

OLJE- OG GASSFELT I NORGE

KULTURMINNEPLAN



OSEBERGOMRÅDET

Osebergområdet ligger ca. 140 km nordvest av Bergen og omfatter feltene Oseberg, Oseberg Vest, Oseberg Vestflanken, Oseberg Delta, Oseberg Øst og Oseberg Sør samt Tune og Brage.

Oseberg

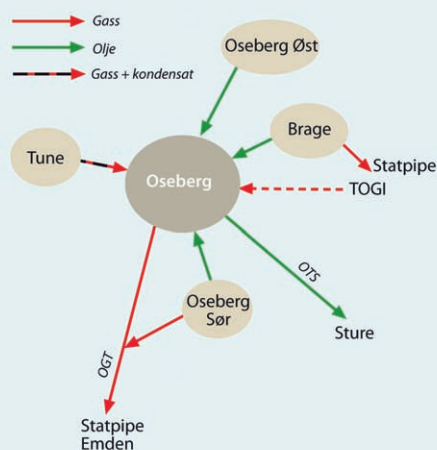
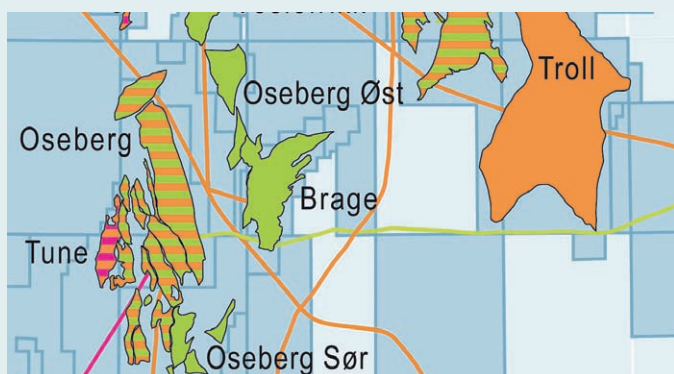
Osebergfeltet er et olje- og gassfelt som ble funnet i 1979 på om lag 100 meters vanddyp. Feltet er bygget ut for en tofasert utvinning av olje- og gassressursene i området. I første fase utvinnes oljen med injeksjon av prosessert egenprodusert og importert gass for trykkvedlikehold i reservoaret. I andre fase produseres, prosesseres og eksporteres gassen. Osebergfeltet var det første på norsk sokkel som fikk overført gass fra et annet felt til injeksjon og trykkstøtte for økt oljeproduksjon. Troll-Oseberg gassinjeksjon (TOGI) var teknologisk meget krevende, og avgjørende for å øke utvinningsgraden for Osebergfeltet. Statoil var operatør i letefasen på blokk 30/6.



Den 1. april 1982 ble operatøransvaret overført fra Statoil til Norsk Hydro. Elf ble teknisk assistent for utbyggingen.

Prøveproduksjon med produksjonsskipet Petrojarl 1 ble introdusert på Oseberg. Langtids testproduksjon av brønnene ga verdifull innsikt i hvordan feltet kunne utvinnes på best mulig måte.

Osebergområdet består av mange ulike lisenser.



I forbindelse med salget av SDØE-andeler i 2002 ble eierforholdene i Osebergområdet harmonisert. Harmoniseringen ble gjennomført for at Osebergområdet mer effektivt skulle kunne videreutvikles på tvers av de underliggende utvinningstillatelsene.

Reservoar og utvinningsstrategi

Oseberg er et oljefelt med overliggende gasskappe som ligger i utkanten av Vikinggraben. Feltet inneholder flere reservoarer i Brentgruppen av mellomjura alder og er delt inn i flere strukturer. Hovedreservoaret ligger i Oseberg- og Tarbertformasjonene, men det blir også produsert fra Etive- og Nessformasjonene. Feltet har generelt gode reservoaregenskaper.

Osebergfeltet produserer ved trykkvedlikehold med injeksjon av både gass og vann og med alternerende vann- og gassinjeksjon (VAG). Massiv gassinjeksjon høyt oppe på strukturen har ført til svært god fortrenging av oljen, og det er dannet en stor gasskappe som skal bli produsert i årene fremover. Injeksjonsgass ble tidligere importert blant annet fra Troll Øst via Troll Oseberg Gas Injection - TOGI og fra Oseberg Vest.

TOGI var en undervannsmodule på 300 meters vanddyb som var plassert på Troll Øst, med fjernstyring og overvåking fra Oseberg feltsenter over en avstand på 48 kilometer, samt rørtransport av ubehandlet gass i en flerfaseledning over samme avstand. TOGI var teknologisk sett et stort skritt. Aldri tidligere var planene om utvinning av petroleum på så stort dyp blitt vedtatt og gjennomført. Samtidig var avstandene for transport av uprosessert gass og overvåking av undervannsbrønner større enn for noe eksisterende anlegg i Nordsjøen. Mange av løsningene som trengtes, måtte spesialutvikles. Komponenter som aldri før var brukt sammen, måtte endres for at TOGI til slutt skulle fungere. Modulen kunne dessuten vedlikeholdes uten bruk av dykkere.

Gjennom TOGI høstet Hydro verdifulle teknologiske erfaringer som styrket selskapets posisjon på sokkelen. TOGI-prosjektet var derfor en teknologisk milepæl for Norsk Hydro, noe som også påvirket utviklingen av Troll Olje. Kompetansen herfra ble senere utviklet videre i Troll- og Ormen Langeutbyggingen som transporterer hele brønnstrømmen av uprosessert gass til land.

Fra starten av gassleveranse fra TOGI-modulen i 1991 til produksjonen stoppet i 2002 ble det levert 21,4 mrd. Sm³ gass til injeksjon for å øke oljeproduksjonen på Oseberg. Brønnene på TOGI ble plugget i 2004.



TOGI-modulen løftes. Foto: Norsk Hydro

Transport

Foruten produksjon av egenprodusert olje og gass, er feltsenteret også et knutepunkt der olje og gass samles fra de nærliggende feltene i Osebergområdet og for videre transport av olje til Stureterminalen og gass via Heimdal til St Fergus i Skottland.

- Oseberg A mottar olje fra Oseberg Sør, Oseberg Øst, Brage og Veslefrikk.
- Oseberg B mottar olje fra Oseberg Vestflanken.
- Oseberg D mottar gass og kondensat fra Oseberg Delta og Tune.
- Oseberg C mottar gass fra Oseberg Vest og leverer olje og gass til videre til Oseberg A.

Oljen blir samlet på Oseberg Feltsenter og transportert gjennom rørledningen i Oseberg Transport System (OTS) til Stureterminalen. Gasseksporten startet i 2000 gjennom en ny rørledning, Oseberg Gasstransport (OGT) som går fra Oseberg D til stigerørplattformen Heimdal HRP. Derfra går gassen

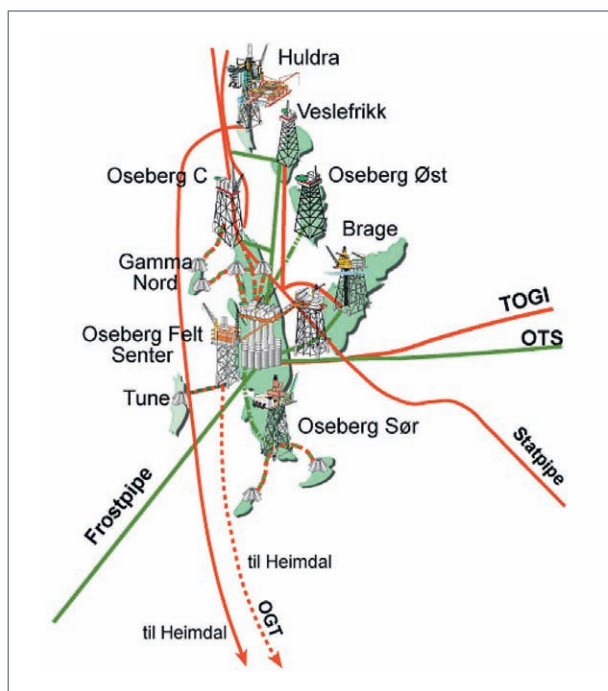
videre gjennom Vesterled til St Fergus i Skottland. Gass fra Huldra går i en egen rørledning til Heimdal. Gass fra Brage og Veslefrikk blir sendt gjennom Statpipe til Kårstø og videre til kontinentet. I årene 1994 til 2001 fraktet Frostpipe olje og kondensat fra Friggfeltet til Oseberg A for videre transport til Stureterminalen. Denne rørledningen er nå nedlagt.

Utbyggingsløsning

Oseberg Feltsenter omfatter de tre plattformene Oseberg A, B og D som er bundet sammen med broer i den sørlige delen av Osebergfeltet, og Oseberg C som ligger 14 kilometer mot nord.

Første fase av utbyggingen omfattet betongplattformen Oseberg A med prosessutstyr, injeksjonsmoduler og boligkvarter og Oseberg B som er en stålplattform med utstyr for boring og produksjon. Fase 2 omfattet stålplattformen Oseberg D med utstyr for gassprosessering og stålplattformen Oseberg C som er en integrert produksjons-, bore- og boligplattform.

Osebergfeltet har en total produksjonskapasitet for olje på ca. 500.000 fat/dag. Særlig fikk horisontalboring stor betydning. Produksjonen fra Oseberg Feltsenter skjer fra 30 oljeproduserende brøn-



Illustrasjon: Norsk Hydro

ner hvorav to er separate havbunnsbrønner. I tillegg benyttes det 10 brønner for injeksjon av gass og vann. Fra Oseberg C er det også boret tre flergrensbrønner.



Oseberg Feltsenter med plattformene Oseberg B, A og D. Foto: Vegar Stokset/Statoil



Oseberg C. Foto: Helge Hansen/Statoil

Oseberg A

Hovedkontraktør for byggingen av betongplattformen Oseberg A var Norwegian Contractors, som bygget understellet med et Condeep-design. Bunnseksjonen med et areal på ca. 17 mål og med 30 celler ble bygget i Hinnavågen ved Stavanger, mens dekkstrukturen ble bygget ved Aker Stord. I juni 1987 ble betongunderstellet slept til Stord for sammenkobling med dekket. Plattformen ble installert på feltet i 1988. På plattformen er det prosessutstyr, injeksjonsmoduler og boligkvarter. Bunncellene blir ikke brukt til mellomlagring av olje. Plattformen Oseberg A er et eksempel på den nye standarden for innkvartering i Nordsjøen som ble innført på 1980-tallet for bl.a. Ekofisk- og Gullfaksfeltene.

Oseberg B

Oseberg B er en plattform med stålunderstell, installert i 1987. Hovedkontraktør for byggingen var Norconsult/McDermott. Understellet ble bygget på Aker Verdal. Fra plattformen foregår det boring, produksjon og vanninjeksjon. Plattformen er forbundet med Oseberg A med bro.

Oseberg D

Oseberg D (tidligere kalt Oseberg Gass) er en stålplattform med utstyr for prosessering og eksport av gass. Våren 1999 ble plattformen installert og knyttet til feltsenteret med en bro. På plattformen ble det i 2002 installert en egen mottaksmodul for gass og kondensat fra Tunefeltet. Gass og kondensat fra Oseberg Delta blir transportert til Oseberg D-plattformen gjennom to rørledninger.

Oseberg C

Oseberg C er en integrert bore-, prosess- og boligplattform med stålunderstell, plassert 14 kilometer nord for feltsenteret. Produksjonsstart var i 1991. Gass fra Oseberg Vest og olje og gass fra Oseberg C blir sendt gjennom rørledninger til Oseberg A.

Produksjonen fra Oseberg C skjer fra 18 oljeproduiserende brønner inkludert en separat havbunnsbrønn. I tillegg benyttes 8 brønner til injeksjon av gass og vann for trykkvedlikehold.

Oseberg Vest

Oseberg Vest ble godkjent utbygd i desember 1988. Produksjonsstart fra den første brønnen var i oktober 1991. Feltet omfattes av utvinningstillatelsen for Osebergområdet, og inngår i utbyggingsplanen for den nordlige delen av Osebergfeltet. Oseberg Vest

ble utbygget blant annet for å kunne levere ekstra gass til injeksjon, men feltet viste seg å inneholde mer olje enn forventet. Gassen leveres gjennom en 4 km lang rørledning til Oseberg C. Oseberg Vest er bygget ut med en havbunnsramme.

Oseberg Delta

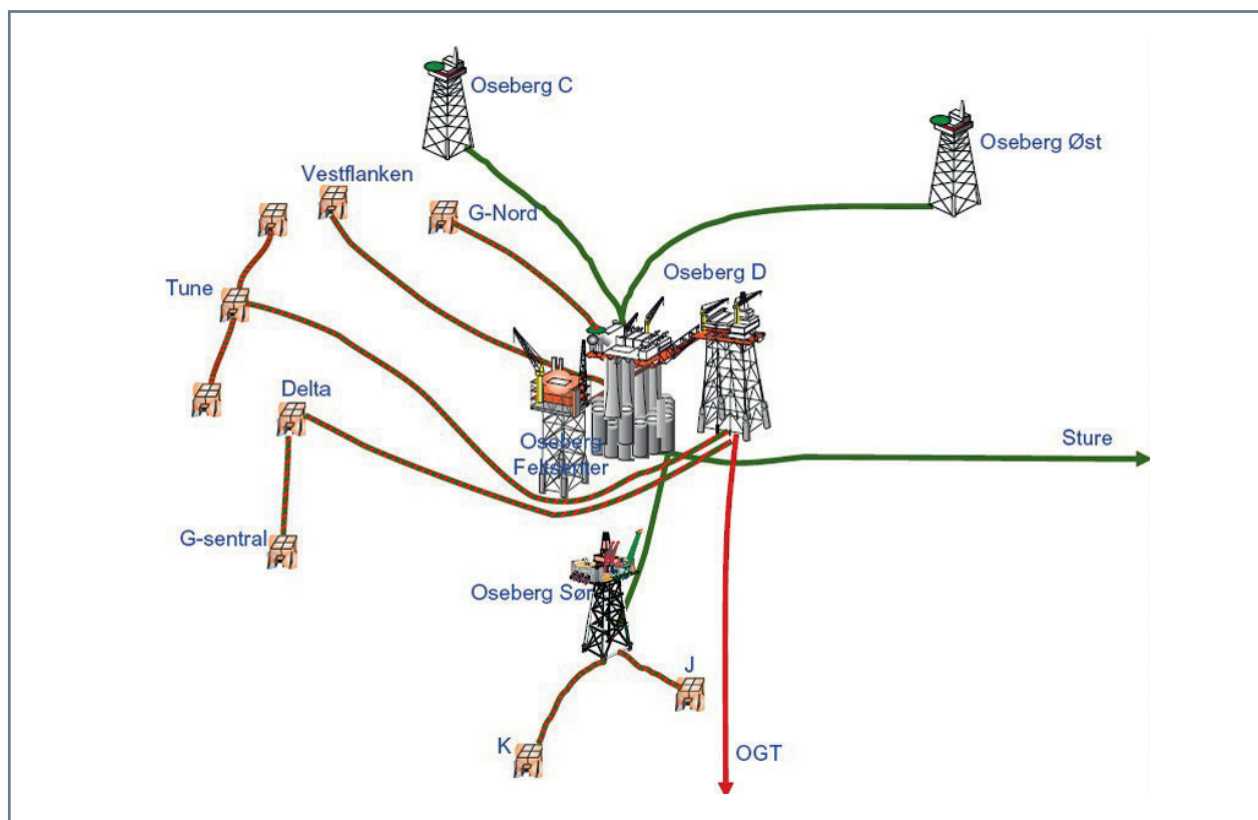
Oseberg Delta er et gass- og kondensatfunn som ligger omtrent 10 kilometer vest for Oseberg Feltsenter. Størstedelen av ressursene i funnet ligger i blokkene 30/8 og 30/9. Feltet blir dekket av utvinningstillatelse 079, mens en liten del dekkes av

utvinningstillatelse 190. Oseberg Delta er bygget ut med én brønnramme på havbunnen med to produksjonsbrønner som er forbundet med Oseberg D-plattformen for prosessering og eksport. Oseberg Delta kom i produksjon i juni 2008.

Oseberg Vestflanken

Undervannsutbyggingen Oseberg Vestflanken ligger 10 kilometer nordvest for Oseberg Feltsenter. Utbyggingsprosjektet startet i 2003 etter at det ble påvist olje og gass i tre utforskningsbørner som ble

boret i perioden 1985 til 2001. Oseberg Vestflanken er bygget ut med en brønnramme med plass til fire brønner. Utvunnet petroleum blir transportert til Oseberg B for prosessering og transport. Produksjonsstart var i februar 2006.



Illustrasjon: Norsk Hydro

Oseberg Sør

Oseberg Sør er et oljefelt rett sør for Oseberg. Havdypet er om lag 100 meter. Produksjonen fra Oseberg Sør startet i februar 2000.

Reservoar og utvinningsstrategi

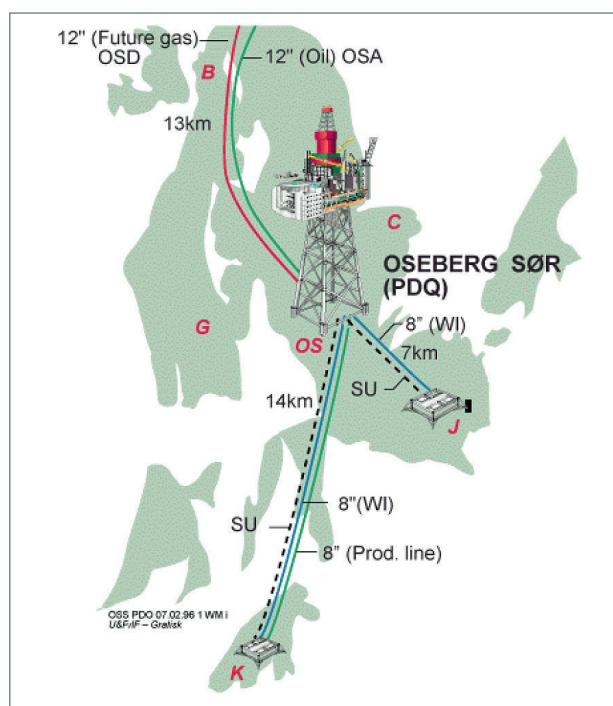
Oseberg Sør omfatter ti forekomster i sandsten av jura alder i atskilte strukturer. Reservoardypet er mellom 2.200-2.800 meter. Hovedreservoarene ligger i Tarbert- og Heatherformasjonene. Reservoarkvaliteten er moderat. Utvinningen foregår i hovedsak ved hjelp av injeksjon av vann, men det er også alternierende vann- og gassinjeksjon (VAG) i deler av feltet.

Utbyggingsløsning

Oseberg Sør er bygget ut med plattformen Oseberg Sør og to undervannsmøduler, Oseberg Sør J og Oseberg Sør K med fire brønner i hver havbunnsramme.

Oseberg Sør er en integrert bore- bolig- og produksjonsplattform med stålunderstell. Oljen som produseres, blir delvis prosessert før transport i rørledning til Oseberg Feltsenter. Gassen blir transportert via Oseberg Gastransport (OGT) inn i Statpipe. Den nordlige delen av feltet blir produsert gjennom brønner som er boret fra Oseberg Feltsenter.

Produksjon av olje fra Oseberg Sør startet opp i februar 2000. Plattformen er tilrettelagt for å kunne bore 30 brønner. I tillegg er det planlagt å bore fire brønner fra Oseberg B.



Oseberg Sør. Illustrasjon: Norsk Hydro



Oseberg Sør. Foto: Helge Hansen/Statoil

Oseberg Øst

Oseberg Øst er et oljefelt som ligger nordøst for Oseberg. Havdypet er 160 meter. Feltet ble påvist i 1981 i blokk 30/6, og dekkes av utvinningstillatelse 053, gitt i 1979. Det ble satt i produksjon 3. mai 1999.

Reservoar og utvinningsstrategi

Hovedreservoaret har to strukturer som er skilt med en forseglende forkastning. Strukturene inneholder flere oljeførende lag med varierende reservoaregenskaper innenfor Brentgruppen av mellomjura alder. Reservoaret ligger på 2.700-3.100 meters dyp. Feltet produserer ved hjelp av trykkvedlikehold med både vanninjeksjon og alternerende vanninjeksjon og gassinjeksjon (VAG). Det er boret femten brønner på Oseberg Øst, hvorav åtte var produksjonsbrønner. To av disse er nå stengt ned. Det er dessuten to vannprodusenter, tre vanninjeksjonsbrønner, en alternerende vann-/gass injektor og en gassinjeksjonsbrønn. Injeksjon av gass startet opp i september 1999 og vanninjeksjonen startet opp i april 2000. Maksimal produksjon er på om lag 75.000 fat olje per dag. Det er satt i gang et nytt boreprogram der det skal bores syv nye brønner for å øke oljeproduksjonen.

Transport

Oljen går i rørledninger til Oseberg Feltsenter, der den blir prosessert og transportert gjennom Oseberg Transport System (OTS) til Stureterminalen. Gassen blir i hovedsak nyttet til injeksjon, gassløft og brensel.

Utbyggingsløsning

Oseberg Øst er en integrert bore-, bolig- og produksjonsplattform av stål med utstyr for første trinns



Oseberg Øst. Foto: Terje S. Knudsen/Statoil

prosessering for separasjon av olje, vann og gass. Oseberg Øst har en bemanning på 40 personer.

Med et overbygg på knappe 8.000 tonn er plattformen den minste på Osebergfeltet.

Oseberg

Blokker	30/6 og 30/9
Utvinningstillatelser	053 og 079
Tildelt	1979 og 1982

Utvinnbare reserver totalt	2372,6 mill. fat olje 106,6 mrd. Sm ³ gass 10,5 mill. tonn NGL
Gjenværende 31.12.2010	142,1 mill. fat olje 77,9 mrd. Sm ³ gass 3,6 mill. tonn NGL

Funnår	1979
--------	------

Godkjent utbygget	05.06.1984
Produksjonsstart	01.12.1988
Operatør	Statoil
Driftsorganisasjon	Bergen
Hovedforsyningsbase	Mongstad

Rettighetshavere, Oseberg Area Unit

Statoil	49,3 %
Petoro	33,6 %
Total E&P Norge AS	10,0 %
ExxonMobil	4,7 %
ConocoPhillips	2,4 %

Tune

Tune er et gass- og kondensatfelt som ligger ca. 10 km vest for Oseberg feltcenter på 95 meters vanndyp. Feltet ble funnet med en letebrønn i 1995 og en avgrensningsbrønn i 1996. Reservene ligger i all hovedsak i utvinningstillatelse 190, men noe strekker seg også over i utvinningstillatelse 034 og 053. Utvinningstillatelse 034 og 190 har samme eiersammensetning, og Tuneeierne har kjøpt produksjonsrettighetene for de reservene som strekker seg inn i tillatelse 053.

Reservoar og utvinningsstrategi

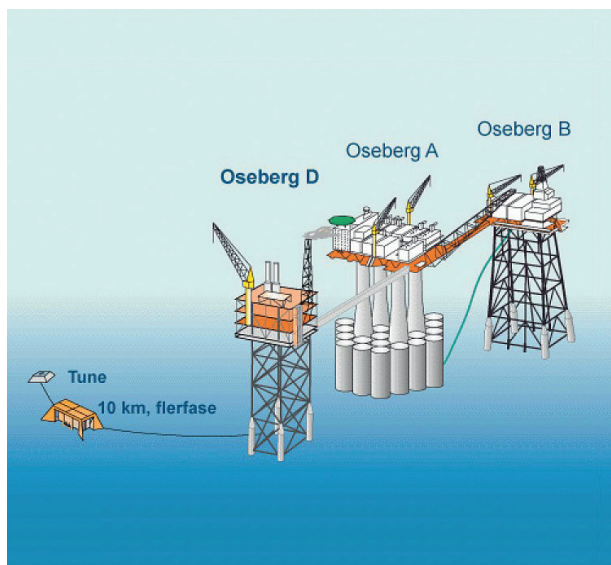
Reservoaret er bygd opp av sandsten av mellomjura alder. Reservoaret ligger på om lag 3.400 meters dyp. Utvinningen går for seg ved trykkavlastning. Det er nå vedtatt lavtrykksproduksjon for å øke utvinningen fra feltet.

Transport

Kondensatet fra Tune blir stabilisert på Oseberg Feltcenter og transportert til Stureterminalen gjennom Oseberg Transport System (OTS). Gassen fra Tune blir injisert i Osebergfeltet, mens rettighetshaverne til feltet får levert tilbake salgsgass fra Osebergfeltet.

Utbyggingsløsning

Feltet er bygget ut med en havbunnsramme sentralt på feltet, med plass til seks brønner. I første omgang ble fire produksjonsbrønner boret. Brønnrammen



Tune knyttet opp mot Oseberg D. Illustrasjon: Norsk Hydro

på Tune er knyttet opp til Oseberg D med to 12" rørledninger. På Oseberg D er det bygget en mottaksmodul for produksjonen fra Tune.

Tune Sør

Tune Sør er utbygget som en selvstendig satellitt om lag fire kilometer fra den eksisterende brønnrammen. Produksjonen fra Tune Sør kom i gang 18. juli 2009.

Tune

Blokker	30/5, 30/6 og 30/8
Utvinningstillatelser	034, 053 og 190
Tildelt	1969, 1979 og 1993.
Utvinnbare reserver totalt	20,7 mill. fat kondensat 18,0 mrd. Sm ³ gass 0,2 mill. tonn NGL
Gjenværende 31.12.2010	0,0 mill. fat kondensat 0,3 mrd. Sm ³ gass 0,1 mill. tonn NGL
Funnår	1996

Godkjent utbygget	17.12.1999
Produksjonsstart	28.11.2002
Operatør	Statoil
Driftsorganisasjon	Bergen
Hovedforsyningsbase	Mongstad

Rettighetshavere

Statoil	50 %
Petoro	40 %
Total E&P Norge	10 %

Brage

Brage er et oljefelt som ligger øst for Oseberg. Feltet ble funnet i 1980. Produksjonen fra Brage startet opp den 23. september 1993 og nådde topp produksjon i 1998 med 120.000 fat i døgnet. I dag produserer feltet ca. 40.000 fat per døgn.

Reservoar og utvinningsstrategi

Brage har sandstenreservoar i Statfjordformasjonen av tidligjura alder og i Fensfjordformasjonen av mellomjura alder. I tillegg er det olje og gass i Sognefjordformasjonen av senjura alder.

Utvinningen går for seg med vanninjeksjon i Statfjordformasjonen og vann- og gassinjeksjon i Fensfjordformasjonen. Brønnene i Fensfjordformasjonen produserer med gassløft. Sognefjordformasjonen blir produsert ved naturlig trykkavlastning, men det er planlagt å starte gassinjeksjon i 2008.

Transport

Oljen går i rørledning til Oseberg B og videre gjennom rørledningen i Oseberg Transport System (OTS) til Stureterminalen. En rørledning for gass er knyttet til Statpipe.

Utbyggingsløsning

Brage A er en integrert bore- bolig- og prosessplattform i stål som står på 140 meters vanddyb.



Brageplattformen. Foto: Helge Hansen/Statoil

Brage

Blokker	30/6, 31/4 og 31/7
Utvinningsstillatelser	053B, 055 og 185
Tildelt	1979, 1991 og 1998

Utvinnbare reserver totalt	352,2 mill. fat olje 3,9 mrd. Sm ³ gass 1,3 mill. tonn NGL
Gjenværende 31.12.2010	16,3 mill. fat olje 0,9 mrd. Sm ³ gass 0,2 mill. tonn NGL

Funnår	1980
Godkjent utbygget	29.03.1990

Produksjonsstart	23.09.1993
Operatør	Statoil
Driftsorganisasjon	Bergen
Hovedforsyningsbase	Mongstad

Rettighetshavere

Statoil	32,70 %
Talisman Energy Norge	33,84 %
Petoro	14,26 %
Altinex Oil	12,26 %
VNG Norge	4,44 %
Spring Energy Norway	2,50 %