

OLJE- OG GASSFELT I NORGE

KULTURMINNEPLAN



BALDEROMRÅDET

Balderområdet omfatter feltene Balder, Ringhorne, Ringhorne Øst og Jotun. Det ligger omtrent 190 km vest av Stavanger der havdypet er mellom 125 og 130 meter.

Balder er et oljefelt som er bygget ut med havbunnskompletterte brønner som er knyttet opp til bolig-, produksjons- og lagerskipet Balder FPSO, der oljen og gassen blir prosessert. Gass fra Balder FPSO blir transportert til Jotun FPSO for gassløft og endelig prosessering. Oljen blir pumpet over i tankskip.

Ringhorne er bygget ut med en kombinert bolig-, bore- og brønnhodeplattform i stål. Olje fra tertiære lag blir overført til Balder FPSO, mens olje og gass fra jurareservoaret går til Jotun for prosessering. Ringhorne regnes i dag som en del av Balderfeltet.

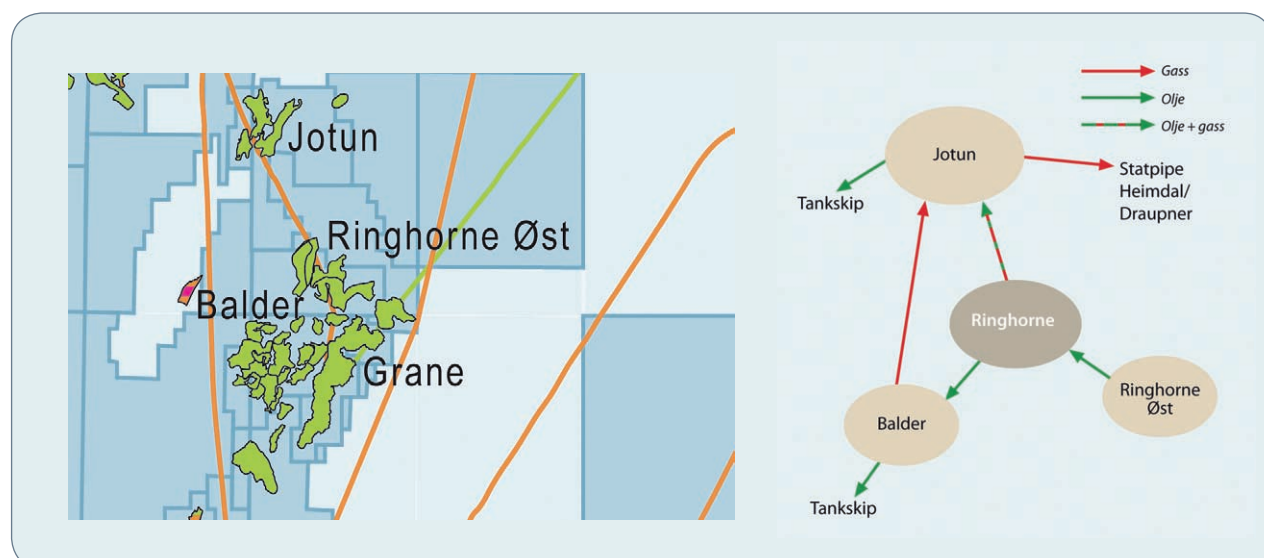
Ringhorne Øst er et oljefelt som ligger nordøst for Balder. Feltet produserer gjennom tre produksjonsbrønner som er boret fra Ringhorneplattformen. Produksjonen fra Ringhorne Øst går til Balder FPSO og Jotun FPSO for prosessering, lagring og transport.

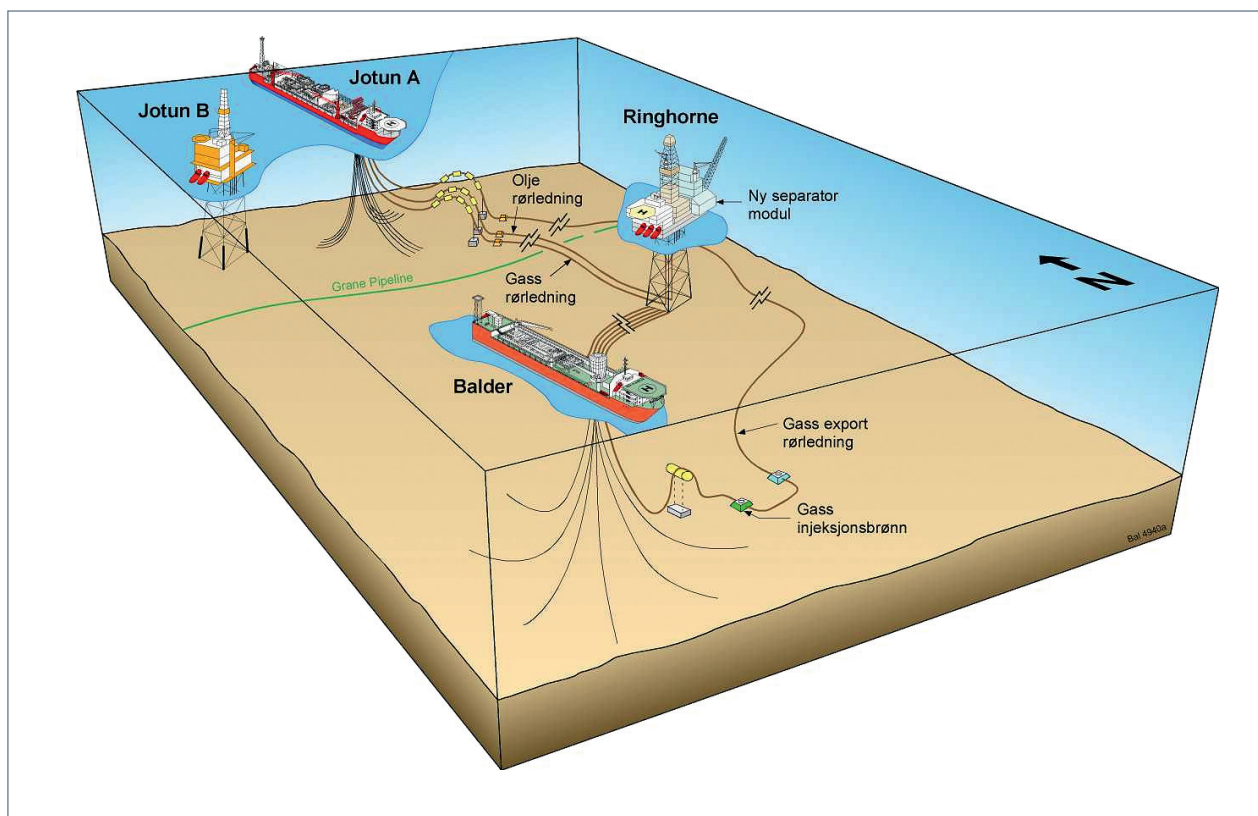
Jotun er et oljefelt som ligger 25 km nord for Balder. Feltet er bygget ut med et bolig-, produksjons- og lagerskip Jotun A (FPSO) og en brønnhodeplattform i stål, Jotun B. Jotunfeltet er integrert



med Balder og Ringhorne. Oljen blir lastet over i tankskip mens prosessert rikgass går via Statpipe til Heimdal eller Draupner til markedene i Storbritannia og kontinentet.

Alle feltene i Balderområdet er operert av Exxon-Mobil som også eier 100 prosent av Balder og Ringhorne. I Ringhorne Øst og Jotun eier selskapet henholdsvis 77 og 45 prosent.





Illustrasjon: ExxonMobil

Balder

Olje fra Balderfeltet ble funnet i den andre brønnen som ble boret på norsk sokkel, i produksjonslisens 001. Dette var i 1967 da boreriggen Ocean Traveler fant tynne oljeførende sandlag som senere skulle vise seg å være østflanken av Balderfeltet. Dette var det første funnet av hydrokarboner på norsk sokkel, mer enn to år før Ekofiskfeltet ble funnet og erklært drivverdig.

En kombinasjon av marginale oljereserver og komplisert geologi med store lokale variasjoner er hovedgrunnen til at det tok nærmere 30 år før Esso besluttet å bygge ut Balderfeltet. Testproduksjon på feltet med produksjonsskipet Petrojarl 1 sommeren 1991 ga verdifull informasjon, som medvirket til at utbyggingen endelig ble vedtatt i 1996. Produksjonen startet i september 1999.

Reservoar og utvinningsstrategi

Reservoarsandene i Balderfeltet er av paleocen alder, avsatt for 50 til 60 millioner år siden. Disse sandlagene med opphav fra grunnvannsmarine strandavsetninger på Shetlandsplattformen i vest, ble transportert av tetthetsstrømmer mot øst og avsatt i dypmarine viftekomplekser ca. 50 til 100 km utenfor den paleocene kystlinjen på 600 meters vanddyp.

Balderfeltet har reservoarsander fra tre oljeførende formasjoner; Heimdal-, Hermod- og Balderformasjonene. Heimdalformasjonen, som er den eldste reservoarsanden i feltet, er opptil 100 m i tykkelse. De noe yngre Hermodsandene ligger i hovedsak mellom og på flankene av Heimdalsandene.

Balder

Blokker	25/11 og 25/10
Utvinningsstillatelser	001 og 028
Tildelt	1965 og 1969

Utvinnbare reserver totalt	438,4 mill. fat olje
inklusive Ringhorne	1,8 mrd. Sm ³ gass
Gjenværende 31.12.2010	112,6 mill. fat olje
inklusive Ringhorne	0,6 mrd. Sm ³ gass

Funnår	1967
Godkjent utbygget	02.02.1996
Produksjonsstart	02.10.1999
Operatør	ExxonMobil
Driftsorganisasjon	Stavanger
Hovedforsyningsbase	Dusavik

Rettighetshavere

ExxonMobil	100 %
------------	-------

I 1994 ble det for første gang i verden skutt 3-D seismikk ved bruk av seks kabler fra et seismisk fartøy. Stedet var Balder- og Sleipnerområdet på norsk sokkel, og operatør for programmet var Esso Norge som brukte fartøyet American Explorer til å utføre seismikkinnhenting. Seks kabler, hver på en lengde av 3.000 meter, ble tauet i en bredde av 500 meter. Seismikkprogrammet var meget vellykket da de nye dataene bidro vesentlig til Essos letesuksess i Balder-, Jotun-, og Sleipnerområdet.

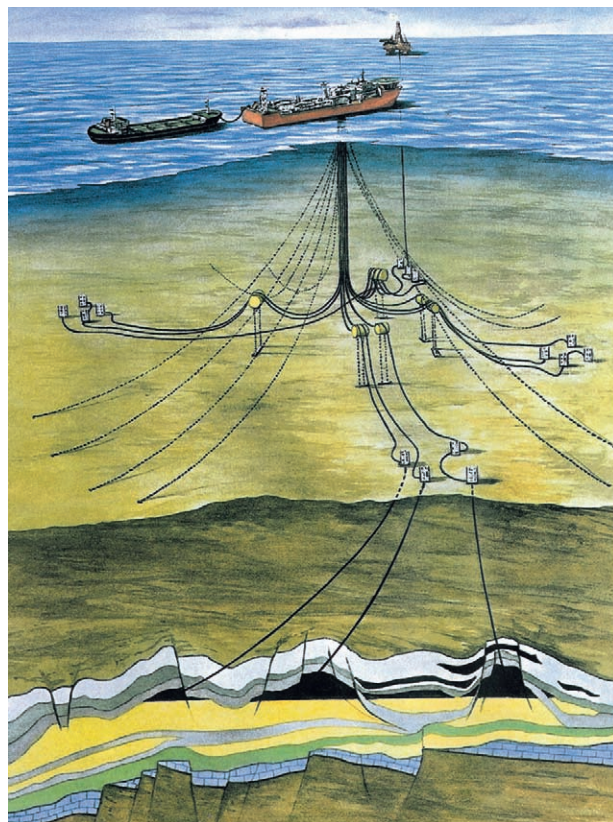
Utvinningen fra Balder og Ringhorne skjer ved naturlig vanddriv og injeksjon av produsert vann. Tretten produksjonsbrønner, tre vanninjeksjonsbrønner, en gassinjeksjonsbrønn og en brønn for produksjon av injeksjonsvann er boret.

Utbyggingsløsning

Balder FPSO er et produksjons- og lagerskip. Havbunnskompletterte brønner er knyttet opp mot skipet, der oljen og gassen blir prosessert. Skipet er 211 meter langt, 36 meter bredt og har 20 fleksible stigerør og 10 ankerkjettinger fra en gjennomgående sylinder som skipet kan dreie rundt. Det kan ta imot og prosessere 110.000 fat olje per dag og har en lagerkapasitet på 380.000 fat. Oljen lastes over på tankskip for videre eksport.

Tidlig i 2003 ble Ringhorneplattformen knyttet opp til Balderskipet for prosessering og eksport.

Produsert gass utover det som er nødvendig for brenngass ble frem til 4. kvartal 2003 normalt injisert



Balderfeltet. Illustrasjon: ExxonMobil

tilbake i reservoaret. Etter 4. kvartal 2003 transporteres gass fra Balder i rør til Jotun for videre eksport via Statpipe.

Prosess- og kompressorsystemene på Balderskipet er blitt betydelig oppgradert de siste årene, noe som har resultert i forbedret driftssikkerhet.



Balder FPSO. Foto: ExxonMobil

Ringhorne

Ringhornefeltet, som ligger ca. 9 km nord for Balderskipet, består av en plattform med vanninjeksjons- og prosesseringsanlegg. Produksjonen går til Balder- og Jotun-installasjonene for ferdig prosessering, lagring og lossing.

Stortinget godkjente i mai 2000 utbygging av Ringhorne som omfatter flere strukturer i nærheten av Balder. Produksjonen på Ringhorne er nært knyttet til Balderfeltet, og regnes ofte som en del av dette. Produksjonen på feltet startet i februar 2003.

Reservoar og utvinningsstrategi

Geologien i området er svært komplisert, og i tillegg er mye av oljen på Ringhornefeltet tung og må hjelpes opp med trykkstøtte og gassløfteknikk. Det er boret 14 produksjonsbrønner, 8 vanninjeksjonsbrønner og en vannkildebrønn. I tillegg til brønnene som er boret fra plattformen, er det boret to undervannsbrønner som er tilknyttet produksjonsskipet på Balderfeltet, en oljeproduksjonsbrønn og en vanninjeksjonsbrønn.

Transport

I februar 2003 ble Ringhorne og Balder rørledningssystem godkjent i statsråd. Prosjektet innebar



Ringhorneplattformen. Foto: ExxonMobil

Ringhorne

Blokker	25/11 og 25/8
Utvinningsstillatelser	001, 027, 027B, 028 og 169
Tildelt	1965, 1969, 1991 og 2000

Reserver	Se Balder
----------	-----------

Funnår	1970
Godkjent utbygget	Juni 2000
Produksjonsstart	Februar 2003
Operatør	ExxonMobil
Driftsorganisasjon	Stavanger
Hovedforsyningsbase	Dusavik

Rettighetshavere

ExxonMobil	100 %
------------	-------

installasjon av tre rørledninger for transport av olje og gass fra Ringhorne og Balder til Jotun.

Olje og gass fra jurareservoaret på Ringhorne blir overført til Jotun for prosessering, mens olje fra tertiære lag går til Balder. Eksport av olje skjer fra lager-tanker på Balderskipet til tankskip. Oljen leveres til landanlegg i Norge, på kontinentet og i USA.

Utbyggingsløsning

Ringhorneplattformen ble bygget ved Heerema Tønsberg som tilnærmet en kopi av Jotun B-plattformen. Understellet til plattformen er av stål med fire ben. Plattformen er en integrert bore-, brønn- og boligplattform, med første trinns separasjonsanlegg, som er knyttet til produksjonsskipet på Balder FPSO for videre prosessering og utskipping av olje. Den 20. august 2002 løftet Heeremas kjempekran-skip Thialf plattformen og boligkvarteret på plass. Løftet av plattformen på 11.500 tonn var da det nest tyngste løft som var foretatt i verden. Produksjonen fra undervannsbrønnen startet i mai 2001, mens produksjonen fra brønnhodeplattformen startet i februar 2003.

Ringhorneplattformen har praktisk talt ingen utslipp av miljøskadelige produkter. Alt borekaks og produsert vann blir reinjisert i brønner i reservoaret. Plattformen har et lukket faklingssystem slik at man unngår brenning av gass under normal drift som ville medført utslipp av CO₂.

I 2007 utgjorde samlet gjennomsnittlig oljeproduksjon fra Balder og Ringhorne 83.000 fat per dag, fordelt på 26.000 fat fra Balder og 57.000 fat fra Ringhorne.

Ringhorne Øst

I 2003 ble det gjort to nye funn like øst for Ringhorne. Brønnene er boret fra Ringhorneplattformen. Ringhorne Øst startet produksjonen i mars 2006. I 2007 var gjennomsnittlig produksjon på Ringhorne 98.000 fat olje per dag.

Ringhorne Øst

Blokk	25/8
Utvinningsstillatelser	027 og 169
Tildelt	1969 og 1991
Utvinnbare reserver totalt	94,3 mill. fat olje 0,3 mrd. Sm ³ gass
Gjenværende 31.12.2010	49,0 mill. fat olje 0,2 mrd. Sm ³ gass
Funnår	2003
Godkjent utbygget	25.11.2005
Produksjonsstart	19.03.2006
Operatør	ExxonMobil
Driftsorganisasjon	Stavanger
Rettighetshavere	
ExxonMobil	77,38 %
Statoil	14,82 %
Petoro	7,80 %

Jotun

Jotunfeltet ligger ca. 25 km nord for Balder og 165 km vest av Haugesund. Havdybden på feltet er 126 meter. Produksjonsstart var i oktober 1999.

Reservoar og utvinningsstrategi

Jotun består av de tre reservoarene Elli, Elli Sør og Tau Vest som ble påvist i 1994 og 1995. Det østligste reservoaret har en gasskappe. Reservoarene ligger i et sub-marint viftesystem, på omtrent 2.000 meters dyp. De tre strukturene er relativt flate, og bare mindre ned-senkede områder skiller dem. I vest har sanden god reservoarkvalitet, mens skiferinnholdet øker mot øst.

Utvinningen foregår med trykkstøtte fra naturlig vandriv kombinert med reinjeksjon av en del av det produserte vannet.

Sommeren 2002 ble det innhentet 4D-seismikk fra Jotunfeltet. For å forstå forandringene over tid, ble ett sett referansedata skutt før produksjonsstart, og ett nytt sett data skutt etter noen års produksjon. Begge datasett ble innhentet og prosessert etter samme lest, og forskjellen mellom dem skyldes bevegelser av væsker i reservoaret som følge av produksjonen. Tolkning av Jotun 4D-dataene har gitt

Jotun

Blokker	25/7 og 25/8
Utvinningsstillatelser	027, 027 B og 103 B
Tildelt	1969, 1998 og 1999
Utvinnbare reserver totalt	139,6 mill. fat olje 0,9 mrd. Sm ³ gass
Gjenværende 31.12.2010	14,4 mill. fat olje
Funnår	1994
Godkjent utbygget	10.06.1997
Produksjonsstart	25.10.1999
Operatør	ExxonMobil
Driftsorganisasjon	Stavanger
Hovedforsyningsbase	Dusavik
Rettighetshavere	
ExxonMobil	45,00 %
Dana Petroleum Norway	45,00 %
Det norske oljeselskap	7,00 %
Petoro	3,00 %

nyttig informasjon om hvordan vannfronten beveger seg i feltet. Tre innfyllingsbrønner er posisjonert og boret, basert på resultatene fra 4D-seismikken. Alle tre er blitt suksessfulle produksjonsbrønner.

Transport

Olje blir sendt via lastebøyer til tankskip. Gassen blir eksportert gjennom en rørledning fra Jotun til Statpipe. Fra 2004 har Jotun mottatt olje og gass fra Balder og Ringhorne for prosessering og videre transport.

Gjennomsnittsproduksjonen i 2007 var 9000 fat olje per dag. Produksjonen på Jotun har falt de siste årene, og dette har ført til ledig produksjonskapasitet. For å utnytte denne kapasiteten ble Balder i 2003 knyttet opp mot Jotun via en gassrørledning. I 2004 ble en rørledning installert mellom Ringhorne- og Jotunfeltene, noe som gjorde det mulig å produsere deler av Ringhornefeltet mot Jotunskipet i tillegg til Balderskipet. I 2007 ble 41.000 fat olje per dag sendt fra Ringhorne til Jotun der den ble prosessert, lagret og eksportert. I tillegg ble 700.000 Sm³ gass eksportert daglig fra Balder og Ringhorne til Jotun.

Utbyggingsløsning

Jotun B er en normalt ubemannet brønnhodeplattform. Understellet til plattformen er av stål med fire ben. Heerema Tønsberg var hovedkontraktør, i konsortium med ABB Offshore Technology.

Produksjons- og lagerskipet Jotun A er 233 meter langt og 42 meter bredt. Det ble bygget ved Kværner



Jotun B. Foto: ExxonMobil

Rosenberg verft i Stavanger og ved Kværner Masa Yards i Finland.

Plattformen og skipet er knyttet sammen med rørledninger for olje- og gassproduksjon og vanninjeksjon, samt kabler for kraftoverføring og styring.



Jotun A. Foto: ExxonMobil