	47,88 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2004:
	131,4 mill. Sm ³ olje	28,2 mill. Sm ³ olje
	1,5 milliardar Sm ³ gass	0,6 milliardar Sm ³ gass
	2,3 mill. tonn NGL	0,9 mill. tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2005:	
	Olje: 110 000 fat per dag. Gass: 0,19 milliardar Sm ³ . NGL: 0,24 mill. tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 25,5 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 24,8 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Kristiansund	
Hovudforsyningsbase	Kristiansund	

Utbyggingsløyving:

Draugen er eit oljefelt som ligg på 250 meters havdjup. Feltet er bygt ut med ei botnfast betonginnretning (monosokkel) med integrert dekk. Oljen blir prosessert på innretninga, og stabilisert olje blir lagra i tankar i botnen av innretninga. To røyrleidningar bind innretninga saman med ei flytande lastebøye. Garn Vest-førekomsten og Rogn Sør-førekomsten er bygde ut med i alt fem havbotnbrønningar og er knytte til hovudinnretninga på Draugen. Feltet har seks havbotnkompletterte vassinjeksjonsbrønningar. PUD for Draugen vart godkjend 19.12.1988. Feltet kom i produksjon 19.10.1993. Tilleggsressursar i Garn Vest-strukturen kom i produksjon i desember 2001, medan utbygging av tilleggsressursar i Rogn Sør-strukturen vart godkjende våren 2001 og kom i produksjon i januar 2003.

Reservoar:

Hovudreservoaret er oppbygt av sandstein i Rognformasjonen av seinjura alder. I tillegg blir det produsert frå Garnformasjonen vest på feltet. Reservoaret er relativt homogent, med gode reservoareigenskapar.

Utvinningsstrategi:

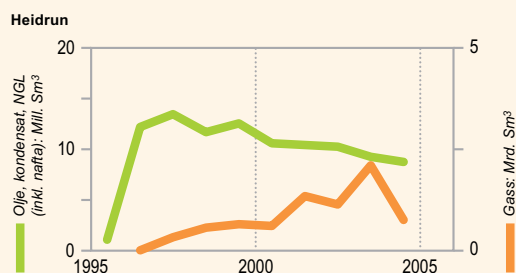
Feltet blir produsert ved hjelp av trykkvedlikehald med vassinjeksjon.

Transportløyving:

Oljen blir eksportert via ei flytande lastebøye til tankskip. Den assosierte gassen har sidan november 2000 vorte levert gjennom Åsgard transportrøyrleidning og transportert derifrå til Kårstø.

Status:

Det er venta at produksjonen vil gå av platå i 2005, og at mengda av produsert vatn vil auka mykje. Ein vurderer tiltak for å auka oljeutvinninga. Eit pilotprosjekt for reinjeksjon av produsert vatn er i gang, og permanent fullskala reinjeksjon vil bli vurdert når resultatane ligg føre. 4D-seismikk for å kartleggja attverande ressursar og aktuelle boremål blir samla inn.



Heidrun

Blokker og utvinningsløyve	Blokk 6507/8 – utvinningsløyve 124. Tildelt 1986 Blokk 6707/7 – utvinningsløyve 095. Tildelt 1984
Funnår	1985
Godkjent utbygt	14.05.1991 i Stortinget
Produksjonsstart	18.10.1995
Operatør	Statoil ASA
Rettskavarar i Heidrun	Eni Norge AS 5,12 % Norske ConocoPhillips AS 24,31 % Petoro AS 58,16 % Statoil ASA 12,41 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2004: 175,0 mill. Sm ³ olje 75,5 mill. Sm ³ olje 40,7 milliardar Sm ³ gass 33,2 milliardar Sm ³ gass 2,9 mill. tonn NGL 2,6 mill. tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Olje: 142 000 fat per dag. Gass: 0,46 milliardar Sm ³ . NGL: 0,08 mill. tonn
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 61,5 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 52,9 milliardar 2005-kroner.
Driftsorganisasjon	Sjørdal
Hovudforsyningsbase	Kristiansund

Utbyggingsløysing:

Heidrunfeltet ligg på Haltenbanken utanfor Midt-Noreg, på 350 meters havdjup. Feltet er bygt ut med ei flytande strekkstaginnretning i betong, installert over ei havbotnramme med 56 brønsslissar. Den nordlege delen av feltet blir produsert via havbotninnretningar. PUD for Heidrun vart godkjend 14.05.1991. PUD for Heidrun nordflanke vart godkjend 12.05.2000.

Reservoar:

Reservoaret er oppbygt av sandstein av tidlegjura og mellomjura alder. Strukturen er sterkt forkasta.

Utvinningsstrategi:

Utvinningsstrategien for feltet er trykkvedlikehald ved hjelp av vassinjeksjon og injeksjon av overskotsgass.

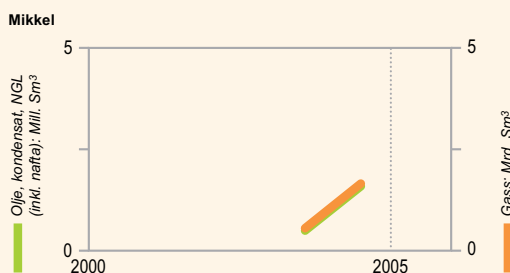
Transportløysing:

Oljen på Heidrun blir overført til tankskip på feltet og skipa til Mongstad og Tetney (Storbritannia). Gassen går i røyrleidningar til Tjeldbergodden og Kårstø.

Status:

Anlegget for reinjeksjon av produsert vatn har hatt god regularitet sidan det kom i bruk i 2003.

Potensialet for auka oljeutvinning og prospektpotensialet er stort. Ein arbeider aktivt for å finna metodar som kan gjera sitt til å auka utvinningsgraden og påvisa nye funn.



Mikkel

Blokker og utvinningsløype	Blokk 6407/5 – utvinningsløype 121. Tildelt 1986 Blokk 6407/6 – utvinningsløype 092. Tildelt 1984
Funnår	1987
Godkjent utbygt	14.09.2001 av Kongen i statsråd
Produksjonsstart	01.08.2003
Operatør	Statoil ASA
Rettskavalar i Mikkel	Eni Norge AS 14,90 % Mobil Development Norway AS 33,48 % Norsk Hydro Produksjon AS 10,00 % Statoil ASA 33,97 % Total E&P Norge AS 7,65 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg: Att per 31.12.2004: 24,1 milliardar Sm ³ gass 22,0 milliardar Sm ³ gass 6,0 mill. tonn NGL 5,4 mill. tonn NGL 6,6 mill. Sm ³ kondensat 5,7 mill. Sm ³ kondensat
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Gass: 1,74 milliardar Sm ³ . NGL: 0,44 mill. tonn. Kondensat: 0,69 mill. Sm ³
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 2,1 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 1,9 milliardar 2005-kroner.
Driftsorganisasjon	Stjørdal
Hovudforsyningsbase	Kristiansund

Utbyggingsløyising:

Mikkel er eit gassfelt som ligg aust på Haltenbanken, ca. 40 km sør for Åsgard og 40 km nord for Draugen, på 220 meters havdjup. Feltet er bygt ut med eit havbotnanlegg med to brønnrammer. Brønnstraumen frå Mikkefeltet går via ei brønnramme på 6507/11-1 Midgard til Åsgard B, der han blir separert og prosessert.

Reservoar:

Reservoaret er oppbygt av sandstein av mellomjura alder i seks strukturar som er skilde av forkastingar.

Utvinningsstrategi:

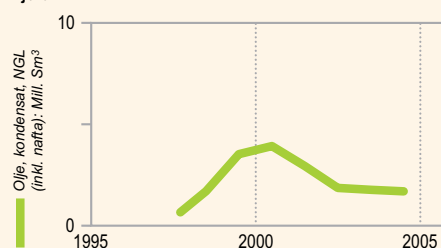
Utvinninga går føre seg ved hjelp av trykkavlastning.

Transportløyising:

Frå Mikkel går brønnstraumen til Åsgard B-innretninga for prosessering. Her blir kondensatet skilt frå gassen og stabilisert før det blir skipa frå feltet saman med Åsgards eige kondensat. Rikgassen går i røyrleidninga Åsgard Transport til Kårstø, der våtgasskomponentane blir skilde ut. Torrassen blir transportert vidare til kontinentet gjennom røyrleidninga Europipe II.



Njord



Njord

Blokker og utvinningsløype	Blokk 6407/10 – utvinningsløype 132. Tildelt 1987 Blokk 6407/7 – utvinningsløype 107. Tildelt 1985
Funnår	1986
Godkjent utbygt	12.06.1995 i Stortinget
Produksjonsstart	30.09.1997
Operatør	Norsk Hydro Produksjon AS
Rettskavarar i Njord	E.ON Ruhrgas Norge AS 15,00 % Endeavour Energy Norge AS 2,50 % Gaz de France Norge AS 20,00 % Mobil Development Norway AS 20,00 % Norsk Hydro Produksjon AS 20,00 % Paladin Resources Norge AS 15,00 % Petoro AS 7,50 %
Utvinnbare reservar	Opphavig: Att per 31.12.2004: 25,6 mill. Sm ³ olje 7,8 mill. Sm ³ olje 8,7 milliardar Sm ³ gass 8,7 milliardar Sm ³ gass 1,4 mill. tonn NGL 1,4 mill. tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Olje: 31 000 fat per dag
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 12,5 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 10,8 milliardar 2005-kroner.
Driftsorganisasjon	Kristiansund
Hovudforsyningsbase	Kristiansund

Utbyggingsløyising:

Njord er eit oljefelt som ligg ca. 30 km vest for Draugen, på 330 meters havdjup. Det er bygt ut med ei halvt nedsenkbar bore-, bustad- og produksjonsinnretning i stål. Innretninga er plassert rett over dei havbotnkompletterte brønnane på feltet. Brønnane er knytte til innretninga via fleksible stigerøyr. PUD for Njordfeltet vart godkjend 12.06.1995. Styresmaktene fekk PUD og PAD for Njord gasseksport 15.11.2004.

Reservoar:

Reservoaret er oppbygt av sandstein i Tilje- og Ileformasjonane av jura alder. Feltet har eit komplisert forkastingsmønster med berre delvis kommunikasjon mellom segmenta.

Utvinningsstrategi:

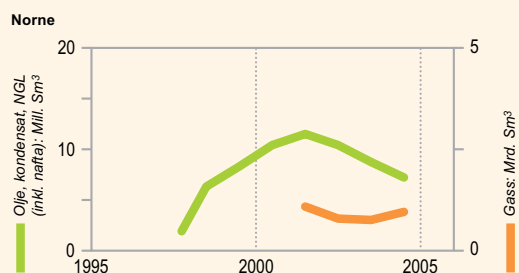
Mesteparten av gassen som blir produsert på Njord, blir reinjisert på austflanken for å gje trykkstøtte og auka oljeutvinning frå denne delen av feltet. Dei vestlege og nordlege segmenta blir produserte ved trykkavlastning.

Transportløyising:

Oljen blir lasta over frå lagerskipet Njord B til tankskip og transportert til marknaden.

Status:

Produksjonen frå Njord er i avtrappingsfasen. Ved utgangen av 2004 byrja ein ny bore- og intervensjonskampanje for å auka oljeutvinninga. Gasseksporten skal etter planen ta til 01.10.2007.



Norne

Blokker og utvinningsløyve	Blokk 6508/1 – utvinningsløyve 128 B. Tildelt 1998 Blokk 6608/10 – utvinningsløyve 128. Tildelt 1986
Funnår	1992
Godkjent utbygt	09.03.1995 i Stortinget
Produksjonsstart	06.11.1997
Operatør	Statoil ASA
Rettskavalar i Norne	Eni Norge AS 6,90 % Enterprise Oil Norge AS 6,00 % Norsk Hydro Produksjon AS 8,10 % Petro AS 54,00 % Statoil ASA 25,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2004: 88,5 mill. Sm ³ olje 25,9 mill. Sm ³ olje 13,8 milliardar Sm ³ gass 10,2 milliardar Sm ³ gass 2,5 mill. tonn NGL 2,1 mill. tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Olje: 100 000 fat per dag. Gass: 1,21 milliardar Sm ³ . NGL: 0,15 mill. tonn
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 19,5 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 16,4 milliardar 2005-kroner.
Driftsorganisasjon	Harstad
Hovudforsyningsbase	Sandnessjøen

Utbyggingsløyving:

Norne er eit oljefelt som ligg ca. 80 km nord for Heidrunfeltet og ca. 200 km frå Helgelandskysten, på 380 meters havdjup. Feltet er bygt ut med eit produksjons- og lagerskip knytt til fem brønnrammer. Brønnstraumen blir ført opp til produksjonsskipet gjennom fleksible stigerøyr. Skipet har prosessanlegg og tankar der oljen blir lagra før omlastinga til skytteltankarar. Det er ikkje bore- og kompletteringsutstyr på Norneskipet.

Reservoar:

Nornefeltet er oppbygt av to separate segment. Oljen og gassen på Norne er i sandstein av jura alder, i gruppene Fangst og Båt. Olje finst hovudsakleg i Ile- og Tofteformasjonane, gass i Garnformasjonen. Reservoaret er 2525 meter djupt på det grunnaste.

Utvinningsstrategi:

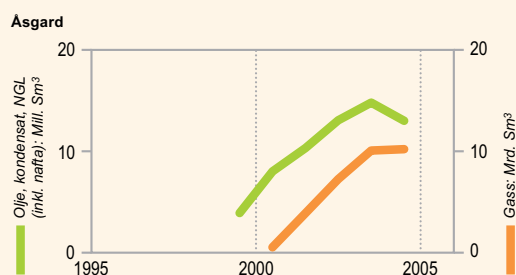
Oljen blir produsert ved hjelp av vass- og gassinjeksjon.

Transportløyving:

Oljen blir lasta på skytteltankarar og transportert. Gasseksporten tok til i februar 2001 og skjer via ein eigen røyrleidning til Åsgard og vidare via Åsgard Transport til Kårstø.

Status:

Rundt 70 prosent av estimerte reservar er no produserte, og produksjonen har gått av platå, hovudsakleg fordi vassproduksjonen er større enn før. Det er sett i verk tiltak for å auka utvinninga, mellom anna mikrobiell utvinning (MEOR). Potensialet for å auka utvinninga endå meir ligg mellom anna i effektive brønnløyvingar og optimal bruk av gass på feltet.



Åsgard

Blokker og utvinningsløyve	Blokk 6406/3 – utvinningsløyve 094 B. Tildelt 2002 Blokk 6407/2 – utvinningsløyve 074. Tildelt 1982 Blokk 6407/3 – utvinningsløyve 237. Tildelt 1998 Blokk 6506/11 – utvinningsløyve 134. Tildelt 1987 Blokk 6506/12 – utvinningsløyve 094. Tildelt 1984 Blokk 6507/11 – utvinningsløyve 062. Tildelt 1981	
Funnår	1981	
Godkjent utbygt	14.06.1996 i Stortinget	
Produksjonsstart	19.05.1999	
Operatør	Statoil ASA	
Rettsnavarar i Åsgard		
	Eni Norge AS	14,90 %
	Mobil Development Norway AS	7,35 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	9,60 %
	Petoro AS	35,50 %
	Statoil ASA	25,00 %
	Total E&P Norge AS	7,65 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2004:
	73,6 mill. Sm ³ olje	32,7 mill. Sm ³ olje
	195,3 milliardar Sm ³ gass	163,4 milliardar Sm ³ gass
	38,3 mill. tonn NGL	33,0 mill. tonn NGL
	46,2 mill. Sm ³ kondensat	34,7 mill. Sm ³ kondensat
Produksjon	Venta produksjon i 2005:	
	Olje: 102 000 fat per dag. Gass: 10,84 milliardar NGL: 2,0 mill. tonn	
	Kondensat: 4,06 mill. Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 59,1 milliardar 2005-kroner.	
	Per 31.12.2004 er det investert totalt 55,7 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Stjørdal	
Hovudforsyningsbase	Kristiansund	

Utbyggingsløyving:

Åsgard ligg på 240–300 meters havdjup. Feltet og er bygt ut med havbotnkompletterte brønner som er knytte til eit produksjons- og lagerskip, FPSO (Åsgard A), som produserer og lagrar olje, og ei flytande, halvt nedsenkbar innretning (Åsgard B) som behandlar gass og kondensat. Til gasseret er det knytt eit lagerskip for kondensat (Åsgard C).

Innretningane på Åsgard utgjer ein viktig del av infrastrukturen i Norskehavet. I tillegg til at dei behandlar eigen produksjon, behandlar dei gassen frå Mikkel.

Åsgardfeltet er bygt ut i to fasar. Væskefasen kom i produksjon 19.05.1999 og gasseksportfasen frå 01.10.2000. Feltet omfattar funna 6506/12-1 Smørbuk, 6506/12-3 Smørbuk Sør og 6507/11-1 Midgard.

Reservoar:

6506/12-1 Smørbukk ligg på ei rotert forkastingsblokk avgrensa av forkastingar i vest og nord og strukturelt djupare område mot sør og aust. Reservoara i Garn-, Ile-, Tofte-, Tilje- og Åreforvasjonane er av jura alder og inneheld gass, kondensat og olje med eit relativt høgt forhold mellom gass og olje. Reservoaret ligg på djup ned mot 4850 meter. 6506/12-3 Smørbukk Sør, med reservoarbergartar i Garn-, Ile- og Tiljeforvasjonane, er av tidlegjura til mellomjura alder og inneheld olje, gass og kondensat. Petroleumsfella i 6507/11-1 Midgard er ei forkastingsblokk som står opp (horst). Midgardfunnet er delt inn i fire strukturelle segment med hovudreservoar i Garn- og Ileforsvasjonane av mellomjura alder.

Utvinningsstrategi:

I 6506/12-1 Smørbukk og 6506/12-3 Smørbukk Sør går utvinninga føre seg ved hjelp av injeksjonsgass. 6507/11-1 Midgard blir produsert ved trykkavlastning. Under gasskappa på 6507/11-1 Midgard er det ei tynn oljesone (11,5 meter) som det ikkje er funne kommersielt grunnlag for å produsera.

Transportløysing:

Olje og kondensat blir mellombels lagra på feltet og transportert til land med skytteltankarar. Gassen går i ein gassrørleidning (Åsgard transport) frå Åsgard til Kårstø.

Status:

Dei fleste av produksjonsbrønnane er bora, og ein arbeider aktivt for å auka utvinninga frå feltet.



Felt der produksjonen er avslutta

Felta i denne oversikta har per 31.12.2004 avslutta produksjonen.

Albuskjell

Blokk	1/6 og 2/4
Godkjent utbygt	25.04.1975
Avslutningsplan/ disponering	Avslutningsplan godkjend ved kgl.res. 21. desember 2001 og St.meld. nr. 47 (1999–2000)
Produksjonsstart	26.05.1979
Produksjonsslutt	26.08.1998
Total produksjon i levetida til feltet	Olje: 7,4 mill. Sm ³ . Gass: 15,5 milliardar Sm ³ . NGL: 1,0 mill. tonn.

Cod

Blokk	7/11
Godkjent utbygt	04.05.1973
Avslutningsplan/ disponering	Avslutningsplan godkjend ved kgl.res. 21. desember 2001 og St.meld. nr. 47 (1999–2000)
Produksjonsstart	26.12.1977
Produksjonsslutt	05.08.1998
Total produksjon i levetida til feltet	Olje: 2,9 mill. Sm ³ . Gass: 7,3 milliardar Sm ³ . NGL: 0,5 mill. tonn.

Edda

Blokk	2/7
Godkjent utbygt	25.04.1975
Avslutningsplan/ disponering	Avslutningsplan godkjend ved kgl.res. 21. desember 2001 og St.meld. nr. 47 (1999–2000)
Produksjonsstart	02.12.1979
Produksjonsslutt	05.08.1998
Total produksjon i levetida til feltet	Olje: 4,8 mill. Sm ³ . Gass: 2,0 milliardar Sm ³ . NGL: 0,2 mill. tonn.



Frigg

Blokk	25/1
Godkjent utbygt	13.06.1974
Avslutningsplan/ disponering	Avslutningsplan godkjend ved kgl.res. 26. september 2003 og St.prp. nr. 38 (2003–2004)
Produksjonsstart	13.09.1977
Produksjonsslutt	26.10.2004
Total produksjon i levetida til feltet	Gass: 116,2 milliardar Sm ³ . Kondensat: 0,5 mill. Sm ³ .

Frøy

Blokk	25/2 og 25/5
Godkjent utbygt	18.05.1992
Avslutningsplan/ disponering	Avslutningsplan godkjend ved kgl.res. 29. mai 2001 og St.meld. nr. 47 (1999–2000)
Produksjonsstart	15.05.1995
Produksjonsslutt	05.03.2001
Total produksjon i levetida til feltet	Olje: 5,6 mill. Sm ³ . Gass: 1,6 milliardar Sm ³ . Kondensat: 0,1 mill. Sm ³ .

Lille-Frigg

Blokk	25/2
Godkjent utbygt	06.09.1991
Avslutningsplan/ disponering	St.prp. nr. 53 (1999–2000) og St.meld. nr. 47 (1999–2000)
Produksjonsstart	13.05.1994
Produksjonsslutt	25.03.1999
Total produksjon i levetida til feltet	Olje: 1,3 mill. Sm ³ . Gass: 2,2 milliardar Sm ³ .

Mime

Blokk	7/11
Godkjent utbygt	06.11.1992
Avslutningsplan/ disponering	St.prp. nr. 15 (1996–1997) og St.meld. nr. 47 (1999–2000)
Produksjonsstart	25.10.1990
Produksjonsslutt	04.11.1993
Total produksjon i levetida til feltet	Olje: 0,4 mill. Sm ³ . Gass: 0,1 milliardar Sm ³ .

Nordøst Frigg

Blokk	25/1 og 30/10
Godkjent utbygt	12.09.1980
Avslutningsplan/ disponering	St.prp. nr. 36 (1994–1995)
Produksjonsstart	01.12.1983
Produksjonsslutt	08.05.1993
Total produksjon i levetida til feltet	Gass: 11,6 milliardar Sm ³ .

Odin

Blokk	30/10
Godkjent utbygt	18.07.1980
Avslutningsplan/ disponering	St.prp. nr. 50 (1995–1996) og St.meld. nr. 47 (1999–2000)
Produksjonsstart	01.04.1984
Produksjonsslutt	01.08.1994
Total produksjon i levetida til feltet	Gass: 27,3 milliardar Sm ³ . Kondensat: 0,2 mill. Sm ³ .

Tommeliten Gamma

Blokk	1/9
Godkjent utbygt	12.06.1986
Avslutningsplan/ disponering	St.prp. nr. 53 (1999–2000) og St.meld. nr. 47 (1999–2000)
Produksjonsstart	03.10.1988
Produksjonsslutt	05.08.1998
Total produksjon i levetida til feltet	Olje: 3,9 mill. Sm ³ . Gass: 9,7 milliardar Sm ³ . NGL: 0,6 mill. tonn.

Vest Ekofisk

Blokk	2/4
Godkjent utbygt	04.05.1973
Avslutningsplan/ disponering	Avslutningsplan godkjend ved kgl.res. 21. desember 2001 og St.meld. nr. 47 (1999–2000)
Produksjonsstart	31.05.1977
Produksjonsslutt	25.08.1998
Total produksjon i levetida til feltet	Olje: 12,2 mill. Sm ³ . Gass: 26,0 milliardar Sm ³ . NGL: 1,4 mill. tonn.

Yme

Blokk	9/2 og 9/5
Godkjent utbygt	06.01.1995
Avslutningsplan/ disponering	Avslutningsplan godkjend ved kgl.res. 4. mai 2001
Produksjonsstart	27.02.1996
Produksjonslutt	17.04.2001
Total produksjon i levetida til feltet	Olje: 7,9 mill. Sm ³ .

Øst Frigg

Blokk	25/1 og 25/2
Godkjent utbygt	14.12.1984
Avslutningsplan/ disponering	St.prp. nr. 8 (1998–1999) og St.meld. nr. 47 (1999–2000)
Produksjonsstart	01.10.1988
Produksjonslutt	22.12.1997
Total produksjon i levetida til feltet	Gass: 9,2 milliarder Sm ³ . Kondensat: 0,1 mill. Sm ³ .

