

OLJE- OG GASSFELT I NORGE

KULTURMINNEPLAN



ULAOMRÅDET

Ulaområdet omfatter feltene Ula, Tambar, Blane og Oselvar. Blane, som ligger på både norsk og britisk sokkel, var det andre feltet som ble bygget ut, etter at en rammeavtale om petroleumssamarbeid over grenselinjen ble signert av britiske og norske myndigheter i 2005.

Ula

BP kjøpte seg inn i lisens 019 i 1976. Det ble gjort en avtale mellom Conoco/Pelican og BP om at BP, som ikke tidligere var engasjert på norsk sokkel, skulle erverve 2/3 av lisensene for blokkene 7/12 og 2/1 fra de førstnevnte selskapene, mot å bore to undersøkelsesbrønner i blokkene uten utgifter for avhenderne og innenfor de frister departementet hadde satt. Conoco var operatør og planla og boret den første brønnen. Brønn 7/12-2 traff på olje i en dybde av 3.378 meter, bare 70 meter under det punktet Gulf hadde avsluttet en undersøkelsesbrønn i 1968. Gulf hadde avsluttet boringen et stykke nede i den 120 meter tykke lag-

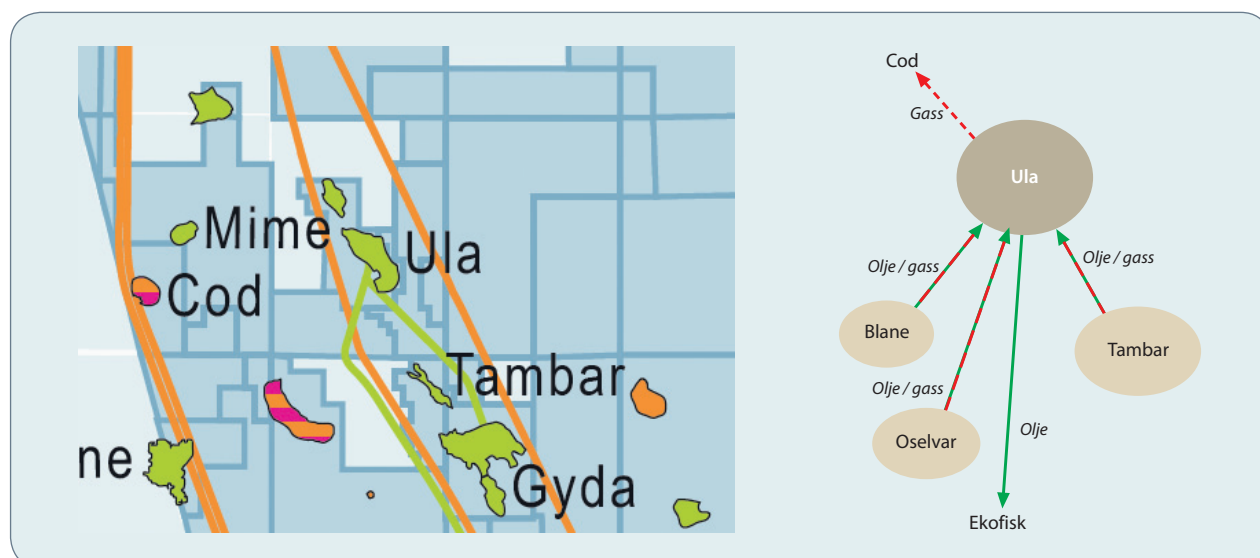


serien av senjura skifer som senere viste seg å utgjøre kappebergarten over Ulareservoaret.

BP hadde en lisensandel på 70 prosent, og trådte naturlig inn i rollen som operatør og hovedansvarlig for den påfølgende Ula-utbyggingen.

Reservoar og utvinningsstrategi

Hovedreservoaret er i sandsten av senjura alder,





Ulafeltet, fra venstre boligplattformen QP, boreplattformen DP og prosessplattformen PP. Foto: BP Norge AS

avsatt i et grunnmarint miljø. Permeabiliteten er fra god til svært god, men avtar ut mot flankene.

Feltet produserte opprinnelig ved trykkavlastning, men etter noen år ble vanninjeksjon tatt i bruk for å øke utvinningen. Alternierende vanninjeksjon og gassinjeksjon (VAG) tok til i 1998. Ettersom tilgangen på gass ble større ved å prosessere produksjonen fra Tambar på Ula, har VAG-programmet blitt utvidet. All gass blir injisert tilbake i reservoaret for å øke oljeutvinningen.

Transport

Oljen blir transportert i Ula oljerørledning til Ekofisksenteret, og videre gjennom Norpipe til Teesside. Gassrørledningen Ula gasstransport transporterte gass fra Ula til Ekofisk via Cod, men denne ble tatt ut av bruk i 1998.

Utbyggingsløsning

Ula er bygget ut med tre plattformer som er forbundet med broer, boligplattformen QP, boreplattformen DP og prosessplattformen PP. Boreplattformen har åtte produksjonsbrønner og seks brønner for

vanninjeksjon. Produksjonsplattformen har utstyr for separasjon, kompresjon og vanninjeksjon.

Ula

Blokk	7/12
Uvinningsstillatelser	019 og 019 B.
Tildelt	1965 og 1977
Utvinnbare reserver totalt	580,5 mill. fat olje 3,9 mrd. Sm ³ gass 3,5 mill. tonn NGL
Gjenværende 31.12.2010	133,9 mill. fat olje 0,8 mill. tonn NGL
Funnår	1976
Godkjent utbygget	30.05.1980
Produksjonsstart	06.10.1986
Operatør	BP Norge AS
Driftsorganisasjon	Stavanger
Hovedforsyningsbase	Tananger
Rettighetshavere	
BP Norge AS	80,00 %
Dong E&P Norge AS	20,00 %

Tambar

Tambarfeltet ble påvist i 1983 og ligger ca. 16 kilometer sørøst for Ulafeltet og ca. 12 kilometer nordvest for Gydafeltet. Havdypet er 68 meter. Feltet ligger nær delelinjen mot britisk sektor, men alle reservene ligger på norsk side.

Reservoar og utvinningsstrategi

Reservoaret ligger på mellom 4.100 og 4.200 meters dyp og inneholder sandsten tilhørende Ulaformasjonen av senjura alder, avsatt i et grunnmarint miljø.

Tambar

Blokker	1/3 og 2/1
Uvinningsstillatelser	019 B og 065
Tildelt	1977 og 1981
Utvinnbare reserver totalt	55,9 mill. fat olje 2,0 mrd. Sm ³ gass 0,3 mill. tonn NGL
Gjenværende 31.12.2010	2,5 mill. fat olje 2,0 mrd. Sm ³ gass
Funnår	1983
Godkjent utbygget	03.04.2000
Produksjonsstart	15.07.2001
Operatør	BP Norge AS
Driftsorganisasjon	Stavanger
Hovedforsyningsbase	Tananger
Rettighetshavere	
BP Norge AS	55,00 %
Dong E&P Norge AS	45,00 %

Reservoaregenskapene er vekslende, og reservoaret er delt inn i soner etter kvaliteten på sanden.

Det er boret tre brønner som produserer ved trykkavlastning og avgrenset naturlig vanndriv.

Transport

Produksjonen av olje og gass blir transportert i rørledning til Ula der oljen blir skilt ut og eksportert i rørledninger til Teesside via Ekofisk, mens gassen blir injisert i Ulareservoaret for å øke oljeutvinningen der.

Utbyggingsløsning

Tambar-plattformen er en enkel brønnhodeplattform i stål som er knyttet opp mot Ulafeltet. Plattformen er uten prosessanlegg. Det er ingen fast bemanning om bord og derfor fjernstyres plattformen fra Ula. Elektrisk strøm forsynes via kabel fra Ula.



Tambarplattformen. Foto: BP Norge AS

Tambar Øst

Reservoar og utvinningsstrategi

Reservoaret i Tambar Øst ligger på 4.050-4.200 meters dyp og er i sandsten av senjura alder, avsatt i et grunnmarint miljø. Reservoarkvaliteten er vekslende. Feltet produserer ved trykkavlastning og avgrenset naturlig vanndriv.

Transport

Produksjonen blir ført til Ula via Tambar. Etter prosessering på Ula blir oljen eksportert i eksisterende rørledningssystem til Teesside via Ekofisk. Gassen blir injisert i Ulareservoaret for å øke oljeutvinningen der.

Utbyggingsløsning

Tambar Øst er bygget ut med en produksjonsbrønn som er boret fra Tambar.

Blane

Blane er et oljefelt som ligger på grenselinjen mellom britisk og norsk sektor. Den norske delen av feltet er 18 %, den britiske er 82 %. Blane ligger ved Ulafeltet, på norsk side i blokk 1/2, og på britisk side i blokk 30-03a. Utvinningstillatelse 143 BS dekker feltet. Blane ble funnet i 1992 ved boring av brønnen 1/2-1. Samme året bekreftet brønnen 30/3a-1 funnet på britisk sektor. Den 1. juli 2005 ble utbyggingsplanene godkjent av britiske og norske myndigheter. Produksjonen fra Blane startet opp i september 2007. Talisman Energy Norge AS er operatør for den norske utvinningstillatelsen 143 BS, og Talisman Energy (UK) Limited er operatør for den britiske utvinningstillatelsen P.111.

Reservoar og utvinningsstrategi

Reservoaret er i marine sandstensbergarter av paleocen alder.

Produsert vann fra Blane, Ula og Tambar blandes på Ula og benyttes som injeksjonsvann for trykkvedlikehold på Blane. Gassløft kan også bli aktuelt etter oppgradering av gassprosesskapasiteten på Ula.

Transport

Brønnstrømmen går i rør til Ula for prosessering og måling. Oljen blir eksportert i rørledning til Tees-

Blane

Blokker	30-03a (UK) og 1/2
Utvinningsstillatelse	143 BS
Tildelt	2003

Norsk andel av reservene:	
Utvinnbare reserver totalt	5,6 mill. fat olje
	0,1 mill. Sm ³ gass
Gjenværende 31.12.2010	3,1 mill. fat olje
	0,1 mill. Sm ³ gass
Funnår	1989
Godkjent utbygget	01.07.2005
Produksjonsstart	12.09.2007
Operatør	Talisman Energy

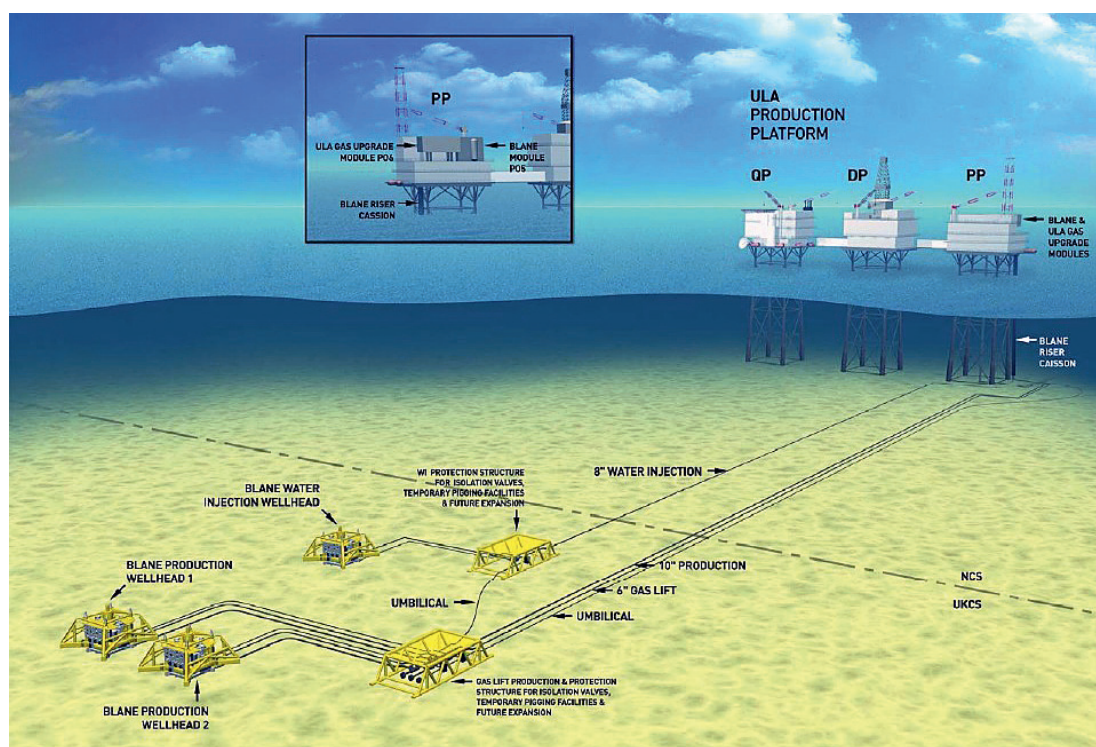
Rettighetshavere

Talisman North Sea Limited	25,00 %
Talisman Energy Norge AS	18,00 %
JX Nippon Exploration (UK) Ltd.	13,99 %
Eni UK Limited	13,90 %
Roc Oil (GB) Limited	12,50 %
Dana Petroleum (BVUK) Ltd.	12,50 %
Eni ULX Limited	4,11 %

side, mens gassen blir solgt til Ula for injeksjon i Ulareservoaret.

Utbyggingsløsning

Feltet er bygd ut med et havbunnsanlegg knyttet opp mot Ulafeltet. Installasjonene er plassert på britisk kontinentalsokkel. Det er tre undervannsbrønner.



Blane havbunnsinstallasjoner på britisk sokkel, med rørledninger til Ulafeltet. Illustrasjon: Talisman Energy Norge AS

Oselvar

Regjeringen godkjente plan for utbygging og drift (PUD) av Oselvar den 19. juni 2009. Oselvar er et olje- og gassfelt som ble påvist i 1991. Det ligger 21 kilometer sørvest for Ulafeltet på 70 meters havdyp. Reservoaret ligger på 2.900-3.250 meters dyp. Feltet opereres av Dong Norge og skal bygges ut med en havbunnsløsning med fire brønnsliiser som skal knyttes til Ulafeltet, der brønnstrømmen skal prosesseres. Oljen skal gå videre til Ekofisk, mens Ula skal behandle og kjøpe gassen for injeksjon på eget felt. Gassen fra Oselvar er en del av planen for videreutvikling av injeksjon av vekselvis vann og gass (X-WAG) og har potensial til å doble produksjonen fra Ula de neste ti årene.

Med godkjenningen av Oselvar er Ula etablert som et områdesenter for flere felt i den sørlige Nordsjøen. Oselvar er et godt eksempel på at utbygging av mindre forekomster i nærheten av eksisterende felt kan gi god lønnsomhet. Prosjektet

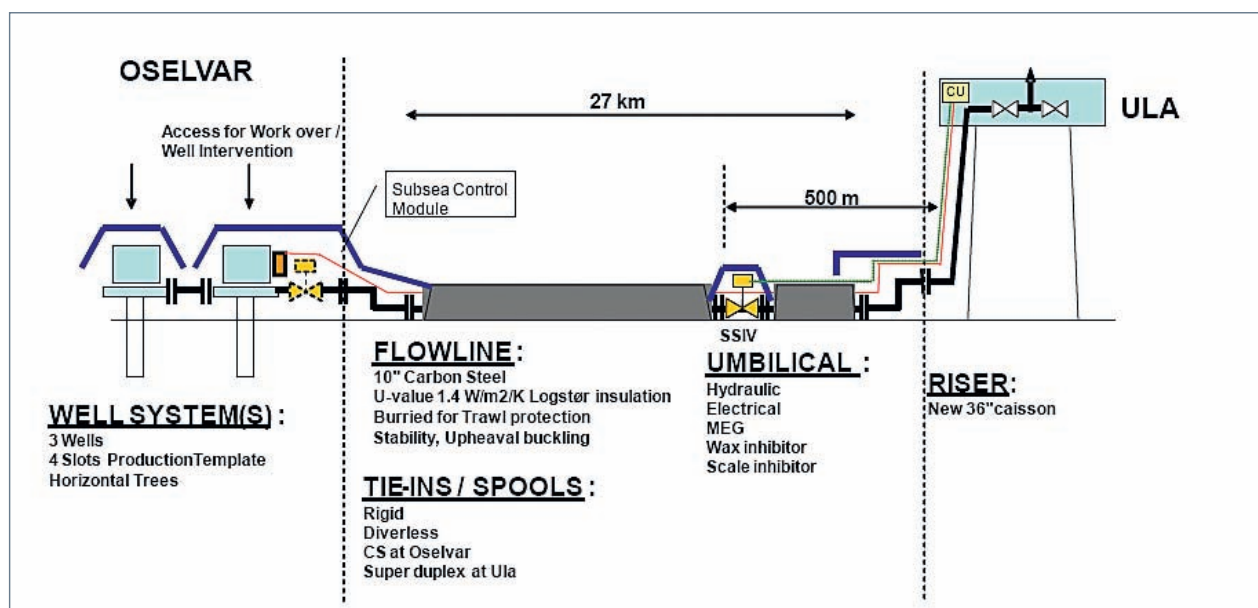
Oselvar

Utvinningsstillatelse	274 og 274CS
Tildelt	2002 og 2008
Utvinnbare reserver	25,1 mill. fat olje 4,5 mrd. Sm ³ gass
Funnår	1991
Godkjent utbygget	19.06.2009
Produksjonsstart	2012 (planlagt)
Operatør	Dong E&P Norge AS

Rettighetshavere

Dong E&P Norge AS	55,0 %
Bayerngas Produksjon Norge AS	30,0 %
Altinex Oil Norway	15,0 %

bidrar også til å forlenge levetiden til Ulafeltet ved å utnytte kapasiteten der. Ulas levetid var opprinnelig satt til ti år, men lykkes fremtidsplanene for Ula, kan feltet utvide levetiden frem til 2040. Produksjonen fra Oselvar skal etter planen starte i november 2011.



Skjematisk fremstilling av utbyggingskonseptet. Illustrasjon: Dong E&P Norge AS