

OLJE- OG GASSFELT I NORGE

KULTURMINNEPLAN



ORMEN LANGE

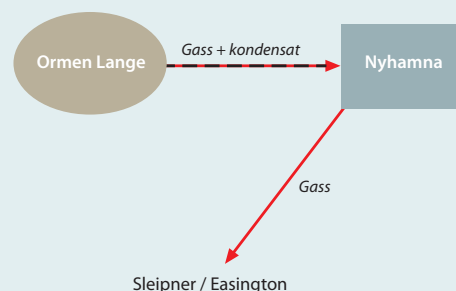
Ormen Lange er et gassfelt sør i Norskehavet, omtrent 130 km nordvest av Molde. Gassen blir ført i land til Nyhamna i Møre og Romsdal.

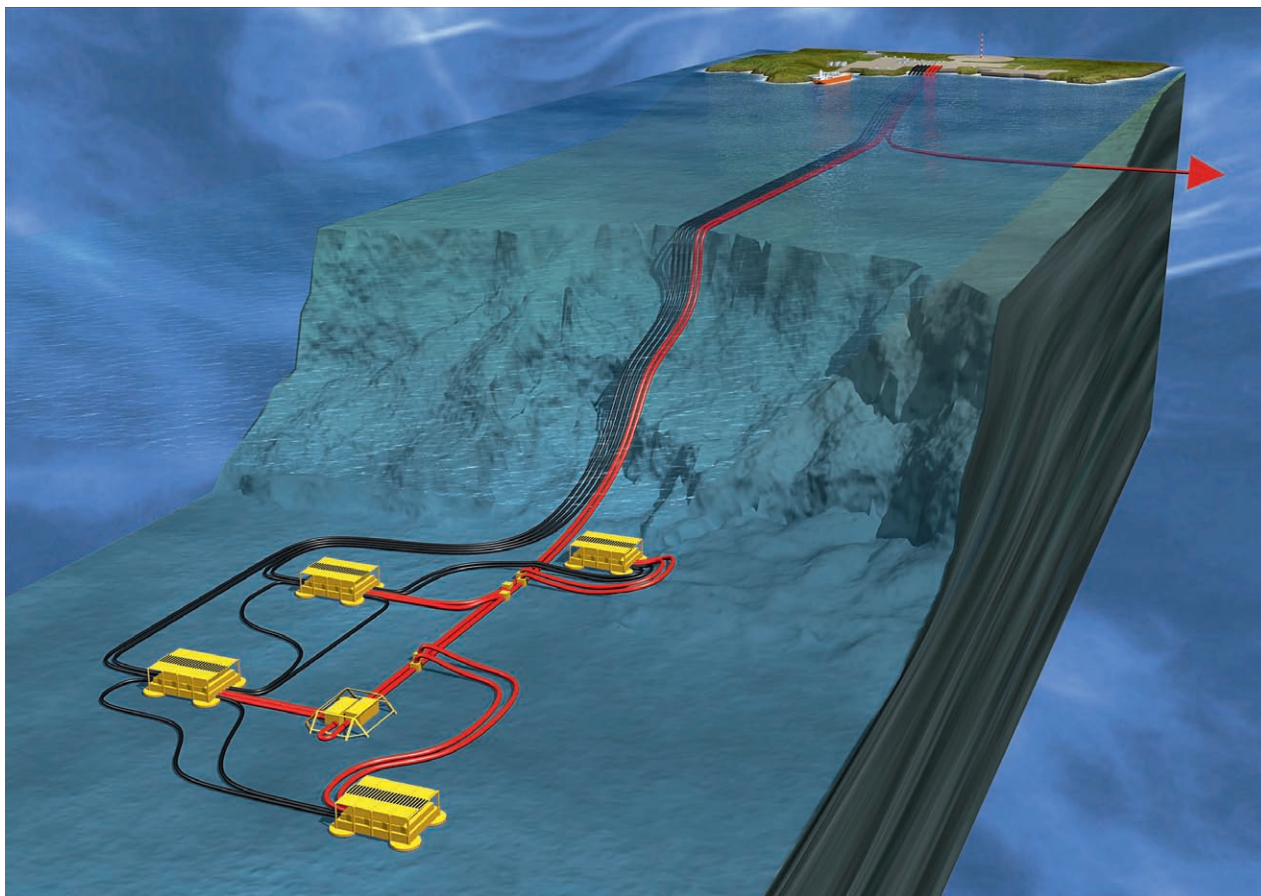
Ormen Lange ligger i et område hvor de klimatiske og oseanografiske forholdene gjorde utbyggingsprosjektet til et av verdens mest krevende, og med et havdyp i området på 850 til 1100 meter var utbyggingen av Ormen Lange Norges første dypvannsprosjekt. Det store havdypet gjorde utbyggingen komplisert og krevde utvikling av ny teknologi. Rørledninger og installasjoner er plassert på den sterkt kuperte sjøbunnen. Installasjonene må i tillegg kunne tåle de spesielle strømningsforholdene som kjennetegner denne delen av Norskehavet, en sjøbunnstemperatur som er under frysepunktet og krevende vind- og bølgeforhold. Flerfasetransport skjer opp den bratte Eggakanten etter Storeggaraset.

Norsk Hydro var utbyggingsoperatør frem til 1. desember 2007, da AS Norske Shell tok over som



driftsoperatør. Gassen selges hovedsakelig til Storbritannia.





Ormen Lange. Illustrasjon: Norsk Hydro

Storeggaraset

For ca. 8000 år siden gikk et av verdens største undersjøiske leirras ved Storegga, 100 km nord-vest av Mørekyten. Et område like stort som Island raste ut i Norskehavet. Raset, som gikk på 300-2.500 meters dyp, skapte en 10-20 meter høy flodbølge som nådde Norskekysten. Bakkanten av rasområdet er 300 kilometer lang, og skredmassene raste omtrent 800 kilometer ut i dyphavet. Raskanten er like bratt som unnarennet i Holmenkollen. Ormen Lange-feltet ligger sentralt i rasgropa og nær den bratte raskanten som har en høyde på 200-300 meter opp mot kontinentalsokkelen.

Havdypet på feltet er 800 til 1.100 meter og sjøbunnen i området er sterkt kupert, med topper som stikker 30 til 60 meter opp fra bunnen som en følge av raset. Selve reservoaret ligger om lag 2.000 meter under havbunnen igjen.

Reservoar og utvinningsstrategi

Hovedreservoaret er i sandstensbergarter av tidlig tertiær alder, på 2.700–2.900 meters dyp. Det dekker et område som er omkring 40 kilometer langt og mellom 8 og 10 kilometer bredt. De gassførende

sandlagene er 50 meter tykke. Reservoaret er definert som delvis segmentert.

Innholdet av karbondioksid (CO_2) i gassen er på ca. 0,2 %, som, sammenlignet med andre felt, er lavt. Mengden vann som vil bli produsert sammen med gass og kondensat (lett olje) er beskjeden, og vil hovedsakelig være kondensatvann. Utvinningsstrategien baserer seg på produksjon ved trykkavlastning og senere gasskompresjon.



Bygging av brønnrammer til Ormen Lange.
Foto: Norsk Hydro



Ormen Lange prosessanlegg i Nyhamna, fotografert i 2005. Foto: Øivind Leren/AS Norske Shell

Utbyggingsløsning

Feltutbyggingen består av tre deler: Havbunnsinstallasjoner på 860 meters havdyp, to 120 kilometer lange flerfase rørledninger til land og prosessanlegget i Nyhamna.

Ormen Lange skal etter planen bygges ut med 24 brønner, boret fra fire havbunnsrammer. De to første brønnrammene ble installert i august 2005. Brønnrammene som er 44 meter lange, 33 meter brede og 15 meter høye, står 3,6 kilometer fra hverandre. Hver brønnramme har plass til åtte brønner som koples til en manifold.

Nyhamna

Brønnstrømmen fra Ormen Lange som består av gass, kondensat og vann, føres ubehandlet gjennom to 30 tommers flerfaserør 120 kilometer til landanlegget på Nyhamna. De spesielle forholdene på sjøbunnen over reservoaret gir lave vanntemperaturer, helt ned til minus en grad celsius. Så ekstreme temperaturforhold kombinert med høyt trykk, kan føre til at gass og vann danner hydrater (issørpe) som igjen danner plugger i røret ved en stans i produksjonen. For å hindre hydratdannelse er det nødvendig med injeksjon av frostvæske ute på feltet. Frostvæsken føres fra landanlegget ut til feltet i to 6-tommers rørledninger og injiseres kontinuerlig i transportrørene ved hvert brønnhode på havbunnen. Frostvæsken blir ført sammen med brønnstrømmen til land, hvor den blir skilt fra gass og resirkulert.

Ormen Lange

Blokker: 6305/4, 6305/5, 6305/7 og 6305/8
 Utvinningstillatelser 208, 209 og 250
 Tildelt 1996 og 1999

Utvinnbare reserver totalt 300,9 mrd. Sm³ gass
 18,9 mill. Sm³ kondensat
 Gjenværende 31.12.2010 246,1 mrd. Sm³ gass
 14,6 mill. Sm³ kondensat

Funnår 1997
 Godkjent utbygget 02.04.2004
 Produksjonsstart 13.09.2007
 Operatør (01.12.2007) AS Norske Shell
 Operatør (1996 – 2007) Norsk Hydro
 Driftsorganisasjon Kristiansund

Rettighetshavere

Petoro 36,48 %
 Statoil 28,91 %
 AS Norske Shell 17,04 %
 Dong E&P Norway 10,34 %
 ExxonMobil 7,23 %



Langedale. Illustrasjon: Norsk Hydro/Norske Shell

I prosessanlegget på Nyhamna blir brønnstrømmen først ført til et mottaksanlegg for væskeplugger, en såkalt «slug catcher». Slike væskeplugger kan ellers fylle opp og skade prosessanlegget. Deretter blir gass, kondensat, vann og frostvæske separert gjennom ulike utskillingsprosesser. Gassen går så til et vannfjernings- og tørkeanlegg før den komprimeres for eksport. Kondensatet stabiliseres og lagres i en fjellhall som rommer 150.000 kubikkmeter før det eksporteres med skip. Produsert vann blir rensert før det slippes ut i havet.

Ved platåproduksjon vil Ormen Langes prosessanlegg kunne håndtere ca. 20 milliarder Sm³ gass per år, som til sammenligning tilsvarer det samlede norske energibehovet per år.

Transport

Etter at gassen er tørket og komprimert blir den eksportert gjennom den 1.200 kilometer lange transportrørledningen Langedale via Sleipner til Easington ved Hull i England. Langedale er et gassrør med en diameter på 44 tommer på strekningen fra Sleipnerfeltet til England. Det er det største røret som er lagt på havbunnen i Nordsjøen. Nord for Sleipner er diameteren 42 tommer. Via stigerørplattformen på Sleipnerfeltet kan gassen også transporteres til gasskunder på kontinentet. Dybden der røret krysser Norskerenna er på 360 meter. Det innvendige trykket i røret skal tåle et trykk på 250 bar. Det er samme trykk som på 2.500 meters vanddyp. Trykket er det høyeste for noen transportrørledning i Nordsjøen.