

OLJE- OG GASSFELT I NORGE

KULTURMINNEPLAN



FRIGGOMRÅDET

Friggområdet ligger på ca. 100 meters havdyp, 35 km nord for Heimdal og 190 km vest for Stord. Området innbefatter feltene Frigg, Nordøst Frigg, Øst Frigg, Lille-Frigg, Odin og Frøy.

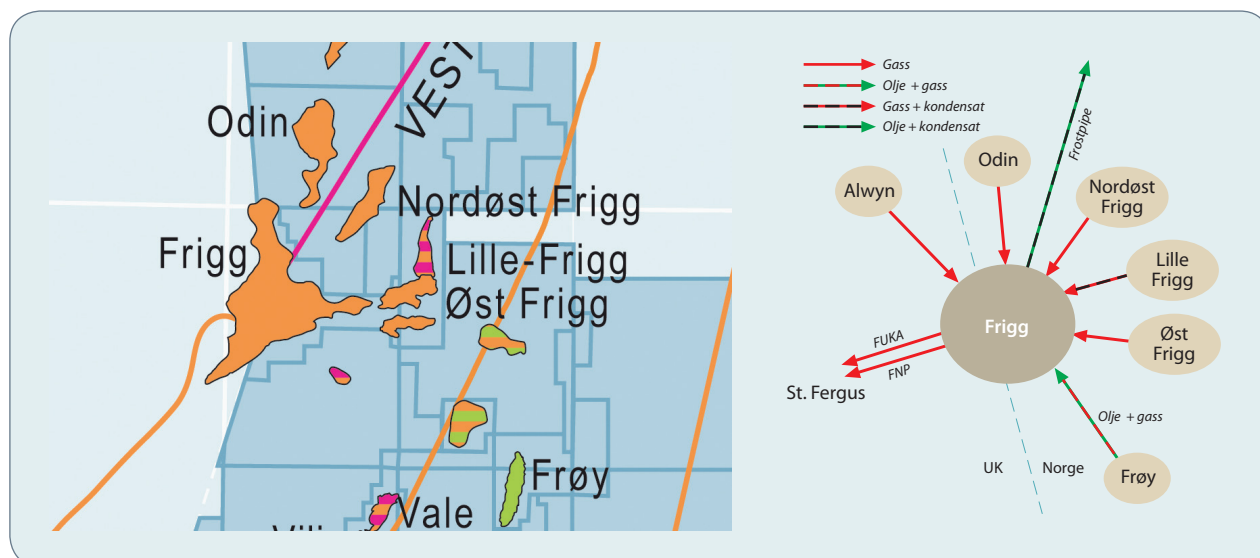
Frigg

Friggfeltet er et gassfelt som er delt mellom britisk og norsk side av Nordsjøen. Frigg ble funnet i 1971 i norsk blokk 25/1 og i britisk blokk 10/1. Produksjonen på Frigg startet den 13. september 1977 og ble avsluttet den 26. oktober 2004. I disse årene produserte Frigg 116 milliarder Sm³ gass.

TOM-gruppen med Total som operatør hadde lisens på den britiske siden, og Petronord med Elf Aquitaine Norge AS som operatør på norsk side. Før utbyggingen av feltet kunne starte, var det flere forhold som måtte avklares. Først måtte partene bli enige om feltet skulle behandles som en enhet, eller bygges ut og drives som to uavhengige deler. Videre måtte størrelsen på feltet og hvor stor del som lå på



hvilken side av grenselinjen avklares, og ikke minst måtte det utredes hvor gassen skulle føres i land og selges. Når operatørgruppene var kommet til enighet, måtte avtalene godkjennes av britiske og norske myndigheter. Forhandlingen rundt utbyggingen av Friggfeltet ble en prøvesten på samfunnsmessig utnyttelse av et petroleumsfelt på tvers av landegrenser. Den såkalte unitiseringsavtalen ble under-



skrevet av norske og britiske myndigheter den 10. mai 1976. Avtalen markerte et viktig gjennombrudd i internasjonal rett. For første gang var to land enige om hvordan de skulle utnytte en offshore petroleumforekomst som en enhet med felles installasjoner på begge sider av grenselinjen.

Reservoar og utvinningsstrategi

Friggreservoaret ligger på 1900 meters dyp og består av sandsten med et buet lokk av leirskifer. Under gassen er det en tynn oljesone. Kilden til oljen og gassen finnes i en mørk skifer avsatt i tidlig jura alder (ca. 160 millioner år siden). Friggfeltet har veldig gode reservoarkvaliteter. Sandstenen er ren med god porøsitet, 25-32 prosent, og god permeabilitet, 0,9 til 3D. Produksjonen foregikk ved naturlig trykkavlastning.

Transport

Frigg fikk to parallelle produksjonssystemer. FNP (Frigg Norwegian Pipeline) ble bygget i perioden 1974-77 og ble ferdigstilt høsten 1977. I august 1978 åpnet den for gasstransport. Den britiske rørledningen FUKA (Frigg UK pipeline) ble ferdigstilt sommeren 1976. Total Oil Marine UK var operatør for begge rørledningene til Skottland.

Installasjonene på Friggfeltet var frem til de ble stengt ned i 2004 et senter for behandling av naturgass fra nabofeltene Odin, Nordøst Frigg, Lille-Frigg, og Øst Frigg i tillegg til olje fra Frøyfeltet. Gassen fra det britiske Alwynfeltet ble også sendt til Frigg for videre transport til St Fergus i den britiske Friggørledningen. Gjennom rørledningen Frostpipe ble olje og kondensat fra Frøy og Lille-Frigg transportert fra Frigg til Oseberg. Transporten videre skjedde

Frigg

Blokker	25/1 og 10/1 (UK)
Uvinningstillatelse	024
Tildelt	1969
Utvinnbare reserver totalt	116,2 mrd. Sm ³ gass 0,5 mill. Sm ³ kondensat
Funnår	1971
Godkjent utbygget	13.06.1974
Produksjonsstart	13.09.1977
Produksjonsstans	26.10.2004
Operatør	Total E&P Norge
Driftsorganisasjon	Stavanger
Hovedforsyningsbase	Dusavik

Rettighetshavere (2004)

Norsk side	
Total E&P Norge AS	47,13 %
Norsk Hydro	32,87 %
Statoil	20,00 %

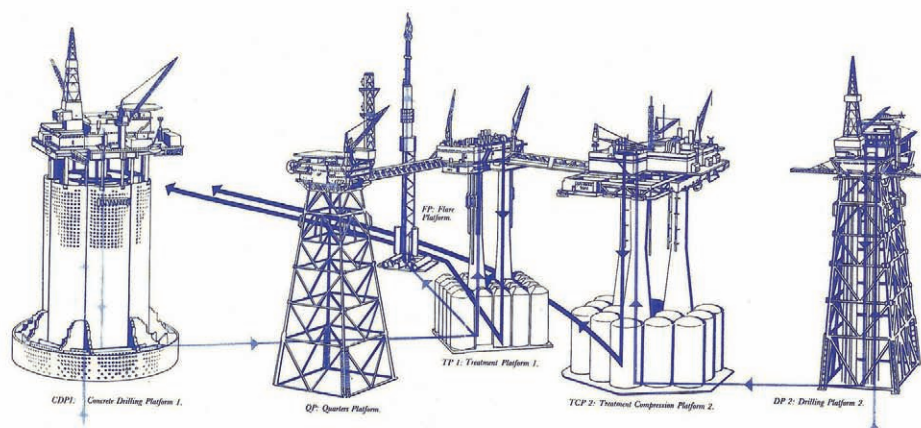
Britisk side	
Total E&P UK plc	100 %

nom oljerørledningen i Oseberg Transportsystem til Stureterminalen.

Produksjonen fra Odin ble avsluttet i 1994, fra Nordøst Frigg i 1993, fra Lille-Frigg i 1999 og fra Frøy i 2001. Den britiske rørledningen transporterer i dag gass fra Alwynfeltet til St Fergus. Den norske rørledningen er fra 2001 en del av Vesterled gass-transportsystem. Gass fra Heimdal går i dag i en ny ledning (Vesterled) til St Fergus. Den er koblet på den gamle norske Friggørledningen et stykke nedstrøms fra Frigg.

Plattformer på Frigg-feltet

Kilde: Elf Petroleum Norge A/S



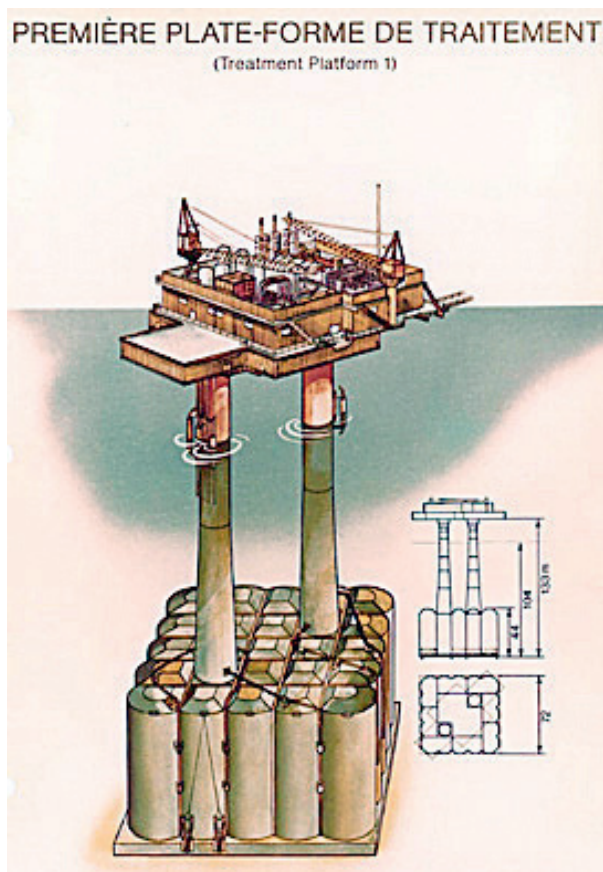
Utbyggingsløsning

Installasjonene på Friggfeltet representerer tre forskjellige typer betongkonstruksjoner. TCP2 på norsk side er en av fjorten Condeep-plattformer i Nordsjøen. CDP1 på britisk side er en av fire Doris-plattformer (fransk design). TP1 på britisk side er en av tre Sea Tank plattformer (fransk design). TCP2 var sammen med Statfjord A de første Condeep plattformer på norsk sokkel, installert i 1977. De erfaringer en fikk fra bygging og installering av TCP2, har vært et viktig bidrag til utvikling av denne typen konstruksjoner. Plattformene QP og DP2 var bygget i stål.

Prosessplattformen TP1

Frigg TP1 var en av to gassbehandlingsplattformer på Frigg. Den sto på den britiske siden av grenselinjen og prosesserte gassen fra bore- og brønnhodeplattformen CDP1 før gassen ble transportert gjennom den britiske rørledningen FUKA til St Fergus i Skottland. TP1 står for Treatment Platform No. 1 og betyr behandlingsplattform nr. 1.

TP1 var den første gravitasjonsplattformen av betong som ble bygget i Storbritannia, ved Ardyne Point i Loch Striven, vest for Glasgow i Skottland.



TP1. Illustrasjon: Elf



TP1 fotografert under bygging i Skottland. Foto fra brosjyren Frigg Field Treatment Platform TP1. Foto: Elf

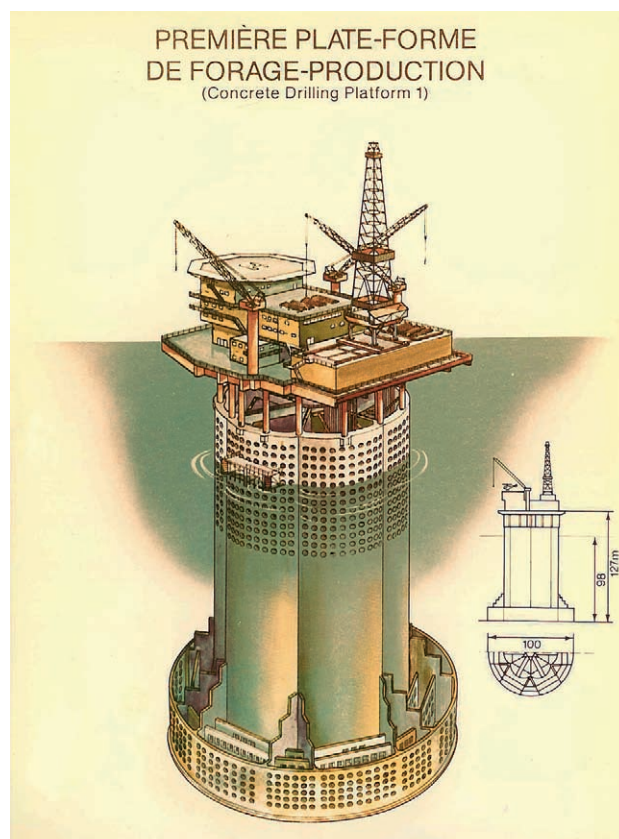
Understellet ble konstruert av Sea Tank Company i Paris. Byggekontrakten ble gitt til et konsortium bestående av Sir Robert McAlpine and Sons som eide tørrdokken, og Sea Tank Company. Disse fikk byggekontrakten i januar 1974, og byggingen startet i april. Lørdag den 5. juni 1976 ble TP1 satt ned på havbunnen på Friggfeltet på 104 meters vanddyp. Etter at plattformen var kommet på plass ble produksjonsmodulene installert. TP1 ble koblet til QP og TCP2 med gangbroer.

I 1990 ble TP1 ombygget til stigerørplattform og gassbehandlingsanlegget satt ut av funksjon.

Bore- og brønnplattformen CDP1

CDP1, Concrete Drilling Platform 1, var en bore- og produksjonsplattform på den britiske siden av Friggfeltet.

Opprinnelig var plattformen konstruert og bygget som en kompressorplattform for rørledningen til St Fergus i Skottland (MP1). Imidlertid havarerte understellet til boreplattformen (DP1) da den ble sjøsatt. Dette understellet var av stål og av samme type som plattformen DP2. For å kunne levere gass til avtalt tidspunkt, måtte det finnes en annen løsning. Det ble derfor besluttet å bygge om den halvferdige kompressorplattformen MP1 til boreplattform.



CDP1. Illustrasjon: Elf



Frigg CDP1. Foto: Elf

Understellet med bølgebryter og det nedre dekket var av spennbetong og konstruert av Europe Etudes i Paris som konsulent for C.G. Doris-Howard. Dette var en betongplattform, men ingen Condeep. Franske ingeniører var tidlig ute med betongkonstruksjoner offshore. Den første Doris-konstruksjonen i Nordsjøen var Ekofisktanken i 1973 og den neste ble CDP1 på Friggfeltet. Byggingen foregikk i Åndalsnes under ledelse av Norwegian Contractors.

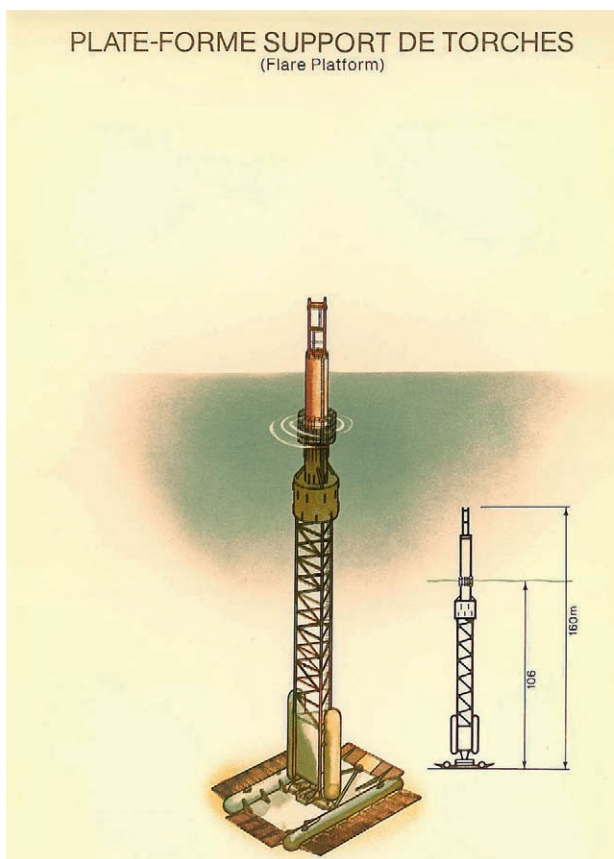
På plattformens dekk var det plassert 18 moduler som inneholdt brønnhoder og produksjonsutstyr, prosessutstyr, strømforsyning osv. Boligkvarteret med plass til 80 personer og helikopterdekket var plassert i den nordre enden av plattformen, lengst vekk fra boretårnet. I 1984/85 ble plattformen modifisert med en ny modul til boreoperasjonene og nytt boligkvarter. Disse nye modulene ble bygget av Consafe i Sverige.

CDP1 ble avstengt den 8. november 1990 etter å ha produsert gass for det britiske markedet i 13 år. Etter fjerning av toppstrukturen i 2007/2008, ble bare betongunderstellet stående igjen.

Flammetårnet FP

Flammetårnet ble festet til et fundament på havbunnen med universalledd som gjorde det mulig for tårnet å bevege seg med strøm og bølger. Flammetårnet ble forbundet med TP1 med en rørledning og

PLATE-FORME SUPPORT DE TORCHES (Flare Platform)



Flammetårnet. Illustrasjon: Elf

kontrollkabel og ble benyttet til å brenne av gass ved oppstartoperasjoner, i tillegg til å fungere som en sikkerhetsventil i tilfelle overtrykk i produksjonssystemet på Friggfeltet. Flammetårnet ble stengt ned først på 1990-tallet og etter hvert fjernet. Nedstengningen skjedde i forbindelse med at gassbehandling på Frigg TP1 ble innstilt.

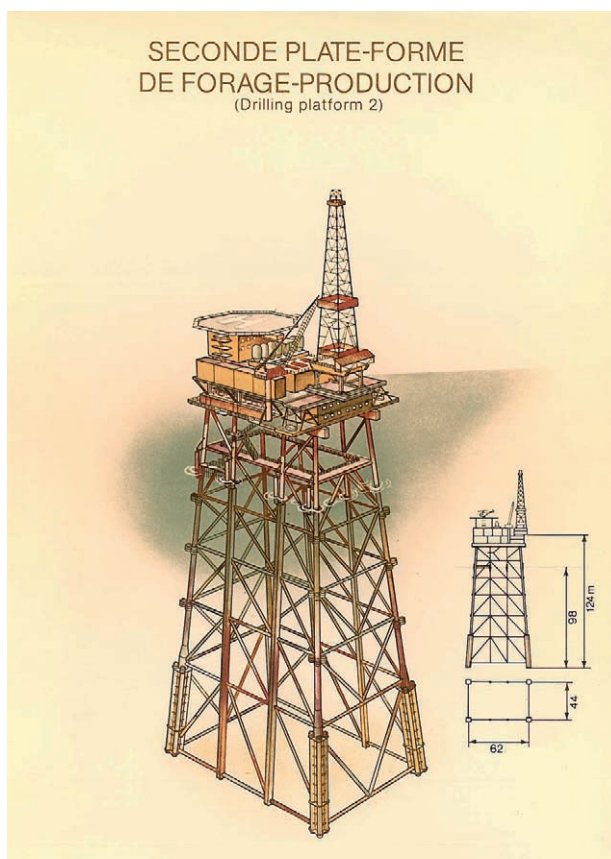
Bore- og produksjonsplattformen DP2

DP2 var en bore- og produksjonsplattform i stål på den norske siden av Friggfeltet.

Understellet ble installert på 98 meters dyp den 11. mai 1976.

Boringen av de første brønnene kom i gang i november 1977, og i august 1978 ble den første gassen produsert. Dette var ett år etter at den første gassen kom fra den britiske CDP1. På grunn av Frigg-reservoarets spesielle kvaliteter med høy permeabilitet ble produksjonsbrønnene konsentrert på et lite område på 5 km² (reservoaret dekket et område på 115 km²). 24 brønner ble boret med et maksimalt avvik på 45 grader. Ved revurdering av reservoaret i 1990 ble den andre boreplattformen på britisk side (CDP1) stengt, og alle brønnene boret fra DP2. Da hadde boreteknologien kommet så langt at det

SECONDE PLATE-FORME DE FORAGE-PRODUCTION (Drilling platform 2)



DP2. Illustrasjon: Elf

kunne bores horisontalt over lengre avstander.

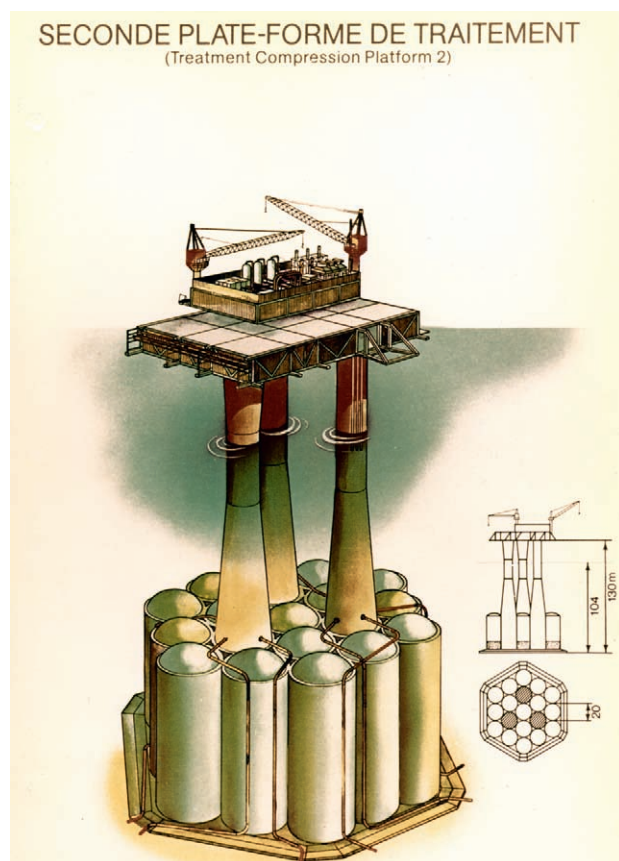
Produksjonen av gass opphørte 26. oktober 2004. Plattformen ble fjernet fra feltet i løpet av 2007 og 2008.



Boreplattformen DP2. Foto: Total



Frigg TCP2. Foto: Jan A. Tjemsland/Norsk Oljemuseum



TCP2. Illustrasjon: Elf

Prosessplattformen TCP2

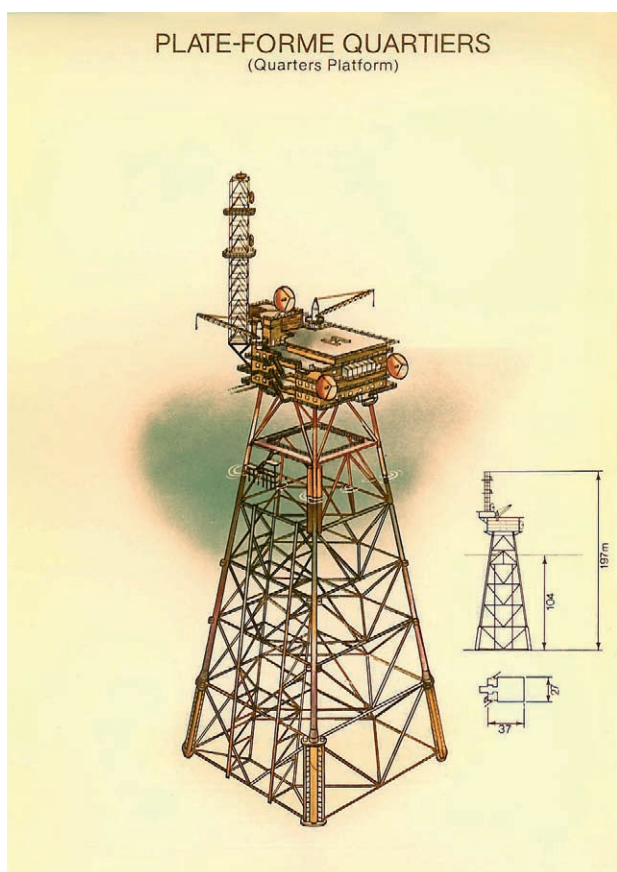
TCP2 (Treatment Compression Platform 2) behandlet gassen fra boreplattformen DP2.

Etter hvert tok den også imot gass fra satellittfeltene Nordøst Frigg, Odin, Øst Frigg, Lille-Frigg og Frøy. Sistnevnte leverte også olje. Plattformen var sammen med Statfjord A den første Condeep-plattformen på norsk sektor. Understellet besto av 19 betongceller. Hver celle var 20 meter i diameter og 42 meter høy. Tre skaft som holdt hoveddekket oppe, nådde 126 meter over havbunnen.

Byggingen av betongunderstellet skjedde i tørrdokk i Åndalsnes i 1976 der plattformen CDP1 hadde blitt bygget året før. Den 22. juni 1977 ble TCP2 satt ned på havbunnen noen få meter inn på norsk side og på 102 meters dyp.

I august 1978 startet prosesseringen av gassen fra bore- og brønnhodeplattformen DP2. Fra TCP2 gikk gassen i den norske rørledningen FNP via MCP-01 til gassterminalen i St Fergus i Skottland.

I oktober 2004 opphørte gassen å strøme gjennom Friggsystemet og prosessplattformen TCP2 ble stengt ned for godt. Fra 2005 til 2007 ble toppstrukturen fjernet, og bare betongunderstellet står igjen.



QP. Illustrasjon: Elf



Frigg QP. Foto: Jan A. Tjemsland/Norsk Oljemuseum

Boligplattformen QP

Boligplattformen QP (Quarters Platform) var boligplattform for de tre sentrale installasjonene på feltet. Den var også nervesenteret for Friggfeltet med kontrollrom, helikopterdekk og telekommunikasjonsutstyr. Plattformens understell var en stålkonstruksjon med fire ben som ble produsert i Frankrike.

Plattformen ble installert på Friggfeltet sommeren og høsten 1975. Etter planen skulle QP vært plassert helt på britisk side, men 10 meter av et av hjørnene ble stående på norsk side. De to landene ble likevel enige om en praktisk grense midt på broforbindelsen mellom TP1 og TCP2.

QP-plattformen var klar til innflytting samme-

ren 1977. Den hadde fire etasjer over dekk, hver på 1.000 m². Øverst på QP var det helikopterdekk, helikopterhangar, stasjon for helikopterdrivstoff, kontor for helikopterpilotene og radio- og kommunikasjonsrom. I radiorommet var det installert systemer for kommunikasjon med andre plattformer, Norge og Skottland. Et troposfærisk radiosystem sørget for kontakt med pumpeplattformen MCP-01 og St Fergus.

Etter nedstengningen av Friggfeltet i 2004 ble QP benyttet til å innkvartere de som arbeidet med demontering av installasjonene. I løpet av juli 2006 ble QP forlatt, og arbeiderne flyttet over til flotellet «Port Reval». I løpet av 2008 var plattformen fjernet.

Nordøst Frigg

Våren 1974 oppdaget Elf Nordøst Frigg 18 km nordøst for Friggfeltet. Feltet var den første Frigg-satellitten som ble satt i produksjon.

Reservoar og utvinningsstrategi

Nordøst Frigg er en geologisk del av Friggfeltet. Produksjonen foregikk ved trykkavlasting.

Transport

Gassen gikk i rør til Friggfeltet, ble behandlet på Frigg TCP2, og transportert til St Fergus i Skottland gjennom den norske Friggørledningen.

Utbyggingsløsning

Kontrolltårnet (Field Control Station, FCS) sto svingende i sjøen på 100 meters dyp. Seks undervanns-brønnhoder i en brønnramme var koblet til kontrolltårnet. Brønnrammen ble installert på havbunnen i juni 1981. Det ble brukt dykkere både til installering og senere til vedlikehold. Installasjonene på havbunnen besto av et manifoldsystem, ventilsystemer og rørledninger til Friggfeltet.



Nordøst Frigg. Foto: Elf

Modulene for behandling, måling og kompresjon av gassen fra Nordøst Frigg ble installert på TCP2 i juli 1983. For å hindre hydratplugg i gassrøret fra Nordøst Frigg ble metanol sendt fra Frigg TCP2 og injisert i gassledningen ved Nordøst Frigg.

Kontrolltårnet var normalt ubemannet, og produksjonen ble fjernstyrt fra Frigg. Nordøst Frigg var den første installasjonen på norsk sokkel som i 1996 ble fjernet og resirkulert etter endt bruk.



Illustrasjon: Elf

Nordøst Frigg

Blokker	25/1 og 30/10
Uvinningstillatelser	024, 030 og 415
Tildelt	1969 og 2007
Utvinnbare reserver totalt	11,6 mrd. Sm ³ gass 0,1 mill. Sm ³ kondensat

Funnår	1974
Godkjent utbygget	12.09.1980
Produksjonsstart	01.12.1983
Produksjonsstans	08.05.1993
Operatør (1974-1993)	Elf Petroleum Norge
Driftsorganisasjon	Stavanger
Hovedforsyningsbase	Dusavik

Rettighetshavere (1983)

Esso	40,00 %
Elf Petroleum Norge	25,00 %
Norsk Hydro	20,00 %
TOTAL Marine Norsk	12,00 %
Statoil	3,00 %

Øst Frigg

Øst Frigg er et satellittfelt som ligger ca. 18 kilometer øst for Frigg, i blokkene 25/1 og 25/2. Vanndeepet er 110 meter. Reservene i feltet ble anslått til å være 9 milliarder Sm³ gass. Øst Frigg var det første helt plattformløse feltet i drift i Nordsjøen.

Reservoar og utvinningsstrategi

Reservoaret er av samme alder som Friggreservoaret og ligger på samme dyp. Feltet består av to separate strukturer. Produksjonen foregikk med naturlig trykkavlastning.

Utbyggingsløsning

Utbyggingen besto av to brønnrammer og en ramme som var en samlestation for gassen fra brønnrammene. Produksjonen ble fjernstyrt fra Friggfeltet,

der gassen også ble behandlet. Gassen ble transportert gjennom den norske Frigg-rørledningen til St Fergus i Skottland og solgt til British Gas under Frigg-kontrakten.

Undervannsteknologien som ble benyttet, var basert på forskningsprosjektene SKULD og SUPERSKULD. Utbyggingen skjedde i nært samarbeid med Kongsberg Våpenfabrikks oljedivisjon, det senere Kongsberg Offshore som var med både i prosjekt- og undersøkelsesfasen og i konstruksjons- og byggefasen.

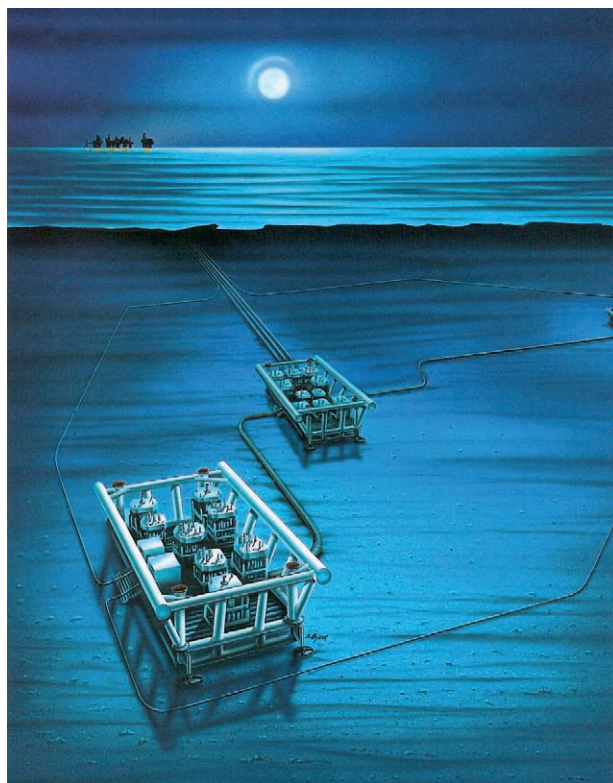
Produksjonen startet i 1988 og ble avsluttet i 1997. Da hadde feltet produsert 9,2 milliarder Sm³ gass og 100.000 Sm³ kondensat. De fem produksjonsbrønnene ble plugget i løpet av første halvår 1999 og brønnrammene fjernet i 2001.

Øst Frigg

Blokker	25/1 og 25/2
Uvinningstillatelser	024, 026 og 112
Tildelt	1969 og 1985
Utvinnbare reserver totalt	9,2 mrd. Sm ³ gass 0,1 mill. Sm ³ kondensat
Funnår	1974
Godkjent utbygget	14.12.1984
Produksjonsstart	01.10.1988
Produksjonsstans	22.12.1997
Operatør	Elf Petroleum Norge
Driftsorganisasjon	Stavanger
Hovedforsyningsbase	Dusavik

Rettighetshavere (1995)

Elf Petroleum Norge	37,23 %
Norsk Hydro	32,11 %
Total Norge	20,23 %
Statoil	10,43 %
(SDØE 1,46 %)	



Illustrasjon: Svein Bjur/Elf

Lille-Frigg

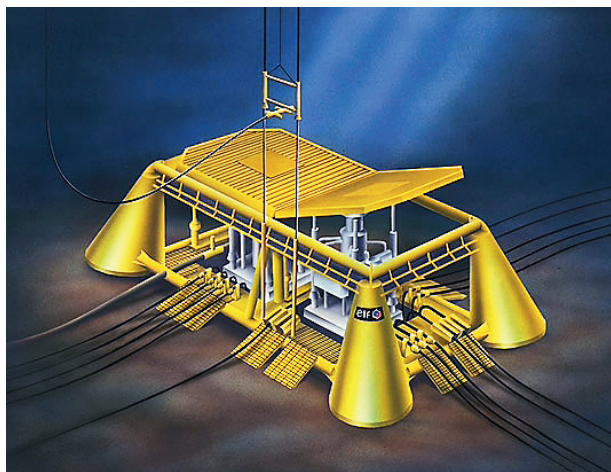
Elf oppdaget Lille-Frigg i 1975 i blokk 25/2. Funnet ble gjort på 155 meters vanddyb. Petronord hadde fått utvinningstillatelsen i andre konsesjonsrunde i 1969, i samme runde som Frigg ble tildelt. Kjerneprøver fra boreriggen «Neptune 7» antydte at det var gass på 3640 meters dyp og at det lå et oljelag under dette. I en senere brønn som ble boret i 1988 ble det konstatert at feltet inneholdt gass og kondensat under høyt trykk og høy temperatur, HP/HT.

Reservoar og utvinningsstrategi

Lille-Frigg er ikke en del av samme geologiske strukturen som Friggreservoaret. Lille-Frigg ligger i Brentgruppen i jura alder, dobbelt så dypt som Frigg. Trykket var 670 bar og temperaturen 125 grader Celsius. Produksjonen foregikk med naturlig trykkavlastning.

Transport

Gassen ble transportert til Skottland via Frigg TCP2, og solgt til British Gas. Kondensatet ble transportert via Frostpipe og Oseberg Transportation System til Stureterminalen i Norge.



Illustrasjon: Svein Bjur/Elf

Utbyggingsløsning

Lille-Frigg ble bygget ut som et undervanns satellittfelt med tre brønnrammer, en med hver sin brønn. Den ene brønnrammen inneholdt også samleledningene for de tre brønnene. Produksjonen ble fjernstyrt fra Frigg. Lille-Frigg-feltet ble stengt i mars 1999.



Lille-Frigg bunnramme. Foto: Elf

Lille-Frigg

Blokk	25/2
Utvinningstillatelse	026
Tildelt	1969
Utvinnbare reserver total	1,3 mill. Sm ³ kondensat 2,4 mrd. Sm ³ gass
Funnår	1975
Godkjent utbygget	September 1991
Produksjonsstart	Mai 1994
Produksjonsstans	25.03.1999
Operatør	Elf Petroleum Norge
Driftsorganisasjon	Stavanger
Hovedforsyningsbase	Stavanger

Frøy

Frøy er et olje- og gassfelt ca. 32 km sørøst for Frigg-feltet der vanddyppet er 120 meter.

Reservoar og utvinningsstrategi

Reservoarbergartene er av sandsten av midtre Jura alder. Reservoaret ligger på ca. 3.000 meters dybde. Det var til dels betydelige produksjonsproblemer på Frøy. Det skyldtes høy vannproduksjon som førte til dårlig løfteevne i brønnene. For å opprettholde trykket ble vann injisert i reservoaret.

Transport

Olje og gass gikk i to forskjellige rørledninger til Frigg TCP2. Etter prosessering gikk gassen videre i rørledningen til St Fergus i Skottland. Oljen gikk fra Frigg via rørledningen Frostpipe til Oseberg for videre transport til Stureterminalen i Øygarden. Også kondensatet fra Lille-Frigg gikk via Frostpipe. På den måten ble investeringer og driftskostnader fordelt. Transportsystemet kom i drift 14. mai 1994 da produksjonen på Lille-Frigg ble startet. Ordinær produksjon fra Frøy startet den 15. mai 1995.

Utbyggingsløsning

Frøy ble bygget ut med en ubemannet brønnhode-plattform i stål som var fjernstyrt fra Frigg. På Frøy plattformen var det et forenklet prosessanlegg for separasjon av gass olje og vann.

Produksjonen fra to av feltets brønner stanset allerede i 1998 og produksjonen ble stengt ned for



Frøyplattformen. Foto: Total

godt 5. mars 2001 etter seks års produksjon. Da hadde feltet produsert 35 millioner fat olje, 1,7 milliarder Sm³ gass og 0,1 millioner Sm³ kondensat.

Det norske oljeselskap overtok i 2006 som operatør på Frøyfeltet og i september 2008 ble plan for utbygging og drift levert til Olje- og energidepartementet. Frøy er i et område med flere mindre oljefunn som ikke er utbygget. Frøy feltet er forventet å produsere 56 millioner fat olje med en daglig produksjonsrate på 28.000 fat olje.

Frøy

Blokker	25/2 og 25/5
Uvinningstillatelser	026, 102 B og 364
Tildelt	1969, 1985 og 2006
Utvunnede reserver	35,2 mill. fat olje 1,6 mrd. Sm ³ gass 0,1 mill. Sm ³ kondensat

Funnår	1987
Godkjent utbygget	09.09.1991
Produksjonsstart	15.05.1995
Produksjonsstans	25.03.1999
Produksjonsstart	2013 (planlagt)
Operatør (1987-1999)	Elf Petroleum Norge

Operatør (2006-)	Det norske oljeselskap
Driftsorganisasjon	Stavanger
Hovedforsyningsbase	Dusavik

Rettighetshavere (1999)

Statoil	53,96 %, (SDØE 42 %)
Elf Petroleum Norge	24,76 %,
TOTAL Oil Marine	15,23 %
Norsk Hydro	6,05 %

Rettighetshavere (2008)

Premier Oil Norge AS	50 %
Det norske oljeselskap ASA	50 %

Odin

Odin er et gassfelt 26 kilometer nord for Friggfeltet der vanndybden er 103 meter. Feltet kom i drift den 1. april 1984. Produksjonsslutt var den 1. august 1994. Operatør var Esso Norge AS som også var hundre prosent rettighetshaver.

Reservoar og utvinningsstrategi

Odinreservoaret er en geologisk del av Friggfeltet. Produksjonen foregikk ved trykkavlasting.

Transport

Gassen ble transportert i en 20" rørledning til Frigg TCP2 der det meste av behandlingen av gassen ble foretatt før den ble transportert i Friggørledningen til St Fergus i Skottland.

Utbyggingsløsning

Feltet ble regnet som marginalt og det ble derfor lagt vekt på rimelige tekniske løsninger. Esso bygde ut feltet med en enkel stålplattform med utstyr for begrenset gassbehandling, samt en 26 kilometer lang rørledning til Friggfeltet. Plattformen ble installert i juli 1983. Boringen av de 12 produksjonsbrønnene startet i desember 1983 og varte til januar 1985. Odinplattformen hadde eget boretårn, men var avhengig av hjelperiggen Treasure Hunter for håndtering av boreslam og bore-/foringsrør i borefasen. Feltet kom i drift 1. april 1984 så snart den første brønnen var klar til produksjon.

Odin ble stengt ned den 1. august 1994 etter ti års produksjon. Da hadde 27,3 milliarder Sm³ gass og 200.000 Sm³ kondensat blitt produsert og solgt til British Gas Corporation. Plattformen som ble fjernet i 1996/97, var den første komplette produksjonsplattformen som ble fjernet fra norsk sokkel. Ved demonteringen ble 98 prosent av plattformen resirkulert.



Odinplattformen. Foto: ExxonMobil

Odin

Blokk	30/10
Uvinningstillatelser	030 og 415
Tildelt	1969 og 2007
Utvinnede reserver	27,3 mrd. Sm ³ gass 0,2 mill. Sm ³ kondensat
Funnår	1974
Godkjent utbygget	18.07.1980
Produksjonsstart	01.04.1984
Produksjonsstans	01.08.1994
Operatør	Esso E&P Norway
Driftsorganisasjon	Stavanger

Rettighetshavere (1994)

Esso	100 %
------	-------