

11

Felt under utbygging

Godkjente oppgraderingar av eksisterande felt er omtala i kapittel 10





Alvheim

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 24/6 – utvinningsløyve 088 BS. Tildelt 2003 Blokk 24/6 – utvinningsløyve 203. Tildelt 1996 Blokk 25/4 – utvinningsløyve 036 C. Tildelt 2003 Blokk 25/4 – utvinningsløyve 203. Tildelt 1996	
Funnår	1998	
Godkjent utbygt	06.10.2004 av Kongen i statsråd	
Operatør	Marathon Petroleum Norge AS	
Rettsghavarar	Lundin Norway AS	15,00 %
	Marathon Petroleum Norge AS	65,00 %
	Norske ConocoPhillips AS	20,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: 23,5 mill. Sm ³ olje 5,7 milliardar Sm ³ gass	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 8,4 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 0,7 milliardar 2005-kroner.	

Utbyggingsløyving: Alvheim er eit olje- og gassfelt som omfattar dei tre funna 24/6-2, 24/6-4 og 25/4-7. Havet i området er 120–130 meter djupt. Feltet vil bli bygt ut med eit produksjonsskip og havbotnbrønner. På produksjonsskipet vil oljen først bli stabilisert og lagra og så eksportert.

Reservoar: Reservoaret i Alvheim er oppbygt av sandstein som er avsett som turbidittar frå Shetlandplattforma i tidlegtertær alder.

Utvinningsstrategi: Alvheim skal produserast med naturleg vassdriv.

Transportløyving: Oljen vil bli eksportert via tankskip. Prosessert riggass på Alvheim skal gå i ein ny røyrløiding frå Alvheim til SAGE-systemet på britisk kontinentalsokkel.

Status: Etter planen skal produksjonen ta til i februar 2007.



Kristin

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 6406/2 – utvinningsløyve 199. Tildelt 1993 Blokk 6506/11 – utvinningsløyve 134 B. Tildelt 2000	
Funnår	1997	
Godkjent utbygt	17.12.2001 i Stortinget	
Operatør	Statoil ASA	
Rettskavarar i Kristin		
	Eni Norge AS	9,00 %
	Mobil Development Norway AS	10,50 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	14,00 %
	Petoro AS	18,90 %
	Statoil ASA	41,60 %
	Total E&P Norge AS	6,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: 29,9 mill. Sm ³ olje 33,0 milliardar Sm ³ gass 6,9 mill tonn NGL	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 21,1 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 15,2 milliardar 2005-kroner.	

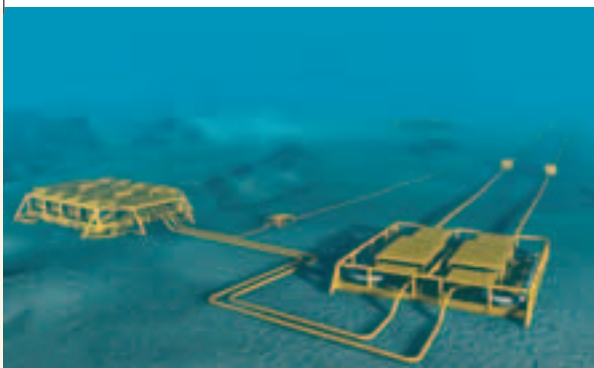
Utbyggingsløyving: Kristin er eit gassfelt som blir bygt ut med eit undervassproduksjonsanlegg med brønnstraumsoverføring til ei halvt nedsenkbar produksjonsinnretning for prosessering.

Reservoar: Dei to reservoara er i sandstein av mellomjura alder og ligg på ca. 4600 meters djup. Reservoara ligg i Garnformasjonen og Ilefomasjonen og inneheld gass og kondensat under svært høgt trykk og høg temperatur. Det kan òg finnast utvinnbare ressursar i Tofteformasjonen.

Utvinningsstrategi: Utvinninga vil gå føre seg ved hjelp av trykkavlastning på grunn av det høge trykket og det låge doggpunktet.

Transportløyving: Rikkgassen frå Kristin vil bli transportert i ein eigen rørleidning til Åsgard Transport. Gasen vil bli ført til anlegget på Kårstø, der etan og NGL vil bli ekstrahert. Salsgassen skal transporterast vidare til kontinentet. Lettolje vil bli separert og stabilisert på Kristin og overført til eit lagerskip som er knytt til Åsgard C-lastebøye for lagring og utskipping.

Status: Framdrifta for boring og komplettering har vore dårlegare enn ein såg for seg. Dei utvinnbare ressursane i Garnformasjonen er mindre enn venta fordi ein reknar med dårlegare reservoareigenskapar. Det er påvist utvinnbare ressursar i Tofteformasjonen. Ein reknar med at Kristin vil gå tidleg av platå, og det er difor aktuelt å leggja til rette for prosessering av produksjon frå andre funn i området.



Ormen Lange

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 6305/4 – utvinningsløyve 209. Tildelt 1996 Blokk 6305/5 – utvinningsløyve 209. Tildelt 1996 Blokk 6305/7 – utvinningsløyve 208. Tildelt 1996 Blokk 6305/8 – utvinningsløyve 250. Tildelt 1999
Funnår	1997
Godkjent utbygt	02.04.2004 i Stortinget
Operatør	Norsk Hydro Produksjon AS
Rettsshavarar i Ormen Lange	A/S Norske Shell 17,04 % DONG Norge AS 10,34 % ExxonMobil Exploration and Production Norway AS 7,23 % Norsk Hydro Produksjon AS 18,07 % Petoro AS 36,48 % Statoil ASA 10,84 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: 375,2 milliardar Sm ³ gass 22,1 mill. Sm ³ kondensat
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 31,8 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 1,8 milliardar 2005-kroner.

Utbyggingsløyving: Etter planen skal Ormen Lange byggjast ut med 24 brønningar bora frå fire havbotnrammer. Havdjupet i området der innretningane skal plasserast, varierer frå 800 til 1100 meter. Seks førebora produksjonsbrønningar skal vera klare til produksjonsstarten 01.10.2007. Ormen Lange ligg i Mørebasenget i den sørlege delen av Norskehavet, om lag 130 km vest av Kristiansund. Feltet inneheld gass og noko kondensat. Utbyggingsområdet er i rasgrova til Storegaskredet som gjekk for rundt 8200 år sidan.

Reservoar: Hovudreservoaret er i sandsteinsbergartar av tidleg tertiar alder, på ca. 2700–2900 meters djup.

Utvinningsstrategi: Utvinningsstrategien baserer seg på produksjon ved trykkavlastning og seinare kompresjon.

Transportløyving: Den ubehandla brønnstraumen, som inneheld gass og kondensat, skal først gjennom to 30" fleirfaserørleidningar til eit landanlegg på Nyhamna i Aukra kommune i Møre og Romsdal. På landanlegget i Nyhamna skal gassen tørkast og komprimerast før han blir send i eit 42" gasseksportrøytr, Langeled, sørover til Sleipner og vidare til Storbritannia.

Status: Etter planen skal gassproduksjonen frå Ormen Lange ta til i oktober 2007.



Snøhvit

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 7120/6 – utvinningsløyve 097. Tildelt 1984 Blokk 7120/7 – utvinningsløyve 077. Tildelt 1982 Blokk 7120/8 – utvinningsløyve 064. Tildelt 1981 Blokk 7120/9 – utvinningsløyve 078. Tildelt 1982 Blokk 7121/4 – utvinningsløyve 099. Tildelt 1984 Blokk 7121/5 – utvinningsløyve 110. Tildelt 1985 Blokk 7121/7 – utvinningsløyve 100. Tildelt 1984	
Funnår	1984	
Godkjent utbygt	07.03.2002 i Stortinget	
Operatør	Statoil ASA	
Rettskavarar i Snøhvit	Amerada Hess Norge AS Gaz de France Norge AS Petoro AS RWE Dea Norge AS Statoil ASA Total E&P Norge AS	3,26 % 12,00 % 30,00 % 2,81 % 33,53 % 18,40 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg: 160,2 milliardar Sm ³ gass 5,1 mill. tonn NGL 17,9 mill. Sm ³ kondensat	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 18,9 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 3,8 milliardar 2005-kroner.	

Utbyggingsløyving: Snøhvit er eit gassfelt med kondensat og ei oljesone som ligg under. Feltet ligg i den sentrale delen av Hammerfestbassenget. Produksjonsanlegget skal vera havbotnrammer for 19 produksjonsbrønner og ein injeksjonsbrønn for CO₂ som skal plasserast på havbotnen på mellom 250 og 345 meters djup.

Reservoar: Snøhvitområdet er oppbygt av sju strukturar som inneheld gass, kondensat og olje i sandstein av tidlegjura til mellomjura alder.

Utvinningsstrategi: Utvinninga skal gå føre seg ved trykkavlastning. Utbygginga omfattar ikkje utvinning av oljesona. CO₂-innhaldet i gassen skal fjernast i anlegget på Melkøya og sendast i retur til feltet, der det skal injiserast i ein formasjon under oljen og gassen.

Transportløyving: Den ubehandla brønnstraumen, som inneheld naturgass inklusiv CO₂, NGL og kondensat, skal førast gjennom eit 160 km langt røyrtil anlegget på Melkøya for behandling og utskipping. På Melkøya vil gassen bli prosessert og nedkjølt til flytande form (LNG). Transporten til marknaden skal gå med spesialskip.



Urd

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 6608/10 – utvinningsløyve 128. Tildelt 1986	
Funnår	2000	
Godkjent utbygt	02.07.2004 av Kronprinsregenten i statsråd	
Operatør	Statoil ASA	
Rettsshavarar	Eni Norge AS	11,50 %
	Enterprise Oil Norge AS	10,00 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	13,50 %
	Petoro AS	24,55 %
	Statoil ASA	40,45 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	
	10,4 mill. Sm ³ olje	
	0,1 milliardar Sm ³ gass	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 3,5 milliardar 2005-kroner.	
	Per 31.12.2004 er det investert totalt 1,1 milliardar 2005-kroner.	

Utbyggingsløyving: Urd omfattar funna 6608/10-6 Svale og 6608/10-8 Stær, som ligg om lag 5 og 10 km nord-aust for Norneskipet. Dei skal byggjast ut med brønnrammer knytte opp mot Norneskipet. Det er planlagt i alt fem oljeproducentar og tre vassinjektorar. Produksjonsbrønnane skal ha gasslyft. Brønnrammene skal ha ledige slissar for ekstra brønningar eller innfasing av tilleggsressursar. Etter planen skal produksjonen ta til 1. oktober 2005 og vara fram til 2016.

Transportløyving: På Norneskipet vil brønnstraumen bli prosessert, og olje/kondensat vil bli stabilisert og bøyelasta saman med annan olje/kondensat frå Nornefeltet. Rikgassen skal eksporterast saman med gass frå Nornefeltet i Åsgard Transport og behandlast vidare på Kårstø.

Reservoar: Førekostane ligg i roterte forkastingsblokker i den nordlege delen av Dønnterrassen. Reservoara er av tidlegjura til mellomjura alder og er oppbygde av sandstein i Åre-, Tilje- og Ileformasjonane.

Utvinningsstrategi: Både Svale og Stær er utan gasskappe, og begge vil bli produserte med injeksjon av sjøvattn for trykkvedlikehald. Oljen i Svalefunnet er relativt tung, og utvinninga er spesielt følsam for vassmengda som blir injisert i reservoaret.

Status: Innretningane på havbotnen skal vera klar før produksjonen tek til. Fem av dei åtte planlagde brønnane vil bli bora og kompletterte før produksjonsstarten, medan dei tre siste vil vera ferdige i første kvartalet av 2006.