NORSK OLJEMUSEUM ÅRBOK 2006

NORSK OLJEMUSEUM

Fjerning av oljeinstallasjoner i Nordsjøen

Av Gunleiv Hadland

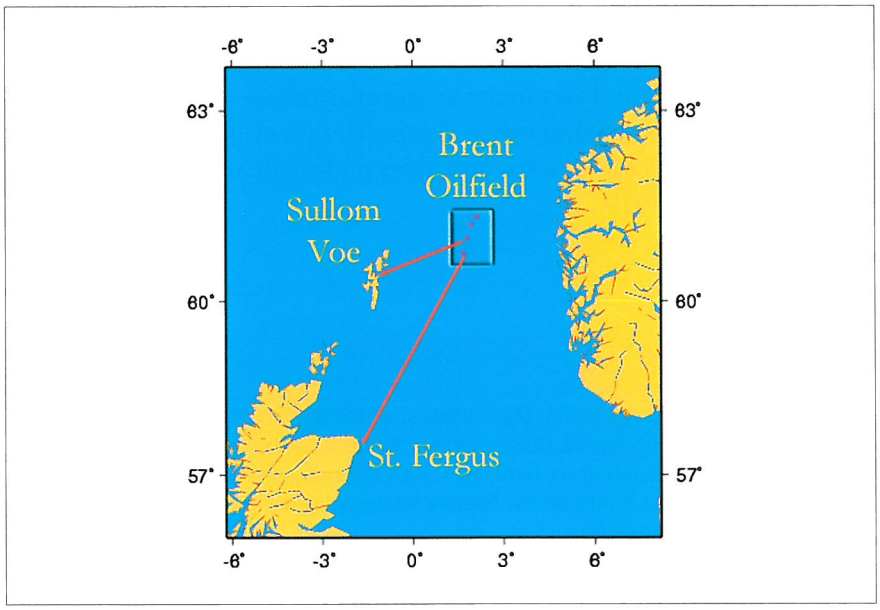
På broen mellom plattformene TP1 og TCP2 på Friggfeltet var grenselinjen mellom Norge og Storbritannia markert.
Foto: Total E&P Norge/NOM.

Etter en periode der utbygging sto i fokus på 1970- og 1980-tallet, ble det utover 1990-tallet klart at flere oljeinstallasjoner i Nordsjøen skulle tas ut av bruk og fjernes. Nordsjøen gikk fra å være en ny til en moden oljeprovins. De største funnene var gjort, og noen felt begynte å bli ulønnsomme for videre utvinning. På felt som var ferdig produserte måtte oljeinstallasjonene fjernes på et eller annet vis. En av de første fjerningsprosjektene, Brent Spar, endte opp som en mye omtalt miljøsak. Protestene viste behovet for å utvikle prosedyrer rundt fjerning av oljeinstallasjoner gjennom internasjonale avtaler og nasjonale avslutningsplaner. På Ekofiskområdet er 15 av 29 installasjoner omhandlet av en avslutningsplan. Fjerningen av installasjonene er beregnet ferdig i 2015. Mens det mest fullstendige eksempelet på et fjerningsprosjekt av et helt felt på norsk og britisk sektor skjer på Friggfeltet med start i 2004 og ferdigstilling i 2010.

Gunleiv Hadland
(f. 1971) er forsker ved Norsk Oljemuseum. Hadland er utdannet cand. philol. med hovedfag i historie fra Universitetet i Bergen. Hovedoppgaven hadde som tema kraftutbygging og naturvern. Han har tidligere arbeidet med prosjekter for blant annet Norsk Teknisk Museum og for Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE).

Brent Spar

Debatten rundt fjerningen av Brent Spar satte miljøutfordringene knyttet til avslutning av petroleumsvirksomhet for alvor på dagsordenen. Saken om Brent Spar ble en symbolsak som klart demonstrerte problemstillingene knyttet til oljeinstallasjoner som tas ut av bruk. Brent Spar var en flytende bøye for lagring og lasting av råolje fra Brentfeltet på britisk sokkel. Oljerørledningen Brent System til Sullom Voe på Shetlandsøyene ble tatt i bruk i 1978, og Brent Spar ble gradvis mindre brukt og bøyen ble derfor besluttet fjernet i 1991. Operatøren Shell utredet ulike alternativer for dumping eller fjerning. Hovedalternativene var å senke installasjonen på dypt vann eller å ta den inn til land for omsmelting eller gjenbruk. Shell søkte om senking på dypt hav utenfor vestkysten av Skottland, med begrunnelse at det var det mest miljøvennlige alternativet. I 1995 gav britiske myndigheter tillatelse til senking. Prosjektet møtte likevel motstand. Miljøorganisasjonen Greenpeace stilte seg i spissen for en kampanje for å ta Brent Spar til land. Miljøvernerne hevdet at deponering på dypt vann ville føre til større skader enn Shell hadde angitt som sannsynlig. Det ble hevdet at rester etter oljelagringen ville føre til forurensning av havmiljøet, i tillegg til at de mente at det prinsipielt var uriktig og skadelig for havmiljøet å dumpe avfall i havet. Miljøforkjemperne organiserte en høyt profilert kampanje mot planene, og i flere uker våren 1995 «okkuperte» aksjonister Brent Spar. Aksjonene førte til store mediaoppslag verden over. Det ble også organisert en forbrukerboikott av produkter fra Shell. Flere europeiske politikere engasjerte seg i saken på miljøvernernes side, og det kom protester fra offisielt hold fra flere av landene rundt Nordsjøen.



Brentfeltet på britisk sektor, nær grenselinjen til norsk sektor og Statfjordfeltet. Kart fra Wikipedia.

Brent Spar ble tatt til land i Norge sommeren 1995, og Shell besluttet å demontere installasjonen ved land. Tårnet ble i 1999 brukt som fundament for utvidelse av havna i Mekjarvik nær Stavanger. Saken førte til fokus på oljeindustriens miljøansvar, og at virksomheten i Nordsjøen hadde kommet til en fase der fjerning av installasjoner sto mer og mer i fokus. Greenpeace oppsummerte kampanjen knyttet til Brent Spar som en av deres største suksesser.[1] Oljeselskapene ble til fulle oppmerksomme på hvor skadelige massive mediaoppslag kunne være for et selskaps omdømme i opinionen. For å få en «grønnere» miljøprofil, satte flere oljeselskaper i gang miljøkampanjer, for å formidle selskapets miljøfilosofi og miljømål. Det ble utgitt årlige miljørapporter og samfunnsrapporter, i tillegg til den vanlige årsberetningen. Slik fikk oljeselskapene formidlet sine tanker rundt miljøspørsmålene. I sin miljørapport fra 1998 skriver Shell at saken knyttet til Brent Spar viste at tillatelse fra myndighetene ikke var nok, også aksept fra ulike organisasjoner og et bredere spekter av samfunnet var nødvendig.[2]

Den viktigste lærdommen for oljeselskapene var at en aktiv dialog med alt fra myndigheter til miljøvernorganisasjoner var viktig. Brent Spar ble stående som et eksempel på hvordan en ikke skal kommunisere med omverdenen. I Norge ble det utviklet en praksis med avslutningsplan inkludert en konsekvensutredning ved avvikling av petroleumsvirksomhet. Konsekvensutredningen skulle ut på offentlig høring. Slik ble alle interessenter på et tidlig tidspunkt oppmerksom på innretninger som ble planlagt avviklet og hadde anledning til å påvirke innholdet i konsekvensanalysen.

Alternativer for opprydding

Utfordringen ved avvikling av petroleumsvirksomhet ligger i hvordan store og kompliserte installasjoner som det ikke lenger var bruk for kan fjernes. En teoretisk mulighet var å la installasjonene stå igjen etter at de blir tatt ut av bruk, men da ville de gradvis brytes ned av havet. Uten vedlikehold kunne de utgjøre en sikkerhetsrisiko. I tillegg ville de være til hinder for fiskeflåten og for annen båttrafikk. Et annet alternativ var å slepe installasjonene til land, men mange av installasjonene var ikke bygd med tanke på flytting. Hovedalternativene som var oppe i diskusjonene fra slutten av 1990-tallet var enten etterlating av installasjoner på feltet eller frakting til land for gjenbruk. Oppmerksomheten og kontroversene knyttet til Brent Spar, førte til at senking på dypt vann ikke var et gangbart alternativ.

---

1 «The Brent Spar campaign is the single most obvious Greenpeace success of recent years». Consequences of the Brent Spar Victory http://archive.greenpeace.org/odumping/noticeboard/reports/brent.pdf

2 The Shell report 1998.

Øst Frigg, Nordøst Frigg og Odin

De første fjerningsprosjektene innen norsk petroleumsvirksomhet var installasjoner knyttet til Friggfeltet. Feltsenteret på Frigg mottok petroleum fra flere satellittfelter. Installasjonene på satellittfeltene Nordøst Frigg og Odin ble fjernet i 1996 og 1997. Produksjonen fra Nordøst Frigg ble avsluttet 8. mai 1993. Kontrakten for fjerning av installasjonene ble tildelt «North East Frigg Abandonment Joint Venture» (NEFA). I prosessen ble det foreslått senkning av kontrolltårnet på dypt vann,[3] men i 1996 ble tårnet tatt til land.

Etter en idé fra prosjektlederen ble stålkolonnen installert som bølgebryter i småbåthavna på Tau utenfor Stavanger, og betongfestet ble brukt som ankerfeste for denne. Plattformdekket ble overtatt av North Sea Drilltrainer på Tau, et treningssenter for borepersonell.[4] Havbunnsrammen ble ilandført, hugget opp og materialet resirkulert. Ett av brønnhodene er tatt vare på av Norsk Oljemuseum.

Stålplattformen på gassfeltet Odin var relativt liten, med en understellsvekt på ca. 9000 tonn. Plattformen ble demontert og løftet opp av kranfartøyet «Saipem 7000» i tre deler.[5] Plattformen ble skipet til Stord i 1996/97, som den første komplette produksjonsplattformen som ble fjernet fra norsk sokkel. Operatøren Esso foreslo å legge understellet igjen på havbunnen ved å velte det, som et pilotprosjekt for danning av kunstige fiskerev, men norske myndigheter besluttet at installasjonen skulle tas til land.[6] Ved å bruke stålunderstellet som fiskerev, ville fisk kunne samles rundt revet, og kanskje få et nytt oppvekstområde. På den andre siden ville revet representere en hindring for trålfiske.

Erfaringene fra avslutningen av Odinfeltet, viste at det ofte kan være rimeligere å ta understellet til land, enn å senke det på dypt hav. Ved dumping på dypt hav vil transportkostnadene være tilnærmelsesvis de samme, fordi installasjonen uansett må flyttes. Det koster også mer å fjerne forurensende stoffer til havs enn til lands. I tillegg er det en risiko for å bli stilt til ansvar for mulige framtidige skadevirkninger knyttet til dumping på dypt vann.[7]

Kostnader ved fjerning

Generelt sett er etterlating på feltet det rimeligste alternativet for oljeselskapene og staten, særlig når det gjelder understellet til plattformene.

---

3 Stortingsproposisjon nr 36 (1994-95): Om disponering av innretningane på Nordaust Frigg og sal av statlege eigardelar i Smørbukk og Smørbukk sør s. 14-15

4 Midttun, Øyvind: *Pilot for en ny tid*, Sokkelspeilet nr. 2 2002, s. 26-27.

5 Ruth Bemment, Bomel Ltd: Decommissioning topic strategy. Offshore technology report 2001/032

6 Pressemelding fra Nærings- og energidepartementet 8. mars 1996: Disponering av Odin

7 Osmundsen og Tveterås: *Decommissioning of petroleum installations- major policy issues*, Energy Policy nr. 31 2003.

Det mest kostnadskrevende alternativet er å ta installasjonene til land for gjenbruk eller resirkulering. Men dersom deler av en installasjon må renses for forurensende materialer, kan det være billigere å ta det til land, siden slikt arbeid til havs er mer ressurskrevende. Det er også forsøkt salg av installasjoner for flytting og bruk i andre sammenhenger. I praksis har det vært salg av enkelte deler, men det meste av materialet har blitt solgt som skrapmetall for omsmelting.

I Norge dekker staten store deler av utgiftene ved fjerning av oljeinstallasjoner. Statens tilskudd ble tidligere regnet ut i forhold til hva den enkelte rettighetshaver hadde betalt i skatt, og hvor lenge rettighetshaveren har eid eierandelene. Staten ytte et direkte tilskudd, slik at utgifter til fjerning ikke kunne trekkes fra på skattepliktig inntekt. Etter at fjerningsfordelingsloven av 1986 ble opphevet i juni 2004, føres kostnadene for plattformfjerning til vanlig fradrag i henhold til skatteloven.

I tilfeller hvor staten har eierandeler i et oljeselskap eller i en lisens, dekker staten også direkte deres andeler av fjerningskostnadene. Dermed dekker i realiteten staten store deler av utgiftene til fjerning. Kostnader forbundet med total fjerning av alle installasjonene på norsk sokkel ble i 1995 anslått til 40 milliarder norske kroner.[8]

OSPAR-konvensjonen

Figure 3.2 Locations of Concrete Platforms in the OSPAR Maritime Area

Betongplattformer i OSPAR-området. Kartet viser at mange av betongplattformene finnes i Friggområdet. Kart fra rapporten «Disposal of disused offshore concrete gravity platforms in the OSPAR Maritime Area, OGP 2003».

Oslo-Paris-konvensjonen (OSPAR) er en regional konvensjon med formål om beskyttelse av det marine miljø i det nordøstlige Atlanterhavet, offisielt «Convention for the Protection of the Marine Environment of the North-East Atlantic». Konvensjonen ble etablert i 1992 i Paris. Norge har, sammen med de fleste andre land i Vest-Europa ratifisert OSPAR-konvensjonen, som trådte i kraft den 25. mars 1998.[9] Konvensjonen har fokus på all menneskelig aktivitet som kan føre til negative følger for det marine miljøet i regionen. Myndighetene har forpliktet seg til å gjøre det som er mulig for å hindre forurensning fra kilder plassert i dette havområdet. Konvensjonen har vært sentral i forbindelse med spørsmål om disponering av utrangerte offshoreinstallasjoner. Ved avslutning av petroleumsvirksomhet, er hovedprinsippet at installasjo-

8 NOU 1993, 25: Avslutning av petroleumsvirksomhet s. 21

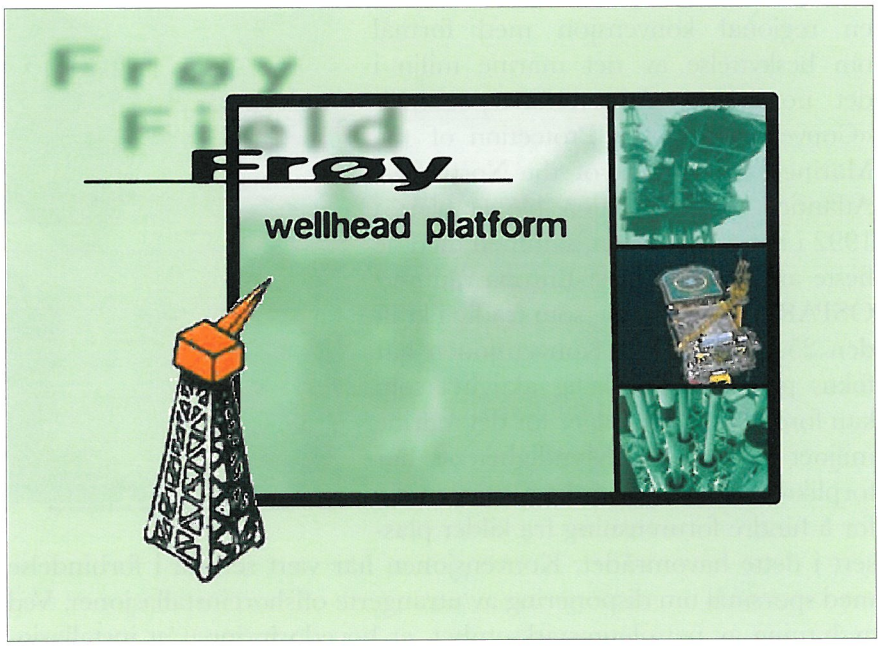
9 Høstmælingen, Ingrid: *Etablering av petroleumsvirksomhet i nye områder på norsk kontinentalsokkel - Åpning av nye områder etter petroleumsloven § 3-1.* MarIus nr. 339 Nordisk institutt for sjørett, Universitetet i Oslo 2006 s. 26.

nene skal fjernes og fraktes til land. Mulige unntak er betongunderstell, særskilt tunge stålunderstell og installasjoner som er skadet.[10] Det var ikke lenger et alternativ å dumpe utstyr på dypt vann. Etter Brent Spar saken i 1995, ble det utstedt et tillegg til konvensjonen, som forbød dumping av oljeinstallasjoner i havet.

FNs internasjonale maritime organisasjon IMO har fastsatt regler som gjelder på verdensbasis. Retningslinjer vedtatt i 1989 slår fast at understell som står på mindre enn 75 meters havdyp og veier mindre enn 4000 tonn må fjernes etter at de er tatt ut av bruk. I 1998 ble IMO-regelen gjort gjeldende for havdyp ned til 100 meter for plattformer installert fra og med 1998. For Norge og Storbritannia vil den regionale OSPAR-konvensjonen være overstyrende. Disse landene er de eneste i OSPAR-området med installasjoner på havdyp dypere enn 75 meter.

Maureen og Ekofisk

På det britiske Maureenfeltet ble det i årene fra 1999 til 2001 gjennomført et stort fjerningsprosjekt i regi av operatøren ConocoPhillips. Den store plattformen Maureen A (Alpha) med stålunderstell ble fjernet. Stålunderstellet var utstyrt med tanker, som kunne brukes til å gjøre plattformen flytende igjen. Plattformen var konstruert med tanke på



Markedsføring for salg av Frøy-plattformen. Skjermbilde fra nettstedet www.platformbrokers.com

10 OSPAR Decision 98/3 on the Disposal of Disused Offshore Installations lister opp stålinstallasjoner som veier mer enn 10 000 tonn og betongunderstell. Slike kunne bli stående igjen hvis de ble merket med lanterner, for ikke å være en fare for skipstrafikken.

mulig flytting, slik at fjerningen ble relativt enkel. Plattformen ble tauet til Stord, og demontert. Understellet ble brukt som fundament for en kai ved Leirvik på Stord, mens lastebøyen med mye betong ble brukt som bølgebryter i en havn for fritidsbåter. Opp til 95 prosent av de resterende materialene ble resirkulert.

De eldste plattformene i Ekofiskområdet, med ConocoPhillips som operatør, skal også fjernes etter å ha blitt tatt ut av bruk. 15 av 29 plattformer inngår i avslutningsplanen for Ekofisk I, som første fase i utbyggingen av Ekofisk kalles. I samråd med Olje- og energidepartementet skal elleve av plattformene fjernes mellom 2006 og 2013, mens tidsplanen for fjerning av de resterende plattformene bestemmes senere. Overbygninger og stålunderstell taes til land for resirkulering. Imidlertid har det blitt gitt tillatelse til at betongstrukturen på Ekofisktanken kan stå igjen når den har gjennomgått en grundig rensing og etter at overbygget er fjernet. Det har også blitt gitt tillatelse til å etterlate nedgravde rørledninger og borekaks.[11]

Frøy og Lille-Frigg

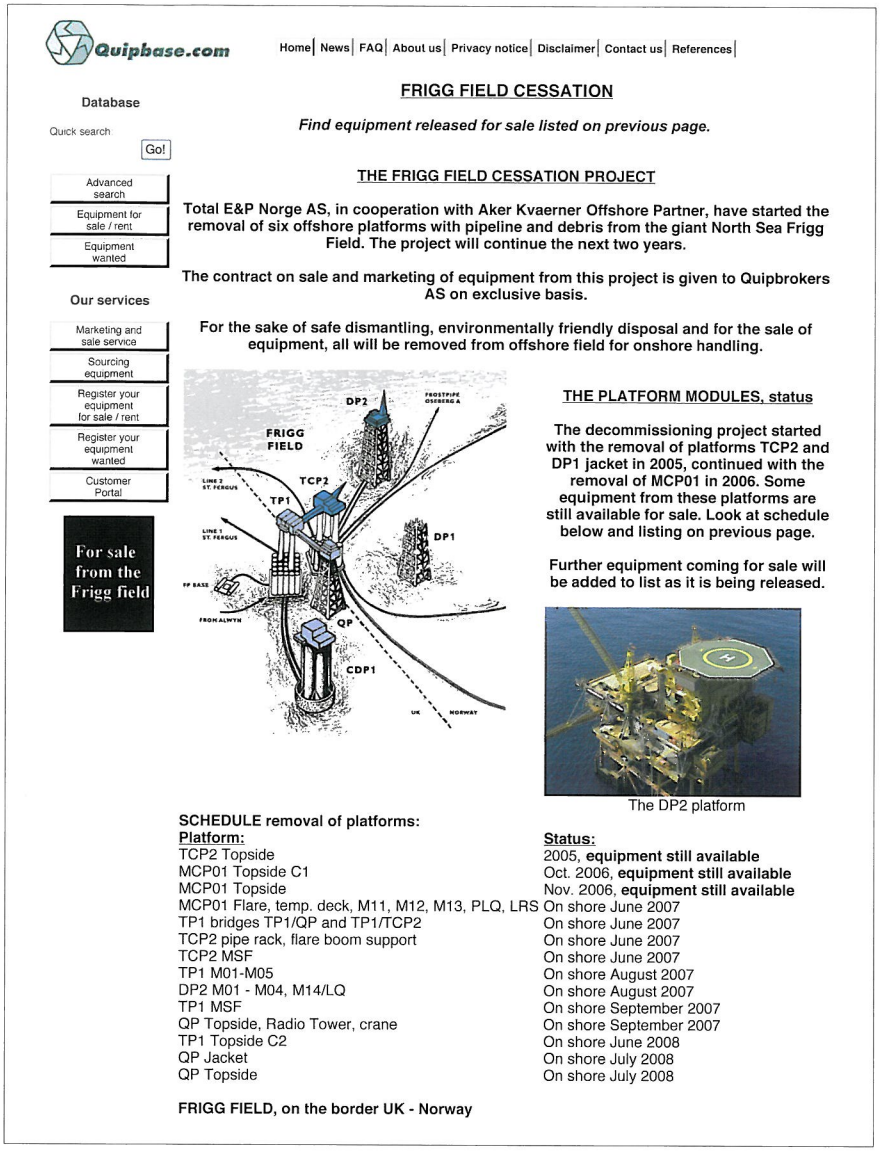
Da feltene Lille-Frigg og Frøy skulle stenges ned mot slutten av 1990-tallet, lå altså OSPAR-konvensjonen til grunn for arbeidet. Produksjonen på Lille-Frigg og Frøy, satellittfelter til Friggfeltet, hadde begynt å avta, og i 1998 besluttet Elf å markedsføre salg av installasjonene fra disse feltene.[12] Flere selskaper hadde begynt å spesialisere seg på salg og gjenbruk av oljeinstallasjoner. Blant annet ble det opprettet internettbaserte databaser der utstyr kan kunngjøres for salg.

Produksjonen på Lille-Frigg ble avsluttet i mars 1999. Forberedelser til fjerning av brønnrammene ble utført av Coflexip Stena Offshore (CSO), og fjerningen ble utført av kranfartøyet «SSCV Thialf» i juli 2001. «Thialf» er verdens største halvt nedsenkbare kranfartøy, med to kraner som til sammen kan løfte 14 200 tonn. Styringssystemet og andre brønnhodekomponenter ble solgt. Selve brønnrammen ble levert til smelting og resirkulering.

Produksjonen på Frøy ble stengt ned den 5. mars 2001 etter bare seks års produksjon. Et salg av stålunderstellet for bruk på britisk sektor ble vurdert, men noe slikt salg ble ikke gjennomført. Etter nedstenging av feltet solgte TotalFinaElf, som var navnet på selskapet etter sammenslåinger, plattformen til Lyngdal Recycling AS. Firmaet Heerema Marine Contractors Nederland BV koordinerte fjerningen fra feltet. Kranfartøyet «Thialf» løftet hele stålunderstellet på 7000 tonn opp fra

11 *Ekofisk I strukturer fjernes i to omganger.* Artikkel publisert 21.04.2004 på nettstedet http://phillips.netpower.no/

12 *North Sea decommissioning. Re-use or refuse?* Petroleum Review januar 2002



Quipbase.com

Home| News| FAQ| About us| Privacy notice| Disclaimer| Contact us| References|

Database

Quick search

Go!

Advanced search

Equipment for sale / rent

Equipment wanted

Our services

Marketing and sale service

Sourcing equipment

Register your equipment for sale / rent

Register your equipment wanted

Customer Portal

For sale from the Frigg field

FRIGG FIELD CESSATION

Find equipment released for sale listed on previous page.

THE FRIGG FIELD CESSATION PROJECT

Total E&P Norge AS, in cooperation with Aker Kvaerner Offshore Partner, have started the removal of six offshore platforms with pipeline and debris from the giant North Sea Frigg Field. The project will continue the next two years.

The contract on sale and marketing of equipment from this project is given to Quipbrokers AS on exclusive basis.

For the sake of safe dismantling, environmentally friendly disposal and for the sale of equipment, all will be removed from offshore field for onshore handling.

THE PLATFORM MODULES, status

The decommissioning project started with the removal of platforms TCP2 and DP1 jacket in 2005, continued with the removal of MCP01 in 2006. Some equipment from these platforms are still available for sale. Look at schedule below and listing on previous page.

Further equipment coming for sale will be added to list as it is being released.

The DP2 platform

SCHEDULE removal of platforms:

Platform:	Status:
TCP2 Topside	2005, **equipment still available**
MCP01 Topside C1	Oct. 2006, **equipment still available**
MCP01 Topside	Nov. 2006, **equipment still available**
MCP01 Flare, temp. deck, M11, M12, M13, PLQ, LRS	On shore June 2007
TP1 bridges TP1/QP and TP1/TCP2	On shore June 2007
TCP2 pipe rack, flare boom support	On shore June 2007
TCP2 MSF	On shore June 2007
TP1 M01-M05	On shore August 2007
DP2 M01 - M04, M14/LQ	On shore August 2007
TP1 MSF	On shore September 2007
QP Topside, Radio Tower, crane	On shore September 2007
TP1 Topside C2	On shore June 2008
QP Jacket	On shore July 2008
QP Topside	On shore July 2008

FRIGG FIELD, on the border UK - Norway

Markedsføring for salg av utstyr fra Friggfeltet. Skjermbilde fra nettstedet www.quipbase.com

havbunnen i ett stykke, og fraktet det til Mekjarvik hvor det ble hugget opp.[13] Overbygningen på 200 tonn ble fraktet til Lyngdal hvor det ble oppbevart i ett år i påvente av mulig gjenbruk. Firmaet Lyngdal Recycling demonterte plattformen og solgte det meste av utstyret. Resten ble resirkulert.

Øst-Frigg-feltet ble stengt ned 22. desember 1997 etter ni års produksjon. De fem produksjonsbrønnene ble plugget i løpet av første halvår 1999.[14]

13 Frigg Area Cessation News no 7 May 2003

14 Avslutningsplan St.prp. nr. 8 (1999-2000), St.meld. 47 (1999-2000).

Fra oppheisingen av DP1. Den øvre delen er kappet og heises her om bord på kranlekteren «Saipem 7000». Foto: Total E&P Norge/NOM.

Forberedelsene til fjerning av brønnrammene ble utført av CSO (Coflexip Stena Offshore) og løftet opp av sjøen av kranfartøyet «Thialf» i juli 2001. Installasjonsverktøy og ventiltrær ble solgt, og beskyttelsesrammene ble levert til omsmelting og resirkulering.

Friggfeltet

Prosessen for godkjenning av avslutningsarbeidet for installasjonene på selve Friggfeltet ble for alvor påbegynt i 1999, og det gikk fem år før endelig godkjenning ble gitt. Beslutningsprosessen ble omfattende for å sikre medvirkning fra alle berørte grupper. En omfattende høringsprosess var blitt gjennomført, med innhenting av kommentarer både fra organisasjoner og myndigheter. Partene i OSPAR- konvensjonen fikk også uttale seg. Avslutningsplanen for Frigg ble overlevert britiske og norske myndigheter i november 2001.

Prinsippene for nedstengning og fjerning skulle godkjennes både av den norske og den britiske regjeringen. I løpet av prosessen ble det lagt

vekt på å holde nær kontakt med, og få kommentarer fra, ulike interessenter som miljøorganisasjoner, fiskeriorganisasjoner og forskjellige forvaltningsorganer. Prosessen ble gjort så grundig for å unngå lignende konfrontasjoner som de knyttet til Brent Spar. [15]

I tråd med Frigg-traktaten ble britiske og norske myndigheter enige om at disponeringen av alle innretningene på Friggfeltet skulle utredes i en og samme avslutningsplan, som samtidig tok hensyn til hver nasjons lovgivning. Dette var i overensstemmelse med de prinsipper Friggfeltet i alle år hadde vært drevet etter. Total E&P Norge fikk som operatør for feltet ansvar for avslutning og fjerning av installasjonene på selve Friggfeltet. Total E&P UK fikk ansvar for nedstengning og fjerning av plattformen MCP-01, en kompressorplattform for gassrørledningene til Skottland. Gassrørledningene var lagt utenom MCP-01, og hadde blitt gradvis tilknyttet andre felt for transport av gass derfra. Den norske rørledningen var tilknyttet gassknutepunktet Heimdal, og ble en del av transportsystemet Vesterled, mens den britiske rørledningen ble tilkoblet flere felt på britisk side. Rørledningene mellom Frigg og St. Fergus ble derfor ikke tatt med i nedstengnings- og fjerningsarbeidet.

I løpet av prosessen ble bruk av installasjonene på Frigg som et knutepunkt for transport og prosessering av gass vurdert. Et slikt behov falt bort da Heimdalfeltet ble ombygget for å ivareta denne funksjonen.

Før fjerningen av installasjonene ble vedtatt, ble det utarbeidet utførlige utredninger knyttet til miljøkonsekvenser. Blant annet ble en rekke forslag til gjenbruk av betongunderstellene lansert; kunstige fiskerev, fundament for vindmøller eller CO_2-frie gasskraftverk og brofundament i Gandsfjorden ved Stavanger. Det var stor teknisk usikkerhet knyttet til mange av alternativene for gjenbruk, og ingen ble vurdert som økonomisk forsvarlige.

Alternativer for fjerning av betongunderstellene ble også utredet. I henhold til OSPAR-konvensjonen av 1998 kunne betongunderstellene bli stående, hvis de ble sikret og merket tilfredsstillende. Betongunderstellene var ikke konstruert med tanke på fjerning, og viste seg vanskelige å flytte. Et uhell under heving ville kunne få store konsekvenser. Understellene kunne kollidert med hverandre, og synke skadet ned på havbunnen. Et slikt scenario ville innebære en stor sikkerhetsrisiko og høye ekstrakostnader. Det ble også utredet en mulig avkutting av betongunderstellene 55 meter under havoverflaten. En slik avkutting ville tilfredsstille krav fra IMO, men ble vurdert som mer risikofylt enn flytting.

Til slutt ble det vedtatt at betongunderstellene og borekaks på havbunnen skulle bli etterlatt. Borekaks er rester etter boring som legger

15 Christian Hansen: *From a chinese butterfly to nails*, 2006.

Modulen MO4 løftes av plattformen Frigg TCP2 av «Saipem 7000». Foto: Total E&P Norge/NOM.

seg rundt brønnen på havbunnen. Undersøkelser viste at laget av borekaks på Frigg var tynt, og dekket av sand.[16] Borekakset stammer fra de øverste lagene under boring, og inneholder ingen petroleumsrester eller forurensende kjemikalier.

Stålunderstell og dekkene på alle plattformene skulle fjernes. Rørledninger og kabler på havbunnen skulle også fjernes. Målsetningen er at i 2012 skal bare betongunderstellene til plattformene TP1, TCP2, CDP1 og MCP-01 stikke over havoverflaten. Disse skal merkes med lanterner for å hindre skipskollisjoner.

Av alt som blir tatt til land, er målsetningen at 98 prosent skal resirkuleres.

Total E&P Norge AS inngikk i oktober 2004 en kontrakt med Aker Kværner Offshore Partner AS i Stavanger om å være hovedkontraktør for fjerningen, i tillegg til disponering på land. Kontrakten var verdt 3 milliarder norske kroner, og et konsortium bestående av Aker Kværner Offshore Partner, Saipem, Shetland. Decommissioning Company og

16 Frigg Area Cessation News no 2 2000: *Drill Cuttings. An important issue in the environmental debate.*

Modul heises vekk fra plattformen TCP2. Foto: Total E&P Norge/NOM.

Aker Stord ble gitt ansvaret for å utføre jobben.[17] I perioden mellom 2005 og 2008, skal Aker fjerne 85 000 tonn stål. 20 000 tonn skal fraktes til Shetland, mens de resterende 65 000 tonn skal til Aker Stord for opphugging og resirkulering.

I løpet av 2004 ble alle rørledningene rengjort og alle brønner plugget, og også plattformene ble rengjort og gjort klar for demontering.

Demonteringsarbeidet på Friggfeltet startet for fullt i august 2005, og er ventet å fortsette fram til 2010. Demonteringen skjer modul for modul, i motsatt rekkefølge av hvordan de ble installert. Kranfartøyet «Saipem 7000» (S7000), som med sine to kraner kan løfte opp til 14 000 tonn, ble tatt i bruk til de tyngste løftene.[18] De ulike modulene ble stablet på dekket av «Saipem 7000», og ble transportert til Aker Stord. Det ble satset på tunge løft av moduler, kombinert med oppkutting på plattformene til mindre deler for så å transporteres i åpne containere til land. På Frigg skal «Saipem 7000» arbeide i flere måneder, med over 100 tunge løft.

Stålunderstellene til DP2 og QP planlegges fjernet ved hjelp av oppdriftstanker. Strukturene skal gradvis løftes ved at tankene blir deballastert. Deretter skal understellene taues til Stord for oppkutting. Den øvre delen av understellet til DP1 har allerede blitt kuttet opp av en fjernstyrt

17 Pressemelding Aker Kvaerner Offshore Partner: *Aker Kvaerner to remove platforms on the Frigg Field* 26. oktober 2004.

18 *The work begins Offshore Removal and Onshore Disposal.* Frigg Area Cessation News no. 8 May 2005.

undervannsfarkost (ROV) og fjernet av «Saipem 7000».[19] På grunn av skader kunne ikke DP1 fjernes på samme måte som de to andre stålunderstellene. Firmaet DeepOcean i samarbeid med Norse Cutting & Abandonment AS, koordinerte dette arbeidet. Bruken av ROV gjorde at det ikke behøvdes dykkere til arbeidet.[20] ROVer ble også brukt til annet kuttearbeid på de forskjellige plattformbeina. Til sammen er det blitt utført over 1200 kuttinger ved hjelp av ROV. En ROV ble også brukt til å fjerne stålkonstruksjoner fra yttersiden av betongunderstellene til TP1 og TCP2.[21]

De tyngste løftene gjelder TCP2 og DP1. Den tyngste modulen var M35, på 3125 tonn.[22] Dekksrammen (MSF) til TCP2 veier ca. 9000 tonn. Dekksrammen planlegges løftet i ett løft og så fraktet til Shetland. Toppdelen av DP1 veide 3 700 tonn.

For å koordinere arbeidet ble det opprettet et eget nettsted for informasjon om de ulike installasjonene. Nettstedet fikk navnet «Cessation Web», og ga de ulike aktørene adgang til et digitalt bibliotek. Nettstedet viste seg å være fleksibelt og bidrar til å spare tid, og etterspurt informasjon legges ut til felles avbenyttelse innen prosjektet.

Litteratur

Ahmed, Mena: *The Principles and Practice of Crisis Management. The Case of Brent Spar*, London 2006.

Creswell, Jeremy: *Tackling Frigg-The Most Ambitious North Sea Decommissioning Project Yet.* Aker Kværner Solutions nr. 2, 2005.

Decommissioning Offshore Oil and Gas Installations: Finding the Right Balance, A discussion paper E&P Forum 1995.

Det Norske Veritas: *Håndbok i konsekvensutredning ved offshore avvikling.* Rapport nr. 00-4041, 2001.

Ersland, Bjørn Arild Hansen: *10 år – og verneverdig?*, Norsk Oljemuseum årbok 1994 s. 47 - 57.

Grutle, Magnus: *External Steel removal for Frigg field platform*, Scandinavian Oil-Gas Magazine no. 1/2 2007.

Hansen, Christian: *From a Chinese butterfly to nails.* Foredrag til 23rd World Gas Conference, Amsterdam 2006.

International Association for Oil and Gas producers (OGP): *Disposal of disused offshore concrete gravity platforms in the OSPAR Maritime Area*, Report No. 338, February 2003.

19 Patrick Decosemaeker, Total: *Prinsipper for vurderinger og problemstillinger knyttet til fjerning av Frigg* presentasjon Petroleumstilsynet 23.08.2006

20 *DeepOcean goes Diverless*, Scandinavian Oil-Gas Magazine no. 1/2 2006.

21 Grutle, Magnus: *External Steel removal for Frigg field platform*, Scandinavian Oil-Gas Magazine no. 1/2 2007.

22 *Lifting Campaign in 2005.* Frigg Area Cessation News no. 9 July 2006.

Kongsnes, Ellen: *Frigg field – the start of the new decommissioning era in the North Sea*, (DNV) Oil and Gas News nr. 3 2004.

Midttun, Øyvind: *Pilot for en ny tid,* Sokkelspeilet nr. 2 2002, s. 26-27.

Osmundsen, Petter and Tveterås, Ragnar: *Decommissioning of petroleum installations – major policy issues.* Energy Policy nr. 31 2004.

Owen, Paula og Rice, Tony: *Decommissioning the Brent Spar*, London 1999.

TotalFinaElf Exploration Norge AS: *Frigg Field Concrete Substructures. An Assessment of Proposals for the Disposal of the Concrete Substructures of Disused Frigg Field Installations TCP2, CDP1 and TP1,* Stavanger 2002.

TotalFinaElf Exploration Norge AS: *Frigg Field Cessation Plan*, Stavanger 2001.

Total E&P Norge AS: *Frigg Field Cessation Plan*, Stavanger 2003.

Stortingsdokumenter

NOU 1993, 25: Avslutning av petroleumsproduksjon - fremtidig disponering av innretninger

Stortingsproposisjon nr 36 (1994-95): Om disponering av innretningane på Nordaust Frigg og sal av statlege eigardelar i Smørbukk og Smørbukk sør: tilråding frå Nærings- og energidepartementet av 31. mars 1995, godkjend i statsråd same dagen.

Stortingsproposisjon nr 50 (1995-96): Olje- og gassvirksomhet, utbygging og drift av Åsgardfeltet samt disponering av innretningene på Odinfeltet.

Stortingsproposisjon nr 8 (1998-99): Utbygging av Huldra, SDØE-deltakelse i Vestprosess, kostnadsutviklingen for Åsgard m.v., og diverse disponeringssaker

Stortingsproposisjon nr. 38 (2003-2004): Disponering av betongunderstellet TCP2 på Frigg-feltet. Tilråding frå Olje- og energidepartementet av 9. januar 2004, godkjend i statsråd same dagen.