

OLJE- OG GASSFELT I NORGE

KULTURMINNEPLAN



STATFJORDOMRÅDET

Statfjordområdet består av følgende felt: Statfjord, Statfjord Øst, Statfjord Nord, Sygna og Murchison. Havdypet i Statfjordområdet er rundt 150 meter.

Statfjordfeltet

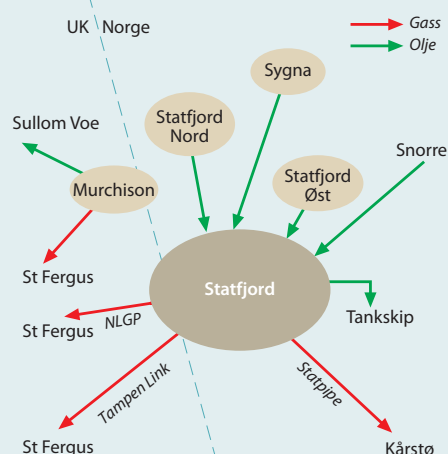
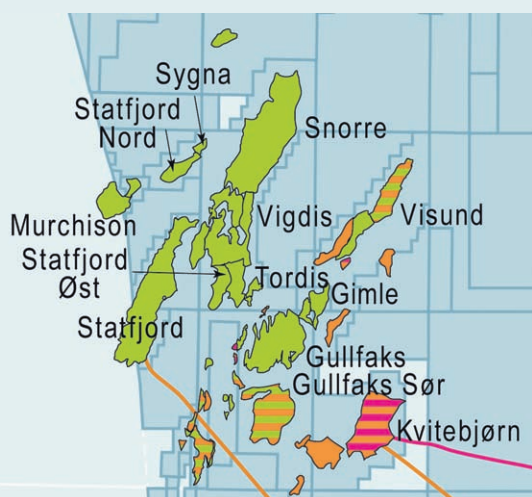
Statfjord er et stort olje- og gassfelt som ligger på begge sider av grenselinjen mellom norsk og britisk kontinentalsokkel. Reservoaret er i dag fordelt med 85,47 prosent på den norske delen av feltet og 14,53 prosent på den britiske delen. Den norske delen ligger i blokkene 33/12 og 33/9 og den britiske delen av feltet ligger i UK-blokk 211/24 og 211/25. Feltet er bygget ut med tre integrerte plattformer og undervanns satellitter.

Mobil Exploration Norway Inc. ble operatør for utvinningstillatelse 037 i 1973 og feltet ble godkjent utbygd av Stortinget den 16. juni 1976. Leteboringen startet i desember 1973 og våren 1974 ble Statfjord funnet. Den 24. november 1979 startet produksjo-



nen fra Statfjord A-plattformen. Statfjord B startet produksjonen 5. november 1982 og Statfjord C den 26. juni 1985.

Det ble lagt inn i konsesjonsbetingelsene at Statoil skulle kunne ta over som operatør ti år etter at feltet ble erklært drivverdig. Etter politiske avklaringer skjedde operatørskiftet den 1. januar 1987.



Midt på 1980-tallet produserte Statfjord halvparten av all norsk olje. Høyeste produksjon ble nådd 16. januar 1987, da det ble produsert 850.204 fat olje fra feltet.

Kombinasjonen av betongplattformer med lagerkapasitet for olje og utvikling av bøyelasting til tankskip var en viktig forutsetning for å kunne bygge ut feltet. Statfjord var også viktig i forbindelse med utbygging av gasstransportløsninger i Nord-sjøen. Med Statpipeutbyggingen ble Norskerenna krysset for første gang, en bragd som la grunnlaget for utviklingen av en omfattende infrastruktur for norsk gass eksport. Statfjordutbyggingen har vært pådriver for en rekke teknologiske fremskritt, og har derfor også hatt stor betydning for underleverandører og derved skapt ringvirkninger i den landbaserte industrien.

Reservoar og utvinningsstrategi

De lagene som inneholder olje og gass i Statfjord-feltet, ligger på mellom 2500 og 3000 meters dyp i en stor forkastningsblokk med fall mot vest og mange mindre forkastningsblokker langs østflanken. De olje- og gassførende sandstenlagene er alle fra juratiden, det vil si for om lag 150 millioner år siden. Statfjord har opprinnelig produsert med trykkstøtte fra alternerende vann- og gassinjeksjon (VAG), vanninjeksjon og delvis gassinjeksjon. Injisering av gass og vann for å holde trykket oppe i reservoarene har vært en viktig del av utvinningsstrategien. Sammen med et omfattende program for boring etter lommer av gjenværende olje, har injiseringen bidratt til at utvinningsgraden er blitt mye høyere enn det som var forventet da feltet ble bygget ut.

I den senere tid er denne strategien endret gjennom prosjektet Statfjord Senfase. Det innebærer at all injeksjon er stanset og feltet produserer med trykkavlastning for å frigjøre gass som tidligere er injisert samtidig som gass frigjøres fra de gjenværende ikke-produserbare olje-volumene. Olje produseres nå ved hjelp av gassløft og elektriske nederhulls pumper. Statfjord Senfase er ventet å gi feltet lenger levetid med økt utvinning av både olje og gass.

Transport

Stabilisert olje blir lagret i lagerceller på hver plattform og derfra blir oljen lastet over i tankskip via lastesystemer. Statoil bygde opp en stor virksomhet med bøy-

Statfjord

Blokker	33/12 og 33/9
Utvinningsstillatelse	037
Tildelt	1973
Blokker (UK)	211/24b og 211/25a
Lisenser	104 og 293

Utvinnbare reserver totalt (norsk del)

3568,3 mill. fat olje
78,8 mrd. Sm³ gass
19,7 mill. tonn NGL
1,0 mill. Sm³ kondensat

Gjenværende 31.12.2010

28,9 mill. fat olje
15,5 mrd. Sm³ gass
3,3 mill. tonn NGL
0,5 mill. Sm³ kondensat

Funnår	1974
Godkjent utbygget	16.06.1976
Produksjonsstart	24.11.1979
Operatør	Statoil
Driftsorganisasjon	Stavanger
Hovedforsyningsbaser	Sotra og Florø

Rettighetshavere

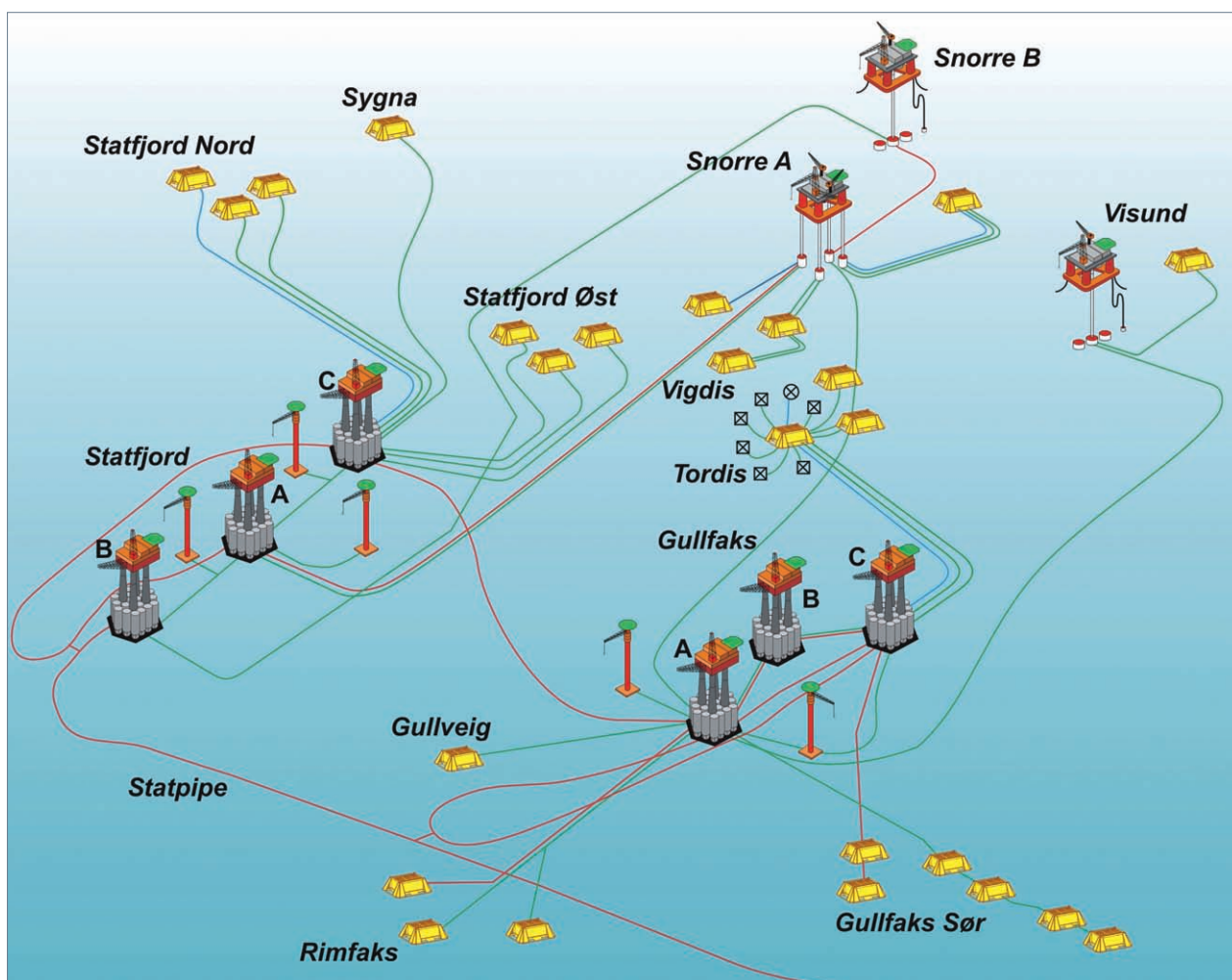
Statoil	44,34 %
ExxonMobil	21,37 %
ConocoPhillips	10,33 %
AS Norske Shell	8,55 %
ConocoPhillips UK	4,84 %
Centrica Resources	9,68 %
Enterprise Oil Norge	0,89 %

lasteskip. Denne delen av virksomheten ble etter noen år skilt ut som selskapet Navion. Navion ble senere solgt til Teekay.

Gassen går gjennom Statpiperørledningen til Kårstø, videre til Emden i Tyskland. Storbritannia tar ut sin del av gassen gjennom rørledningen Spur pipeline via NLGP og FLAGS til St Fergus i Skottland. Tampen Link er et nytt rør for eksport av gassen fra Statfjord Senfase til Storbritannia via FLAGS.

Utbyggingsløsning

Feltet er bygd ut med tre fullt integrerte plattformer med områder for boligkvarter, boring og produksjonsutstyr. Statfjord A er plassert sentralt på feltet, og kom i produksjon i 1979. Statfjord B er plassert på den sørlige delen av feltet, og kom i produksjon i 1982, mens Statfjord C er plassert på den nordlige delen av feltet, og kom i produksjon i 1985. Statfjord B og Statfjord C har liknende konstruksjon. Satellitt-



Statfjorderområdet med tilgrensende felt i Tampenområdet. Installasjoner og rørledninger. Illustrasjon: Statoil

feltene til Statfjord (Statfjord Øst, Statfjord Nord og Sygna) har en egen innløpsseparator på Statfjord C.

Statfjord A

Statfjord A er en integrert plattform som står på 145 meters dyp. Den har Condeep betongunderstell som ble bygget fra 1974 til 1976 av Norwegian Contractors i Hinnavågen ved Stavanger. Frigg TCP2 og Statfjord A var de to første Condeep-plattformene på norsk sokkel. Betongdelen ble bygget med 19 bunnceller med lagerkapasitet for fire dagers olje-produksjon. Tre betongsøyler bærer dekket. I to av søylene var det rom for boring av produksjonsbrønner, og i den tredje ble det installert utstyr for oljelasting, ballastvannsystemer og brannslukningspumper.

Betongunderstellet ble slept til Stord i august 1976 der Akergruppen hadde bygget ståldekket.

Fakta om Statfjord A-plattformen:

Vekt: 600 000 tonn

Total høyde: 270 meter

Boligkvarteret har plass til 206 personer

Produksjonsstart 24. november 1979

Lagercellene på Statfjord A rommer 206 000 standard kubikkmeter olje, dvs 1,3 millioner fat

Maksimum produksjonskapasitet er 300.000 fat olje per døgn fordelt på to prosesslinjer

Den 8. mai 1977 var plattformen på plass på feltet der innløftings- og sammenkoblingen fortsatte i to og et halvt år. Statfjord A startet produksjon den 24. november 1979.

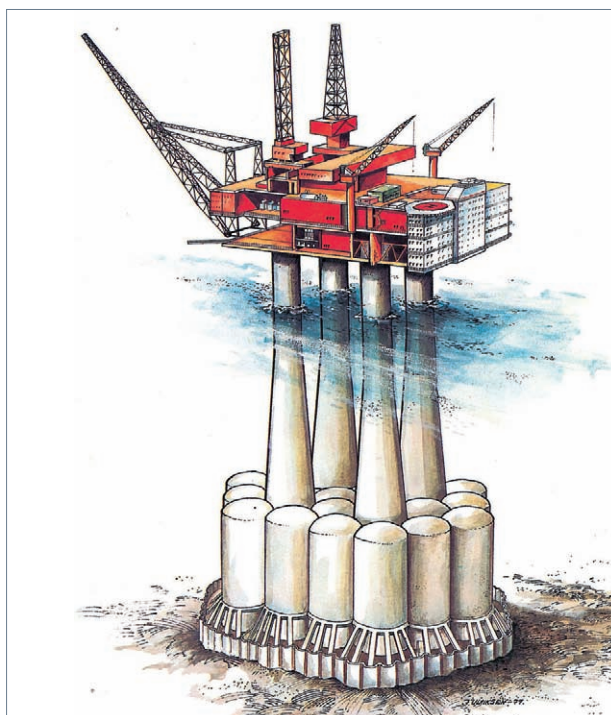


Statfjord A. Foto: Øyvind Hagen/Statoil

Statfjord A var tenkt bygget som en oppskalert versjon av Beryl A som Mobil hadde bygget i Hinnavågen i 1975, men den ble mer komplisert prosess-teknisk, med blant annet fire separasjonstrinn mot to på Beryl A. Dette førte blant annet med seg at vekten på prosessutstyr og dekk økte sterkt. Bæreevnen ved uttauing ble for liten i forhold til behovet, og derfor måtte en vesentlig del av arbeidet utføres offshore. Erfaringene fra A-plattformen ble brukt i senere byggeprosjekter.

I mange år lå flotellet Polycrown koblet opp mot Statfjord A for å gi økt boligkapasitet. Flotellet ble fjernet i 2000. Flotellene Polymariner og Nortrym har også i perioder ligget ved Statfjord A.

Lastebøyen Statfjord A-ALP (Articulated Loading Platform) var koblet til Statfjord A-plattformen fra 1979 til den ble fjernet i 1986. I dag lastes oljen fra Statfjord A via undervanns lastesystemet OLS-A (Offshore Loading System – A).



Statfjord B. Illustrasjon: Statoil



Statfjord B. Foto: Øyvind Hagen/Statoil

Statfjord B

Statfjord B er en integrert plattform med Condeep betongunderstell med fire betongskaft, bygget av Norwegian Contractors i Hinnavågen ved Stavanger, og ståldekk bygget av Moss Rosenberg Verft.

Ved at plattformen fikk fire betongskaft, kunne dekskarealet gjøres større enn på Statfjord A og oppdriften under slepet ut på feltet var stor nok til

at alt deksutstyr som boligkvarter, prosessutstyr og boremodul kunne monteres mens plattformen lå ved land. En annen fordel var at boligkvarteret ble atskilt fra boring og produksjon.

Statfjord B startet produksjon den 5. november 1982. Den var på det tidspunktet verdens største betongplattform og den første av Condeep-konstruksjon med fire skaft.

Fra 1982 til 1990 var lastebøyen B-SPM (Single Point Mooring) koblet til Statfjord B, men denne ble så erstattet med den nye undervannstilkoblingen OLS-B (Offshore Loading System – B).

Fakta om Statfjord B-plattformen:

Vekt: 816.000 tonn

Total høyde: 271 meter

Boligkvarteret har plass til 228 personer

Produksjonsstart 5. november 1982

Lagercellene på Statfjord B rommer 302.000 standard kubikkmeter olje, dvs 1,9 millioner fat.

Maksimum produksjonskapasitet er 180.000 fat olje per døgn i en prosesslinje.

Statfjord C

Statfjord C er en integrert plattform som ligger 5,5 kilometer nord for Statfjord A. Den er bygget som en kopi av Statfjord B og er derfor en integrert plattform som har Condeep betongunderstell med fire betongskaft. Betongdelen ble bygget av Norwegian Contractors i Hinnavågen ved Stavanger, og stål-

dekk av Moss Rosenberg Verft. Statfjord C startet produksjon den 2. juli 1985.

Statfjord C er koblet til lastebøyen C-SPM og to havbunnsinstallasjoner, Statfjord G for oljeutvinning og Statfjord H som er brukt til vanninjeksjon. Lastebøyen ble stengt ned i 2005 og er planlagt fjernet i 2012. Produksjonen går i dag via lastebøyene OLS-A og OLS-B.

Statfjord C er også utstyrt med prosessutstyr for håndtering av produksjonen fra Statfjord Øst, Statfjord Nord og Sygna.

Fakta om Statfjord C-plattformen:

Vekt: 643.700 tonn

Total høyde: 290 meter

Boligkvarteret har plass til 345 personer

Produksjonsstart 2. juli 1985

Lagercellene på Statfjord C rommer 302.000 standard kubikkmeter olje, dvs 1,9 millioner fat.

Maksimum produksjonskapasitet er 210.000 fat olje per døgn.



Statfjord C. Foto: Harald Pettersen/Statoil

Statfjord Nord

Statfjord Nord er et oljefelt 17 km nord for Statfjord.

Reservoar og utvinningsstrategi

Reservoaret på Statfjord Nord består av sandsten av jura alder. Feltet produserer med trykkstøtte fra vanninjeksjon.

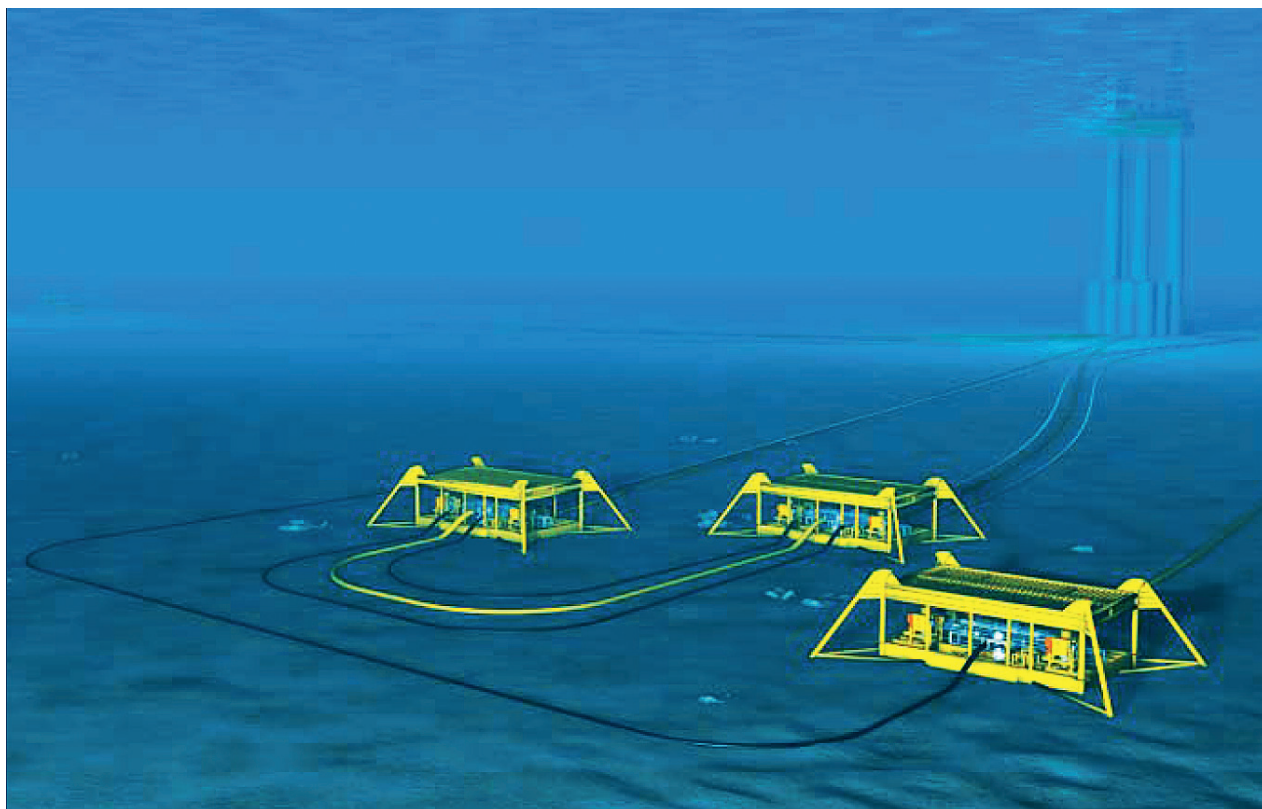
Utbyggingsløsning

Feltet er bygd ut på 250-290 meters havdyp med tre brønnrammer. To av brønnrammene, Statfjord Nord D og Statfjord Nord E er for produksjon, og Statfjord Nord F er for vanninjeksjon. En brønnsliste er benyttet til en vanninjeksjonsbrønn på Sygnafeltet.

Brønnstrømmen går i to 10 tommers rørledninger til Statfjord C, der den blir prosessert, lagret og transportert videre. Statfjord Nord, Sygna og Statfjord Øst nytter felles prosessutstyr på Statfjord C. Alle installasjoner er på havbunnen og blir fjernstyrt fra Statfjord C.

Statfjord Nord

Blokk	33/9
Utvinningsstillatelse	037
Tildelt	1973
Utvinnbare reserver totalt	247,8 mill. fat olje 2,1 mrd. Sm ³ gass 1,1 mill. tonn NGL
Gjenværende 31.12.2010	20,7 mill. fat olje 0,0 mrd. Sm ³ gass 0,3 mill. tonn NGL
Funnår	1977
Godkjent utbygget	11.12.1990
Produksjonsstart	23.01.1995
Operatør	Statoil
Rettighetshavere	
Petoro	30,00 %
ExxonMobil	25,00 %
Statoil	21,88 %
ConocoPhillips	12,08 %
AS Norske Shell	10,00 %
Enterprise Oil Norge AS	11,04 %



Statfjord Nord havbunnsinstallasjoner. Illustrasjon: FMC Kongsberg Subsea

Statfjord Øst

Statfjord Øst er et oljefelt som ligger omtrent syv kilometer nordøst for Statfjordfeltet. Statfjord Øst ble påvist av boreriggen Norskald i 1976. Feltet ble godkjent utbygget i 1990 og produksjonen startet den 24. september 1994.

Reservoar og utvinningsstrategi

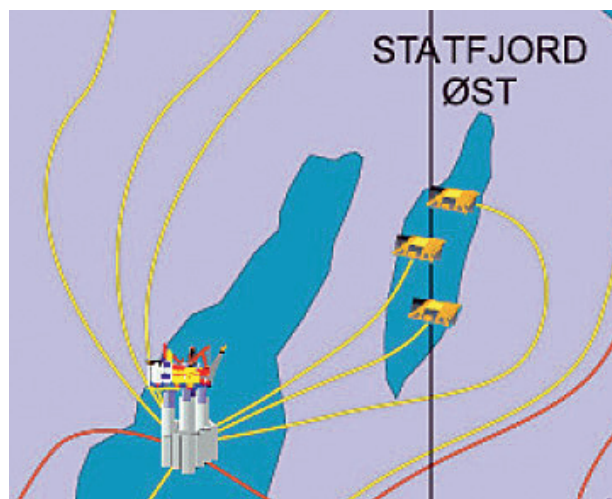
Reservoaret på Statfjord Øst er bygget opp av sandsten av mellomjura alder.

Feltet produserer med trykkstøtte fra vanninjeksjon. I 2006 ble det boret en langtrekkende produksjonsbrønn fra Statfjord C for å akselerere utvinningsen.

Utbyggingsløsning

Feltet er bygd ut på 150-190 meters havdyp med tre brønnrammer som er koblet til Statfjord C. To av brønnrammene, Statfjord Øst-L og Statfjord Øst-M er for produksjon, og Statfjord Øst-K er for vanninjeksjon. Hver brønnramme har fire brønnsliiser. Brønnstrømmen går i to rørledninger til Statfjord C,

der den blir behandlet, lagret og transportert videre. Statfjord Øst, Sygna og Statfjord Nord nytter felles prosessutstyr på Statfjord C.



Statfjord Øst koblet opp mot Statfjord C.

Illustrasjon: Statoil

Statfjord Øst

Blokker	33/9 og 34/7
Utvinningstillatelser	037 og 089
Tildelt	1973 og 1984
Utvinnbare reserver totalt	231,4 mill. fat olje 3,9 mrd. Sm ³ gass 2,1 mill. tonn NGL
Gjenværende 31.12.2010	10,0 mill. fat olje 0,2 mrd. Sm ³ gass 0,8 mill. tonn NGL
Funnår	1976
Godkjent utbygget	11.12.1990
Produksjonsstart	24.09.1994
Operatør	Statoil
Rettighetshavere	
Petoro AS	30,00 %
Statoil	31,69 %
ExxonMobil	17,75 %
ConocoPhillips	6,04 %
Centrica Resources	5,52 %
Idemitsu Petroleum Norge AS	4,80 %
Total E&P Norge AS	2,80 %
RWE Dea Norge AS	1,40 %

Sygna

Oljefeltet Sygna ligger 22 kilometer nord for Statfjord. Feltet ble funnet i 1996 og godkjent utbygget i 1999. Produksjonen startet den 1. august 2000.

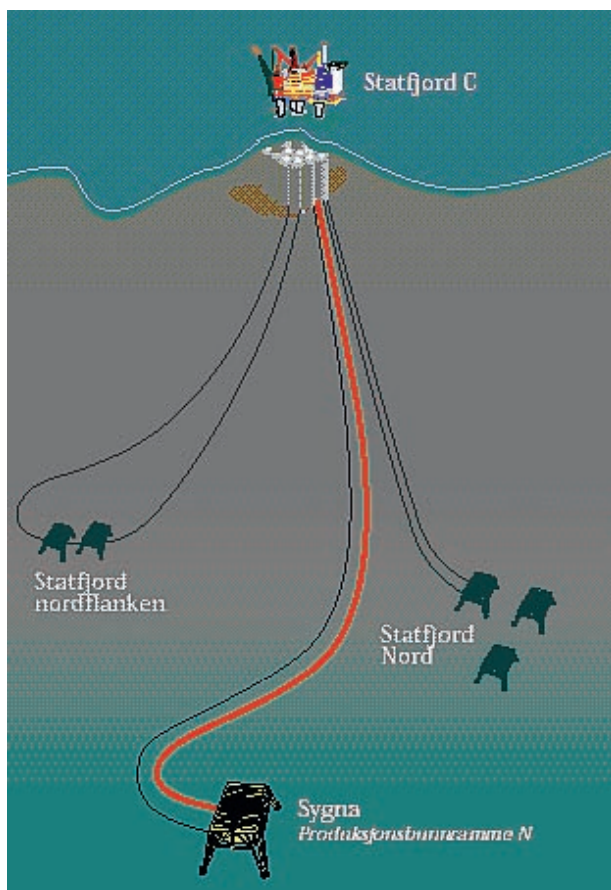
Reservoar og utvinningsstrategi

Reservoaret på Sygna er bygget opp av sandsten av mellomjura alder. Feltet produserer med vanninjeksjon fra Statfjord Nord. Produksjonen er ventet å vare frem til 2014.

Utbyggingsløsning

Feltet er bygget ut på 300 meters havdyp med en havbunnsramme, Sygna N, med fire brønnsliiser som er koplet til Statfjord C. Det er boret tre produksjonsbrønner på Sygna. Det ble i 1999 gjennomført en oppgradering av vanninjeksjonskapasiteten til Statfjord Nordområdet for å kunne forsyne Sygna med injeksjonsvann. Vanninjeksjon for trykkstøtte til utvinningen blir utført gjennom en injeksjonsbrønn fra Statfjord Nord.

Brønnstrømmen går i en rørledning til Statfjord C der den blir prosessert, lagret og transportert videre. Statfjord Nord, Statfjord Øst og Sygna nytter felles prosessutstyr på Statfjord C.



Sygna og Statfjord Nord koblet opp mot Statfjord C.

Illustrasjon: Statoil

Sygna

Blokker	33/9 og 34/7
Utvinningsstillatelser	037 og 089
Tildelt	1973 og 1984

Utvinnbare reserver totalt	67,3 mill. fat olje
Gjenværende 31.12.2010	6,3 mill. fat olje

Funnår	1996
Godkjent utbygget	30.04.1999
Produksjonsstart	01.08.2000
Operatør	Statoil
Driftsorganisasjon	Stavanger
Hovedforsyningsbase	Florø

Rettighetshavere

Petoro	30,00 %
Statoil	30,71 %
ExxonMobil	18,48 %
ConocoPhillips	6,65 %
Centrica Resources	6,07 %
Idemitsu Petroleum Norge AS	4,32 %
Total E&P Norge AS	2,52 %
RWE Dea Norge AS	1,26 %

Murchison

Murchisonfeltet ble oppdaget i august 1975 nord i Nordsjøen i britisk blokk 211/19a og i norsk blokk 33/9. Kontinentalsokkelgrensen mellom Norge og Storbritannia går gjennom feltet. De britiske og norske rettighetshaverne inngikk i 1979 en avtale om felles utnyttelse av ressursene fra Murchisonfeltet. Den norske delen av feltet er 22,2 prosent, den britiske er 77,8 prosent. Den norske delen av feltet ble først angitt til 25,06 prosent, men ble nedjustert i 1986. Områdemessig behandles Murchison på norsk side sammen med Statfjord.

Norsk utvinningstillatelse 037 ble tildelt i 1973. Utbygging ble godkjent av norske myndigheter den 15. desember 1976. Produksjonsstart var i september 1980.

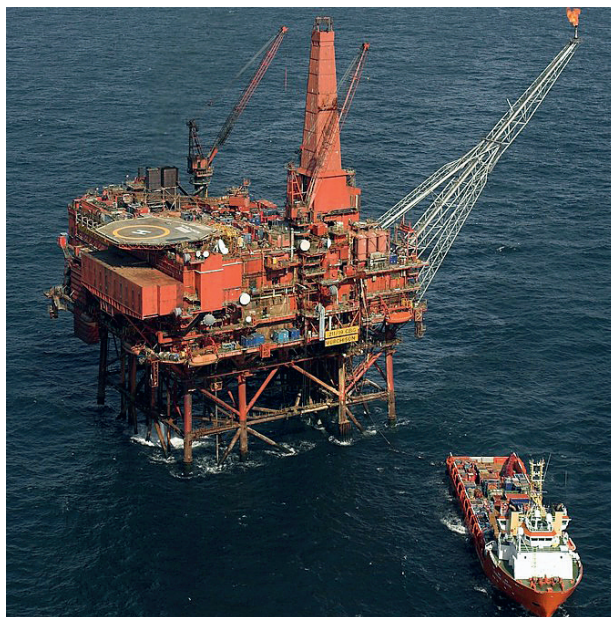
Operatør er CNR International (U.K.) Limited.

Utbyggingsløsning

Murchison er bygd ut med en kombinert bore-, bolig- og produksjonsplattform (Murchison A) med stålunderstell. Den står på britisk sokkel. Det er tre fjernstyrte undervannsinstallasjoner. To for produksjon og en for vanninjeksjon.

Både de norske og britiske rettighetshavernes andel av produsert olje og NGL føres i land gjennom Brentsystemet til Sullom Voe på Shetland. Gassen transporteres til St Fergus i Skottland gjennom rørledningene NLGP og FLAGS.

De utvinnbare reservene fra Murchison er i ferd med å bli tømt.



Murchison. Foto: CNR International Ltd

Murchison

Blokker	33/9, 211/19a (UK)
Utvinnningstillatelse	037 C
Tildelt	2000

Utvinnbare reserver totalt	93,1 mill. fat olje
(norsk del)	0,3 mrd. Sm ³ gass
Gjenværende 31.12.2010	6,9 mill. fat olje
	0,1 mrd. Sm ³ gass

Funnår	1975
Godkjent utbygget	15.12.1976
Produksjonsstart	28.09.1980
Operatør	CNR International (UK) Ltd.
Driftsorganisasjon	Aberdeen, Skottland
Hovedforsyningsbase	Peterhead, Skottland

Rettighetshavere

CNR International (UK) Ltd.	77,80 %
Wintershall Norge ASA	22,20 %