

DYP

MAGASINET FRA FORENING FOR FJERNSTYRT UNDERVANNSTEKNOLOGI NR 1 . 2018

8: INSTALLING **HYWIND SCOTLAND**

10: FFU-seminar 2018



22: IMR fartøy + boreriggar = sant?



26: Inspeksjon i ukjent farvann



TRANSFORM YOUR EFFICIENCY, REDUCE YOUR COSTS



Copyright © 2018 Oceaneering International, Inc. All rights reserved.

As your trusted partner, Oceaneering does things differently, creatively, and smarter by pushing boundaries to solve your subsea challenges. The development of the Freedom resident ROV combines our unmatched experience, remote piloting and automated control technology, and Mission Support Centers, to safely and cost-effectively improve efficiency and de-risk operations.

■ Connect with what's next at Oceaneering.com

ENDELIG TID FOR SEMINAR!



DYP

FRA FORENING FOR FJERNSTYRT
UNDERVANNSTEKNOLOGI NR1, 2018**Sekretariat**

Anne M. Mørch
v/Rott regnskap AS
M: 913 89 714
post@ffu.no
Styrets leder
Regina Hermelin,
Rhermelin@technip.com
M: +47 945 04 579

Styremedlemmer

Ørjan Røvik-Larsen, Oceaneering
Marius Milch, Subsea 7
Regina Hermelin, TechnipFMC
Kristian Skoglund Obrestad, Statoil ASA
Knut A. Nilsen, Innova
Alexander Fjeldly,
Baker Hughes a GE Company
Dag Eirik Strømsnes, Aker Solutions
Kristin Frydnes Ek, DeepOcean

Revisorer

Dag Ringen Statoil ASA
Lars Annfinn Ekornsæther NFA

DYP MAGASINET

Redaktør Kristian Skoglund Obrestad,
kobre@statoil.com
M: +47 984 69 440
Prosjektleder Janne Rosenberg
janne.rosenberg@cox.no
Produksjon Cox kommunikasjonsbyrå
Forsidefoto TechnipFMC

Annonser

Du finner all informasjon på
www.ffu.no/annonsering

2017 er over og plutselig var vi i et nytt år. Og en god måte å starte året på er å gå på FFU-seminaret! I år arrangeres seminaret i henhold til tradisjonene siste torsdagen i januar, den 25. på Clarion Hotel Air i Stavanger. Temaet for årets seminar er *Bærekraft?* og vi i styret har jobbet hardt de siste månedene med å få på plass et interessant og variert program. I år er vi fornøyd med å ha en paneldiskusjon som en del av seminaret.

I løpet av høsten hadde styret til FFU et studiebesøk på senter for dyphavsforskning i Bergen. Dette var veldig interessant og inspirerende! Vi er glade for å dele dette med dere på seminaret. Professor Rolf Birger Pedersen ved K.G. Jebsen senter for dyphavsforskning ved Universitetet i Bergen, skal holde en presentasjon på seminaret om utforskning av dyphavene med marine roboter.

På seminaret kommer du også til å få se en demonstrasjon av FFU sitt spesialdesignede oppgavebrett for Lego League. To team med barn og ungdommer kommer

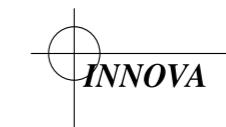
til å utføre oppgaver på brettet i pausene, vår *Subsea Challenge*. Du kan lese mer om seminaret på side 10 i denne utgaven av DYP. Og ikke glem å melde deg på! Du gjør dette på våre nettsider; www.ffu.no.

I denne utgaven av DYP kan du også lese om bærekraft. På side 8 kan du lese om installasjonen av Hywind i Skottland, hvor hver vindturbin veier over 11 000 tonn. Vi har også en artikkel om Hot Tap teknologien, som nå er fullt utviklet og kommersialisert.

Vi i styret er alltid på utkikk etter interessante artikler til DYP. Hvis du har et forslag til en artikkel eller noe du vil skrive, ikke nøl med å kontakte redaktøren.

Vi ses på seminaret!

Regina Hermelin
Leder, FFU



THE SUPERLATIVE EPRS



EPT + WSRT model.



SIT in Singapore - lifting and alignment frames and PFA frame.

EPRS have been designed in various parts of the world, for the oil and gas industry, but this one is by far the most challenging in size, water depth and delivery time. Teams of experts across the world were gathered in order to deliver such system, on time.

By: Cecile Depardon, Subsea 7

Emergency Pipeline Repair Systems (EPRS) consist of a pool of intervention tools, permanent repair equipment and procedures, in order to perform the repair on a pipeline within short time of a damage occurrence. This remote operated EPRS was requested by our Client to cover repair scenarios for all of their existing offshore pipelines. This meant pipelines from 20" up to 44", situated in water depths down to 1350m. i-Tech Services (a division of Subsea 7) was asked to deliver this bespoke system, fully site integrated and tested, within 2 years.

THE REPAIR SCENARIOS

Two different types of repair scenarios were identified, each with different permanent equipment solutions. For repair of smaller damages, a containing clamp is installed on the pipe, containing the potential leakage and



Assembly of WSRT at MT-Solutions.

providing strength integrity for the in-place conditions of the pipe. For repair of larger damages, the damaged section of the pipe is removed and replaced by a straight spool with flanges, bolted to two off Pipe Flange Adaptors (PFA). The PFA are inserted and activated on pipe cut ends. The largest PFA, delivered for a 44" pipe, weights 70Te in air, has a length of 7.6m and max OD of 2.5m. It

is designed to withstand both compression and tension from the pipe. The accuracy for installing such impressive equipment on the 44" pipe is down to the millimetres and was one of the many challenges we were faced with.

EPRS POOL TOOL

Besides the permanent equipment, i-Tech

Services provided a pool of installation and preparation tools. This included frames to lift and align the pipes, the pipeline preparation tools to get the pipe ready to receive the permanent equipment, the alignment and installation tools for the permanent equipment, and the flange installation tools in order to perform the flange connections. A ROV interface skid was also developed, which is the main interface to power and control all the tools from the ROV, via hydraulic multi-way connectors.

Due to the large amount of tools and the short delivery time, the scope of delivery was split into different packages and distributed amongst our different offices, with the most relevant experience. This meant that teams in Aberdeen, Stavanger, Perth (Australia) and Paris shared the workload and ensured good compliance towards all interfaces.

In Norway, a team of 30 persons developed the 4 frames and the pipeline preparation tools. The lifting and alignment frames are designed to lift 120te and align pipes with side loads up to 40te, in combination with seabed slope. The frames weight 77Te in air. Special modular mud mats were designed to cope with the extremely soft soil conditions in parts of the seabed. Modular inserts are used in the frame clamps to adapt to different pipe dimensions. The Pipeline Preparation Tools (PPT) includes a Weld Seam Removal Tool (WSRT) for removal of

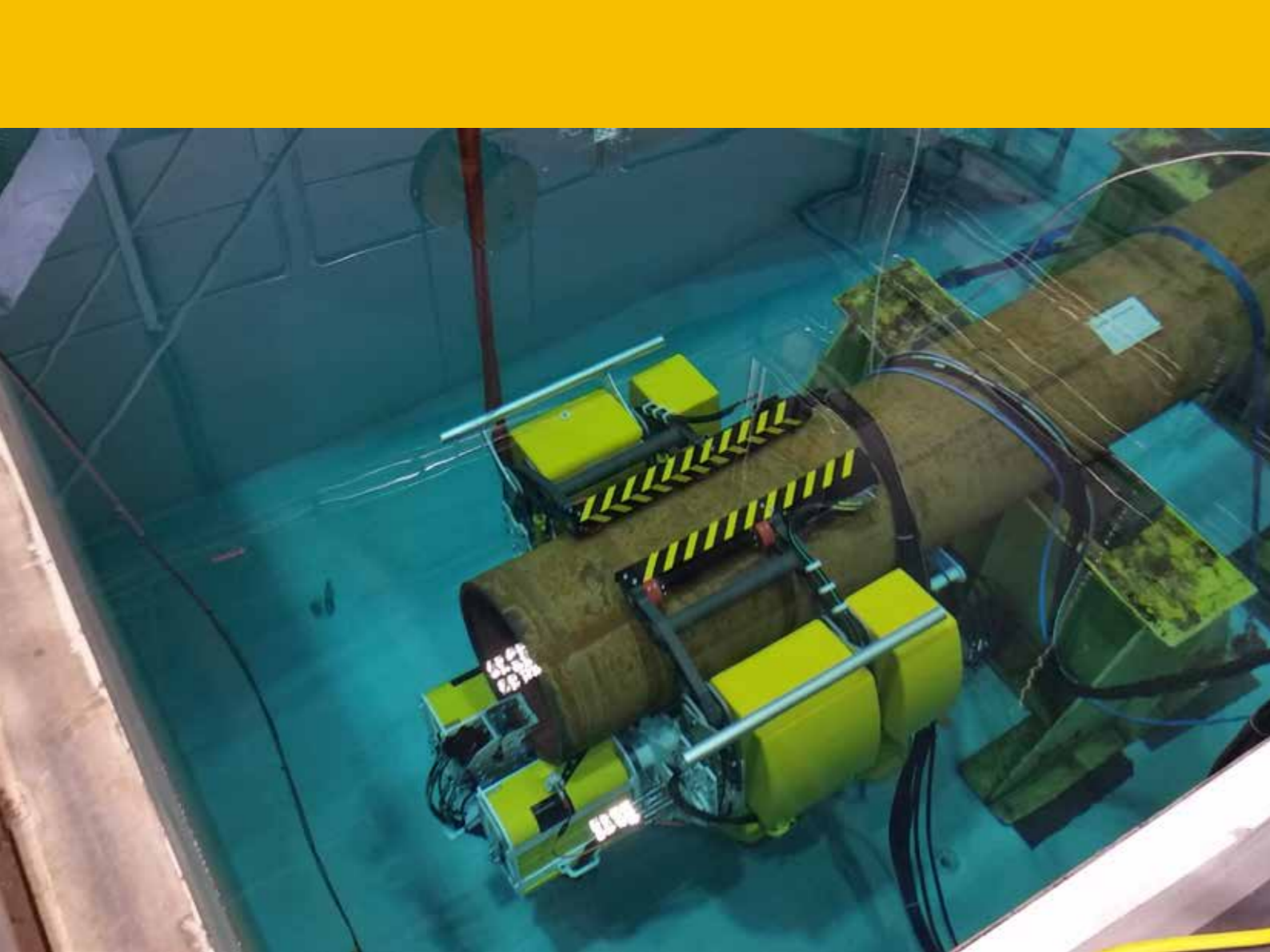
both circumferential and longitudinal weld seams. The tool moves autonomously along the pipe by use of a modular Longitudinal Push-pull Unit (LPU). The WSRT uses the same interface as the LPU for mounting the End Preparation Tool (EPT), required to deburr the pipe ends after the cut, in order to fit the repair connector and allow for pigging of the pipe. Furthermore, the PPT system includes two coating removal tools. One tool is based on high pressure water jetting technology, and removes concrete up to 110mm thickness, as well as 3LPP and asphalt enamel. It can crawl along the pipe and rotate around the

pipe, to access all areas. The other tool is a mechanical coating removal tool, based on a tool previously used on Girasol by i-Tech Services. Equipped with a fit for purpose cutting head, this tool permits removing the 3LPP coating for deeper sections of the pipe. This tool is also driven along the pipe by the same push-pull unit as the WSRT. The same interface ensures common use of the LPU.

In Aberdeen, a similar size team delivered the flange connection tool (remote bolting of the flange), the seal insertion tool, the flange adaptor deployment frame with



EPT - wet test - camera view from the tools.



EPT - wet testing at Depro.

extremely tight installation tolerances and compliance requirements, the ROV interface skid, multi-way connectors, as well as all the HMI (Human Machine Interface), a computer based control system used for controlling the tools via the interface skid. A common approach focus was that all the EPRS tools were to be interfaced to the ROV via a single interface skid and identical hydraulic multi-way connectors. These connectors were developed by i-Tech 7 in Aberdeen, based on a previous design, and ensured a standard interface for powering and operating the tools, across the project.

CONCLUSION

- Many challenges were met during the execution of this project:
- Adapting tools for 20" to 44" pipe size while keeping number of configuration changes to the minimum.
 - Developing tools for 1350m depth while keeping low operation times.
 - Working within teams with 8 hrs time zone difference and still keeping an integrated and well interfaced system, etc... you name it.

The key to success was to use existing multidisciplinary expertise within our company worldwide and to develop most of the tooling within the company, using experienced people and know how in remote intervention tooling and repair systems. This allowed us to stay in control, and ensure an effective management, of the various interfaces, and not to forget ensuring an open flow of information within the team.

Tight and effective communication and team effort was crucial in order to meet Client expectations when working in teams situated across different time zones, Norway, France, UK, Australia and even Singapore for the site integration tests.

This could be defined as an ultimate i-Tech Services team effort and a true example of what we can achieve when we gather the «brains» and work towards a common goal.



Lifting frame SIT.

ARGUS Remote Systems as ARGUS Products

Work Class ROV 's




OBS Class ROV 's





Custom Designs




ROV Parts















www.argus-rs.no

INSTALLING HYWIND SCOTLAND



Preparing for towing in sunset.



Solid Ballasting.



Monitoring pull in of anchor chain.

FACT SHEET:

Location:
Buchan deep, Scotland
Weight of each turbine:
11 500 Te
Rotor Diameter: 154 m
Operational draught: 78 m
Output: 6 MW each
Suction anchor weight: 115 Te
Chain dimension: 147 mm

Close to midnight on the 18th of July 2017 an unusual sight could be seen in the fjord outside Stord. A massive wind turbine, weighing over 11 000 tons, gently started moving west, towards the North Sea.

By: Vegard Nedrevåg
– Project Engineering
Manager, Hywind Scotland
Pilot Park, TechnipFMC
Photos: TechnipFMC

The tow out of the first of the 5 wind turbines in the Hywind Scotland Pilot Park caught the attention of media from around the world, but for TechnipFMC the project had started over a year earlier. TechnipFMC was contracted by Statoil to carry out marine operations for the Hywind Scotland project. Engineering started in the Lysaker office in the spring of 2016.

Operations were ready to commence in late February. First out was tower transport from Bilbao to Stord. After three trips with the heavy lift vessel Traveller the tower sections were safely at place at Statoil's onshore assembly site at Stord.

The second scope to kick off was suction anchor installation, starting on April 20. During a two-week period 15 large suction anchors were installed. TechnipFMC used our newest vessel, the Deep Explorer to perform the work. During the engineering-period it was identified that very low sea state limitation would become a problem for the installation schedule. To mitigate this, the crane on the vessel was upgraded to include splash zone mode, which was successfully used. Suction anchor installation was therefore able to proceed in sea states well above 2 m, and the campaign was completed by early May.

Meanwhile, in Ferrol, Spain, the 5 substructures that would eventually provide the floating foundation for the wind turbines were awaiting loadout. These weigh 3600 Te each. The vessel chosen to do the job was OHT's Albatross. The substructures were to be rolled onboard in Spain, and floated off at Stord by submerging the vessel deck. Very careful calculations were required to ensure correct ballasting during loading, as well as structural integrity of the substructure. Two substructures could be carried on deck simultaneously, and three trips were hence required to complete the transport. Loading, transport and offloading were completed without incidents, and by first half of June all substructures were in place at Stord.

At Stord, the substructures were taken over by tugs, and towed to a position in the fjord for upending. About 7500 Te of water was pumped into each substructure to raise them to a vertical position, and bring the draught down to their design draught of about 75 m. During this operation, the mooring chain bridles that would eventually comprise the upper part of the offshore mooring system were also installed.

Immediately after upending each substructure was taken to a floating quay that had been prepared in advance by TechnipFMC. The floating quay consisted



Suction anchor installation.

of three standard North Sea barges moored in the fjord, fitted with mooring stations, winches, cranes and other facilities. The floating quay was to be home to the next part of the operation; solid ballasting of the substructures.

During solid ballasting of the substructures over 5000 Te of iron ore was installed in each of the substructures to provide stability. After this, preparations were started for mating of the substructures with the wind turbine itself.

The mating heavy lift operation was carried out by the heavy lift vessel Saipem 7000 and was not a part of TechnipFMC's scope. Immediately after mating the now fully assembled floating wind turbines were returned to TechnipFMC at the floating quay for final commissioning.

Towing of the first turbine started mid-July, and the tow to Scotland took about 5 days per turbine. Two towing spreads were employed to shorten the overall operation time. At the field the towing vessels were met by the hook up vessel Normand Prosper. The Normand Prosper also provided all offshore ROV support during the project.

Before each wind turbine hook-up, the Normand Prosper pre-laid the three heavy

mooring chains. Careful consideration was required to cut each mooring chain exactly to the right length to ensure correct position and mooring tension.

The hook up of the wind turbines to the mooring system offshore proved very complex, and had high focus in the engineering team. The first two anchor lines could be connected on deck, but the third line had to be pulled in to a chain stopper that was positioned on the subsea substructure. The pull-in required ROV intervention on the substructure while at the same time providing high pulling tension. For this, two vessels were required. As expected the operation proved very complex, but was successfully completed for all 5 turbines by mid-August.

The Hywind Scotland Pilot Park project has been challenging, with several technical problems to solve. With a changing schedule and a high number of vessels involved, scheduling and coordination has also been a demanding task. Nonetheless, the TechnipFMC engineering team has taken great pride in being a part of the Hywind Scotland project, and hope to look back at the project, not as a unique challenge but as the start of a floating wind industry.



Tema for årets FFU-seminar er bærekraft, og hvordan undervannsbransjen kan tilpasse seg dette.



FFU-seminaret er en viktig plattform for nettverksbygging. Foto: Janne Vibeke Rosenberg

FFU-SEMINAR MED FOKUS PÅ BÆREKRAFT

25. januar går FFU-seminaret av stabelen for 23. gang. Årets tema «Bærekraft?» vil by på mange spennende og lærerike foredrag, og ikke minst en paneldebatt fra noen av de større aktørene i bransjen.

Tekst: Janne Vibeke Rosenberg

– Vi i styret er veldig stolte av årets program, som byr på mange interessante foredrag fra både operatører og underleverandører. Vi får blant annet høre om OMV sine planer for Wisting oppe i nord, og seminardeltakerne vil få et innblikk i ny teknologi innen blant annet inspeksjon og digitalisering av ROV-operasjoner, sier FFU-leder Regina Hermelin. Hun trekker også fram foredraget til Professor Rolf Birger Pedersen, senterleder ved K.G. Jøbsen-senteret for dyphavsforskning ved Universitetet i Bergen, som vil fortelle om utforskning av dyphavene med marine roboter.

BÆREKRAFTIG TILPASNING OG UTVIKLING

Årets seminar arrangeres på Clarion Hotel Air, Sola, og temaet er «Bærekraft?».

– Bærekraft er et vidt og interessant tema, og det er derfor vi har satt et spørsmål tegn

bak ordet som tema for seminaret. Det virker som de verste nedgangstidene er over i subseabransjen, og vi ser at mange av våre medlemmer har brukt tiden til å utvikle mer bærekraftig teknologi som vi kan ta med oss videre. Vi i styret ser også på bærekraft som et tema med flere innfallsvinkler, da det både er interessant å se på hvordan bransjen har utviklet seg til å levere mer økonomisk bærekraftige løsninger, men også hvordan vi tilpasser oss i en verden som etterspør miljømessig bærekraftighet og utvikling, sier Hermelin.

PANELDEBATT

I år kan seminardeltakerne også glede seg til noe helt nytt på programmet, nemlig en paneldebatt. Representanter fra noen av de store aktørene i bransjen skal diskutere temaet «En økonomisk bærekraftig subseabransje i et miljømessig bærekraftig energimarked», under ledelse av konferansier Arnfinn Nergaard.

– Temaet er komplisert og sammensatt. Subseabransjen er i hovedsak relatert til olje- og gassproduksjon, som i mange sammenhenger blir sett på som versting i bærekraftsammenheng. For det første er petroleumsproduksjonen ikke reversibel prosess. For det andre er markedet styrt av tilbud og etterspørsel med svært svingende oljepris, noe som umuliggjør langsiktig planlegging. Mulighet for langsiktig

planlegging er ansett som en forutsetning for bærekraftig utvikling, sier Nergaard. I panelet sitter representanter fra oljeselskap, utstyrs- og tjenesteleverandører. – FFU er på mange måter leverandørenes arena. Panelet er satt sammen på denne måten for å få belyst leverandørenes mulighet til å bidra til bærekraftige prosesser, og samtidig gi mulighet for leverandørene til å fremme eventuelle krav og ønsker for å oppnå en slik effekt, sier han.

Nergaard håper at paneldebatten kan avklare grenseoppgangen mellom det man kan kontrollere og det som er utenfor vår kontroll. – Jeg håper også at vi kan få til en diskusjon mellom oljeselskapsrepresentanten og leverandørene om hvilke insentiver som kan være aktuelle for å oppnå bærekraftige utstyrsleveranser og bærekraftig installasjon, drift og vedlikehold, sier han.

VIKTIG MØTEPlass

Som vanlig er nettverksbygging og sosialt samvær en viktig del av FFU-seminaret. I tillegg til lunsjpausen, vil det være to lengre pauser på rundt 45 minutter hver. Dette for at det skal være rikelig med tid til både kaffedrys og besøk på utstillingsstandene. Som alltid kan FFU-seminaret by på et flott standområde med mange spennende utstillere.

Deep·C®

We'll find a way or make a way

www.deepcgroup.com

24/ 7 Duty phone:
+47 035 05 (Norway)
+47 71 58 32 28 (International)

mail@deepcgroup.com



www.deepcgroup.com

Seabed Intervention

Subsea Utility Vehicle
Mass Flow Excavation
Dredging & Excavation
Trenching
Subsea Cutting & Jetting

Engineering

Remote Intervention
Sediment Engineering
Simulation and Visualization
Fabrication

subsea 7

CREATING VALUE

through innovation and technology

**Developing and implementing
game changing solutions, unlocking
cost savings and efficiency gains**



MEYER & CO 1407

**LEARN MORE
AT SUBSEA7.COM**



Innovating together

In times of change, we must change as well, to challenge the existing practices of the energy industry and to push it forward.

Bringing together two leaders with complementary expertise, solutions and ways of working, TechnipFMC will lead this transformation.

Discover more about how we're enhancing the performance of the world's energy industry.

TechnipFMC.com





WIRESLINGS PÅ DYPT VANN

fra 2 til 128mm ved bedriftens fasiliteter i Stavanger, og med den nye wirepressen på plass blir selv de største løftearrangement satt sammen og klargjort for levering på rekordtid.

TETT SAMARBEID MED TALURIT AB

Da avgjørelsen ble tatt om å investere i ny wirepresse, ble det også innledet et prosjektsamarbeid med Talurit i Sverige, som er produsenten av låsesystemene. Prosjektet omhandlet utvikling av utstyr og karbonstål-låser som kunne brukes sammen med den nye pressen, og som gjorde det mulig å bruke denne type låser helt opp til 90mm wirediameter. Å få frem et produkt som kunne erstatte tradisjonell flamsk låsing på de større dimensjonene, ville gi betydelige kutt i produksjonskostnader på wireslings til subseabransjen. Samtidig ville en redusere leveringstid, og faren for belastningskader under produksjon betraktelig. Etter et år med utvikling og testing er i dag karbonstål-låsene tilgjengelige på markedet. Låsene er validert i henhold til norsk standard, og tester viser at de nye låsene ikke står tilbake på noe i forhold til den gamle metoden. Hendrik Veder Group Norway AS er per dags dato eneste selskap på verdensbasis som er rigget til produksjon av wirestroppe med karbonstål-lås helt opp til 90mm.

– Med de justeringer som er gjort for å tilpasse oss dagens marked, samt kunnskapen de ansatte besitter, ser jeg positivt på fremtiden. Vi ser at aktiviteten øker og vi vet hva som forventes av oss som leverandør i et krevende marked, avslutter Espen Sørbø.

Ved bruk av wirestroppe subsea er det anbefalt å bruke stål-lås fremfor aluminium grunnet korrosjon. En aluminiumslås vil under vann fungere som en anode og etter hvert tære bort. Hendrik Veder Group Norway er spesialister på dette feltet, og har i en årrekke vært kjent for sin evne til å levere skreddersøm innen løft, spesielt rettet mot subseabransjen.

Tidligere var det vanlig å utføre flamsk låsing på wiresling som hadde behov for stål-lås. Det vil si at det blir utført en håndspileis på wire for å danne en løkke i enden på stroppen, nesten på lik linje som fortøyningstau til en båt. Når spleisen er utført ville en stålhylse bli presset over for å beskytte sammenkoblingen. Ved flamsk låsing vil selve spleisen holde rundt 80% av bruddstyrken på wire og stålhylsen resterende. Flamsk låsing er en fysisk og tidskrevende metode hvor det er lett å pådra seg skader om du ikke besitter god nok kunnskap rundt utførelsen, det er derfor svært få norske selskaper som i dag utfører dette arbeidet. Største del av denne type stroppe blir produsert i, og importert fra Nederland.

PRESSLÅS

Mindre dimensjoner av presslåser i karbonstål har vært på markedet siden 2012. Disse kan brukes som erstatning for den tradisjonelle flamske låsingen og gir en langt mer effektiv låseoperasjon som holder produksjonskostnadene nede.

– Å lage et øye (løkke) med flamsklåsing i høy wirediameter krever tid, og involvering av 4-5 operatører på det meste. Samtidig er det flere risikoer forbundet med arbeidet. Til sammenligning vil det kun kreve 1 operatør assistert av en hydraulisk robotarm å lage samme øye med presslås. Øyet kan formes og låses på få minutter, sier Thorbjørn Gundersen, teknisk sjef hos HVG.

TØFFE ÅR

Nederlandske Hendrik Veder Group overtok et selskap med store utfordringer når de valgte å gå inn i Norge i 2014. Den norske bedriften hadde gått gjennom flere faser med flere eierskifter, endringer av navn, samt store utskiftninger i personell. Alt dette hadde påvirket bedriften negativt. Det fantes få spor igjen fra toppåret 2008, som for øvrig var det året Myhre-maritime AS ble solgt og utfordringene for bedriften begynte. Myhre-Maritime AS er trolig det mest kjente tidligere navnet på bedriften som i dag heter Hendrik Veder Group Norway AS. Da nåværende eier tok over driften i

2014 var både stab og omsetning mer enn halvert, bedriftens resultater viste røde tall og utfordringene sto nærmest i kø. Hendrik Veder Group klarte å stoppe den negative trenden relatert til omsetning, men grunnet nedturen i offshoremarkedet har positive resultater latt vente på seg. Hendrik Veder Group har allikevel hatt troen på at ting vil snu, og har gjort strategiske investeringer i Norge for å være forberedt når pilene igjen begynner å peke oppover.

KLAR FOR NYE UTFORDRINGER

I 2015 ble det besluttet at det skulle investeres i ny wirepresse, og i 2016 ble den installert. I dag kan Hendrik Veder Group Norway skilte med den største serieproduserte wirepressen i verden, og den desidert største på norsk jord med presskapasitet på hele 4200 tonn.

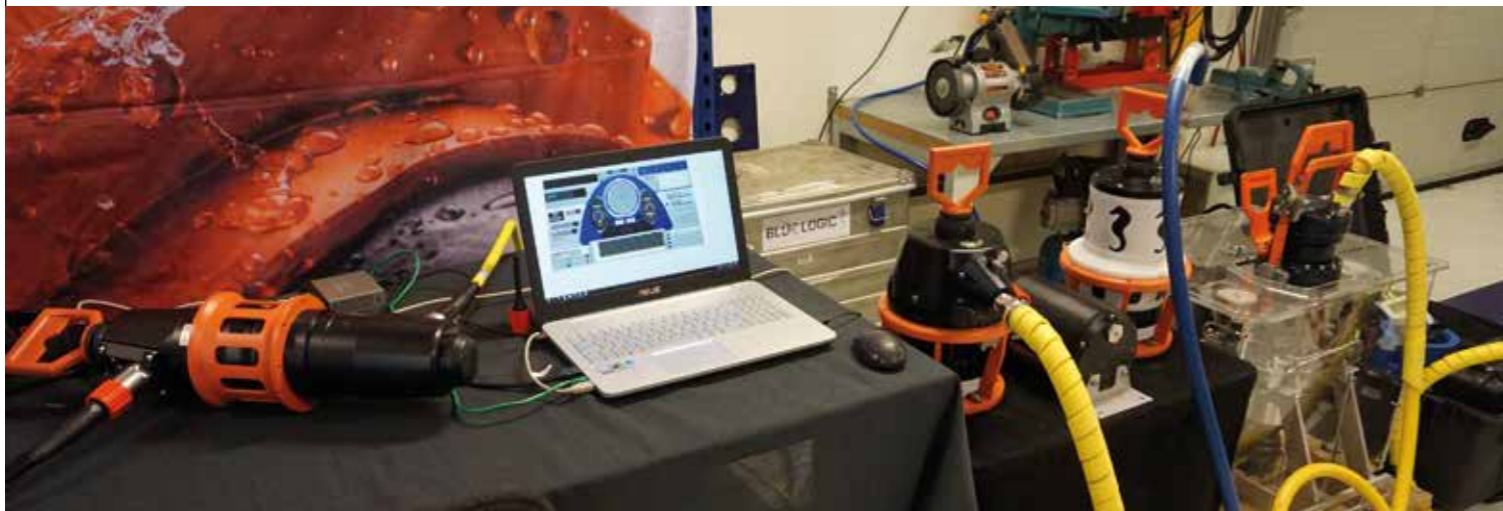
– Dette gir oss muligheten til å låse wirestroppe helt opp til 152mm, noe som gjør oss unike i norsk sammenheng, sier Espen Sørbø, salgssjef hos HVG.

I dag blir det lagerført wiredimensjoner



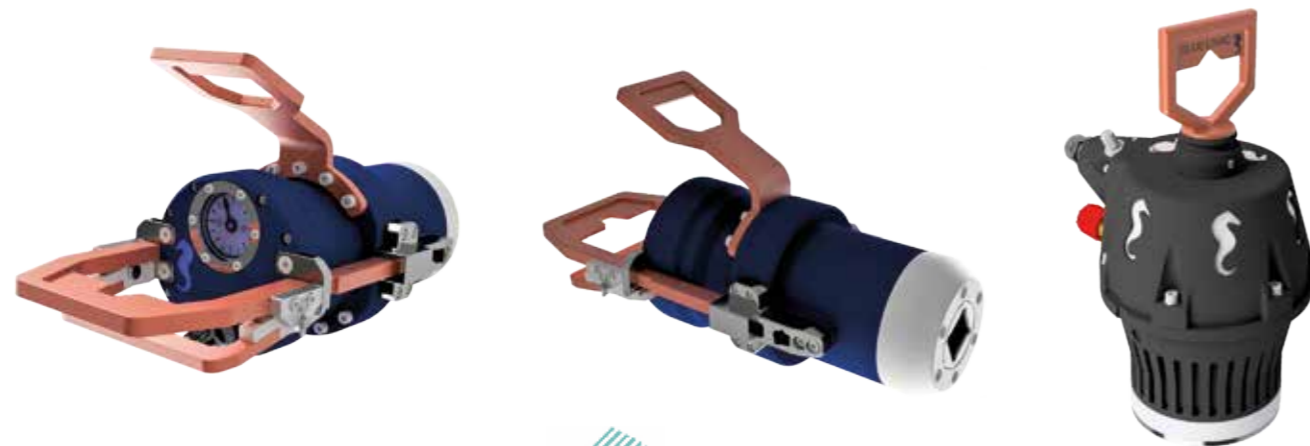
Låsing av karbonstål-lås på 90mm wire ved HVG sine produksjonsfasiliteter i Stavanger.

ELEKTRISK REVOLUSJON



BLUE LOGIC har produsert og levert induktive koblere som har vært i bruk siden 2006. Først 150W, så 250W og nå en 2kW fullsertifisert enhet. Alle kapable til å levere strøm, RS232/485 og høyhastighets Ethernet. Den induktive teknologien gjør at det er absolutt ingen fare for kortslutning ved kobling, de er og helt sikre å bruke for dykkere da det ikke er galvanisk kontakt med sjø eller hus. All overføring av strøm og kommunikasjon foregår trådløst.

Ved å montere koblerne som «stikkontakter» på undersjøiske strukturer og ROVer kan en koble på forskjellig type utstyr uten å tenke på pinne konfigurering, spenning, eller type kommunikasjon. En ROV kan enkelt bytte mellom flere forskjellige verktøy på egen hånd da en oppkobling tar under 1 min. Induktive koblere er helt naturlig å bruke sammen med AUVer, dette er en trend som ikke ser ut til å stoppe. En AUV vil kunne ta seg rundt på feltet og koble seg på for ladning og datautveksling, eller plukke opp en navlestrengs kabel for direkte kontroll.



BLUE LOGIC
www.bluelogic.no



Plug and Play

Stay ahead of the Curve

with SmartPlug® Technology from TDW.

State-of-the-art pressure isolation technology for onshore and offshore pipeline maintenance and repair applications.

Easy, safe launching with bi-directional functionality.

Real-time pressure monitoring.

Piggable, tetherless and remotely controlled with reliable accuracy.



TDW Tapping Technology



STOPPLE® Train Plugging Technology



Multiple Dataset (MDS) Technology

Call your area representative to learn more about SmartPlug® isolation technology.

OFFSHORE SERVICES: +47 5144 3240
NORTH & SOUTH AMERICA: +1 918 447 5000
EUROPE/AFRICA/MIDDLE EAST: +32 67 28 3611
ASIA PACIFIC: +65 6364 8520

TDWilliamson.com



FFU Seminar 2018
Come see us: Stand #13



T.D. Williamson

HOT TAP TEKNOLOGIEN ER NÅ FULLT UT INDUSTRIALISERT

Statoil har sammen med operatøren av rørledningen - Gassco, gjennomført en vellykket hot tap operasjon på Zeepipe IIA. Operasjonen ble gjennomført i mai- juni, og er en del av Statoil sin Gina Krog feltutbygging. Hot Tap teknologi muliggjør en tilkobling av et nytt grenrør på en eksisterende rørledning uten at produksjonen stenges ned.

Tekst: Bjørn Bakkevig Project Leder Zeepipe IIA & Johan Sverdrup hot tap, Statoil

Statoil har siden 1980-tallet jobbet med utvikling av subsea hot tap teknologi. De første hot tap operasjonene ble gjennomført med assistanse fra dykkere, men etter hvert ble teknologien videreutviklet til fjernstyrt og for større vandyp. I 2012 gjennomførte Statoil sin første hot tap med ettermonterte T-klammer på Åsgard, noe som muliggjør å etablere et nytt tilkoblingspunkt på det mest optimale stedet på en rørledning, uten at rørledningen er forberedt for dette på forhånd. På Åsgard ble operasjonen utført på en 20" rørledning. På Zeepipe IIA har Statoil nå videreutviklet teknologien til anvendelse på en 40" rørledning. Med dette er det siste steget i utviklingen av fjernstyrt ettermontert hot tap teknologi fullført og Statoil anser teknologien som fullt ut industrialisert.



Coupon from Zeepipe IIA in hot tap cutter.

Bakgrunnen for prosjektet var å hente injeksjonsgass til Gina Krog feltet. Denne injeksjonsgassen benyttes for å løfte oljen

fra Gina Krog. Zeepipe transportsystem eksporterer naturgass til mottaksterminalen i Zeebrugge Belgia.

System Integration Testing (SIT) og mobilisering ble gjort på Killingøy.

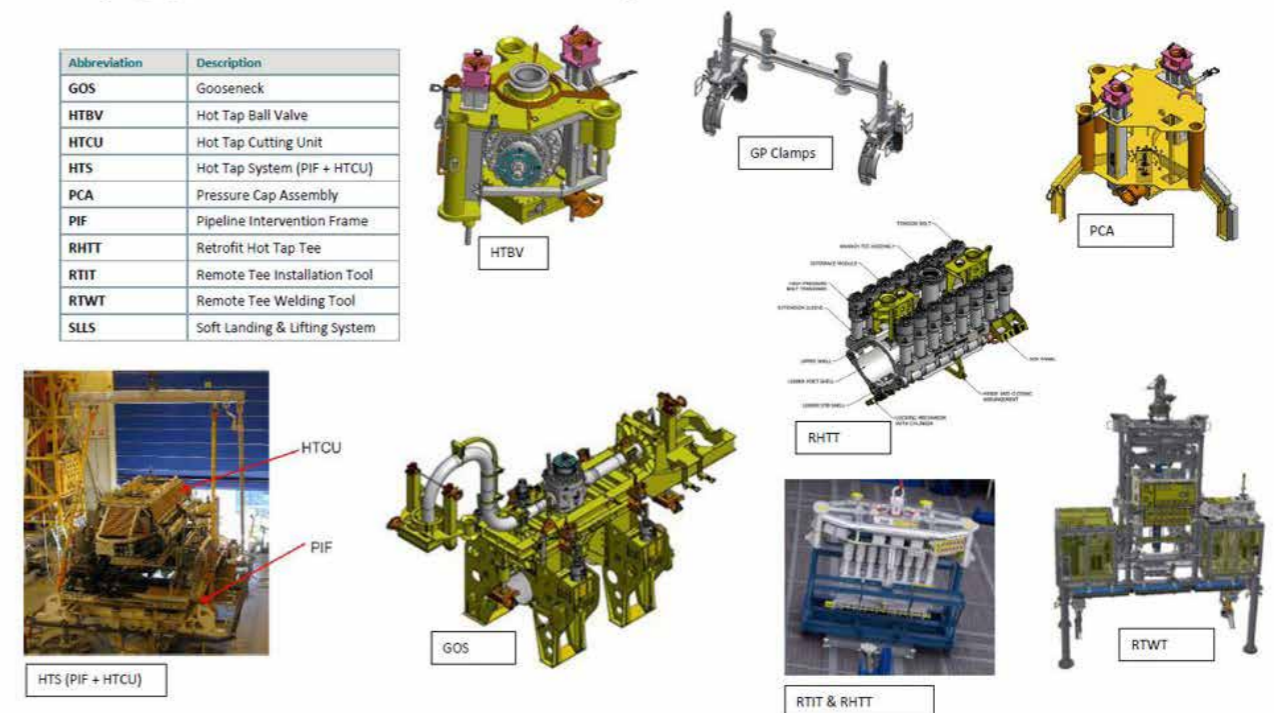
IKM Ocean Design har bygget og levert permanent utstyr. Offshore-operasjoner ble utført av DeepOcean gjennom rammeavtaler med Statoil, hvor fartøyene Edda Fauna og Normand Ocean ble benyttet. Statoil sitt hot tap verktøy har også blitt forenklet og tilpasset håndtering i moonpool. Dette gjøres ved hjelp av hiv-kompensert modulhåndteringstårn som en del av forberedelsene til Zeepipe IIA hot tap operasjonen. Statoil jobber nå også med forberedelsene for en ny operasjon i 2018, hvor gassrørledningen fra Johan Sverdrup vil kobles til Statpipe ved hjelp av en hot tap operasjon.

Animasjon av hot tap operasjon Gina Krog finnes også på Statoil sin YouTube-kanal: <https://www.youtube.com/watch?v=h2RjS9XTrrM>



«Byggeklosser Hot Tap»

Abbreviation	Description
GOS	Gooseneck
HTBV	Hot Tap Ball Valve
HTCU	Hot Tap Cutting Unit
HTS	Hot Tap System (PIF + HTCU)
PCA	Pressure Cap Assembly
PIF	Pipeline Intervention Frame
RHIT	Retrofit Hot Tap Tee
RTIT	Remote Tee Installation Tool
RTWT	Remote Tee Welding Tool
SLLS	Soft Landing & Lifting System



Statoil and PRS JV team onboard Normand Ocean.



Retrofit tee and installation tool in moonpool of Normand Ocean.

WORLD-CLASS SUBSEA SOLUTIONS

////// FROM NORWAY



GCE Subsea is an industry driven initiative for strengthening and internationalisation of businesses, research and education. We represent the world's most complete cluster for subsea life-of-field solutions.

Our goal is to increase the cluster's competitiveness and global market share, and take a leading position in sustainable utilisation of ocean resources.

GCE Subsea is supported by Innovation Norway, the Industrial Development Corporation of Norway and the Research Council of Norway.

////// www.gcesubsea.no



ADVANCED SUBSEA INSPECTION

At FORCE Technology, we combine our core strength within integrity management, material technology and engineering design in order to create solutions that not only inspect with a level of accuracy that meets or exceeds the market standard, but that can also be tailored to solve almost any challenge. Considering the risks and implications of flaws going undetected, it is essential that you feel confident in the inspection solutions provided to you.

- › **We offer customised solutions**
- › **We inspect complex geometries**
- › **We use proven modular-based technology**
- › **We have a broad field of experience with challenging subsea inspection**
- › **We are a global operator with subsea experience from Europe, Americas, Africa, Asia and Australia**



Lateral

We've Moved!
Bedriftsveien 20, 4313 Sandnes

FlexiClean Axial
The latest addition to the FlexiClean family.

www.Lateral.no

Pipe and pipeline inspection:

- Corrosion scanning & mapping
- Thickness readings
- Lamination detection
- Ovality measurements
- Weld inspection, ToFD
- Crack detection

Structural inspection:

- Crack detection
- Corrosion scanning & mapping
- FMD (flooded member detection)
- Weld inspection, ToFD



IMR FARTØY + BORERIGGAR = SANT?

Det heile starta med ein idé frå Troll brønn og boring. Er det mogleg å koordinere IMR sine operasjonar med brønn og boring sine? Klarar me å trekke ventiltre på datokritiske tidspunkt når begge organisasjonar har planar som forskyv seg uavhengig av kvarandre? Kan me gjere dette utan å bruke tradisjonelle WOCS system med tilhøyrande navlestreng?

Dette var spørsmål som vart løfta når ein såg på korleis boreaktivitetar kunne verta gjort på ein smartare måte. Det tok ikkje lang tid før alle var einige om at dette kan me få til. Sidan november 2016 har Seven Viking trekt 7 og installert 4 ventiltre på Troll feltet. Dette har blitt gjort i tett samarbeid mellom Subsea7, Statoil Boring og Brønn, Aker Solutions, Oceaneering & Statoil IMR. Installasjonskampanjen for 4 ventiltre blei gjennomført på under 4 dagar ute på feltet. Dette er ein ny rekord for denne type operasjonar.

Heile prosjektet har vore ein tankevekkjar for dei involverte. Vanlegvis installerer og trekker boreriggen ventiltrea sjølve – då det er vanleg å fortsette med kompletteringa på same lokasjon når nye brønner er bora eller plugga. I staden for går riggen no vidare



ROV Powerskid påmontert ROV.

til neste lokasjon med BOP hengjande 20 – 30m over havbotn. Fartøyet kjem inn og installerer ventiltre mens riggen borar på ein anna lokasjon. Når fartøyet har satt ned utstyret og testa det, så kjem riggen tilbake for å fortsetja jobben og starta produksjonen. Denne symbiosen mellom fartøy og rigg trur undertekna at det vil kome meir av i framtida. Spesielt på felt der det er mykje riggaktivitet. Eit anna aspekt er at kostnadsnivået blir vesentleg redusert for denne type operasjonar samstundes som ein får nytta boreriggen til meir verdiskapande aktivitetar.

KORLEIS BLIR OPERASJONANE GJENNOMFØRT?

Suksessen til desse operasjonane kan delast opp i fleire bolkar:

FORENKLING AV OPERASJONEN VED BRUK AV FARTØY

Ein borerigg har eit guidesystem som er laga for å køyre BOP, og installasjonsutstyret må tilpassast dette systemet. Det er mange forskjellige variantar av guidesystem, som igjen medfører mykje arbeid i fabrikkasjon og ingeniørtimar for å tilpassa for kvar rigg. Når ein no brukar fartøy, så er guidesystemet her laga for å kunne køyre dei fleste modular utan store tilpassingar.

FARTØY

Seven Viking, som er brukt til operasjonane, er skreddarsydd til denne type operasjonar. Løftekapasiteten og guidesystemet gjer det særskilt fleksibelt til tunge moduloperasjonar. Gjennomtenkte løysingar på dekk og eit erfarent mannskap gjer ein god flyt i operasjonen.

TEKNOLOGI

Statoil har i samarbeid med Oceaneering utarbeidd eit hydraulisk pumpe skid som er skreddarsydd for ventiltre operasjonar som har fått namnet «powerskid». Powerskiddet inneheld 2 oljetypar, brayco og oceanic, for å kunne gjennomføre alle nødvendige operasjonar på denne typen ventiltre under trekking og installering. Kommunikasjon går gjennom fiber i ROV navlestrengen opp til operasjonsrommet der alle funksjonane blir køyrt via ein bærbar PC.

MODIFISERINGAR

Ei enkel modifisering har vorte gjort på TRT – Tree Running Tool for å kunne koble opp hydraulikken til det nye pumpe skiddet som er utvikla. Dette består av eit lite ROV panel med 3 stk blue logic hot stab receptical som er kobla til hydraulikk kabelen som går ned til ventiltreet frå TRT.

SAMARBEID

Utan det tette og gode samarbeidet mellom Statoil, Subsea7, Aker Solutions & Oceaneering hadde dette prosjektet raskt blitt tidkrevjande og utfordrande å gjennomføre. Alle paratar har vore løysingsorienterte og utfordringar blei løyst raskt og effektivt.

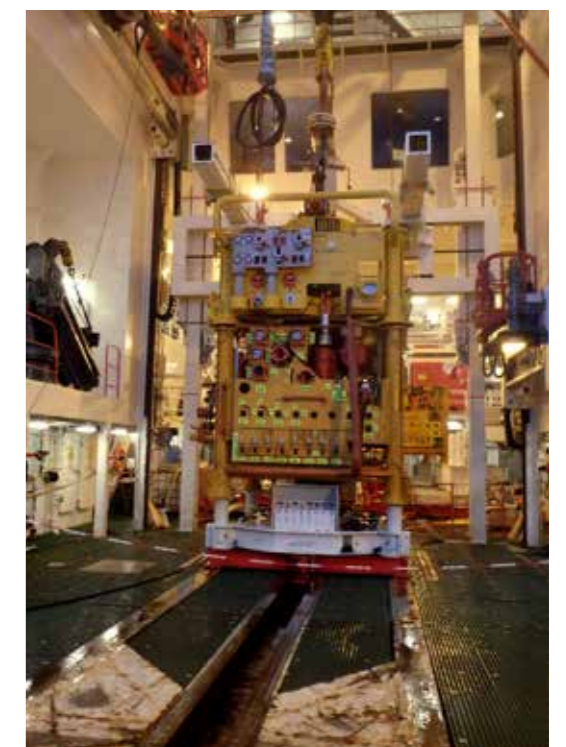
AVSLUTNINGSVIS

Det å sette eller trekke ventiltre er i seg sjølv ikkje revolusjonerande, men kombinasjonen mellom gamal og ny teknologi i lag med kostnadsreduksjonen gjer at dette blir lagt merke til. Dette opnar og for vidare arbeid med å overføre oppgåver frå borerigg til fartøy.

Det er ei spanande tid me går i møte med større fokus på smarte og enkle løysingar i kombinasjon med digitalisering.



Ventiltre på veg opp til dekk.



Ventiltre med TRT landa på dekk.



*Full range of products for the ROV and underwater industry.
Exceptional solutions for harsh environments worldwide.*

WWW.INNOVA.NO

Dirty Work Pack Capacity Calculator

Please check out our DWP calculator at:
www.nexum.no

Nexum Engineering performs engineering projects for customers and delivers products for rental and sale related to the offshore market.

The target projects are **turnkey** projects that involve **engineering, fabrication, assembling and testing** within the areas of:

- Marine operations
- Subsea tooling
- Hydraulic systems



post@nexum.no

nexus
engineering as

norwegian
offshore
rental **nor**



Products you can count on.

With 100s of products available to rent, you'll always find what you're looking for. And with our practical location in Haugesund, right in the middle of Stavanger and Bergen, what you're looking for is never far away. For more information give us a call on +47 47 47 52 30 email post@offshorerental.no or visit offshorerental.no



Norne FPSO inspeksjon 2016.

Etter tre år med utvikling har NorHull-teknologien nå gjennomført sine første prosjekter, med størst mulig geografisk spredning.

Tekst og foto: Morten Urrang

Etter flere år med utvikling som man kunne lese om i DYP nr. 3 -2016, ble fjoråret første virkelig driftsår for NorHull-farkosten. NorHull-teknologien baserer seg på en farkost med permanent magnetisk kraft mot skroget av en installasjon eller et fartøy, samt elektronikk, hydraulikk og telemetri som en arbeids- ROV. Alt satt sammen i en farkost designet for minst mulig motstand i vann med hensikt å best mulig kunne operere i den krevende skvalpesonen.

De magnetiske fremdriftsmodulene er skalerbare og modulbaserte, og kan brukes i forskjellige oppsett og konfigurasjoner. Den første kommersielle farkosten «Crawler02» har en teoretisk holdekraft på 9,6 tonn og effektiv holdekraft på 3,2 tonn mot skrog med et normalt overflatebeskyttelsessystem. Vekten av selve farkosten er ca 600kg. Farkosten kan utstyret med forskjellige verktøy som eksempelvis manipulator-arm (Schilling Orion eller elektriske alternativer

som ECA), NDT- sensorer, rengjøringsutstyr eller spesial-verktøy.

Første offshoreoperasjon ble utført høsten 2016 ombord på Norne FPSO for Statoil som oppdragsgiver. Utstyret ble midlertidig installert på et av lastedekkene og farkosten løftet ut med kranen ombord. Systemet med kontrollkontainer, kontrollkabelvinsj og slepering er laget for å kunne stå i ATEX Zone 02, som ofte blir en nødvendighet når utstyret opereres direkte fra installasjonen som på Norne. Formålet var å gjøre kamerainspeksjon av skutesiden og rengjøring av enkelte områder man på forhånd hadde kartlagt. Under operasjonen manøvrerte farkosten langs hele babord skuteside på Norne samt passerte hindringer som fotmerket og sveiser uten problem. Rengjøringen ble gjennomført med bruk av børste og høytrykksspyling som fungerte tilfredsstillende på den marine begroingen, selv om rengjøring alltid er en spennende faktor. Farkosten ble manøvrert

fra dekkslinjen og helt ned til kanten mot flatbunnen. Operasjonen var planlagt med 12-timers dagskift, og om natten ble farkosten derfor «parkert» på skutesiden; rygget opp til et fortøyningsklyss og sikret. En hendig løsning for å spare rigging og behov for kran under operasjonen.

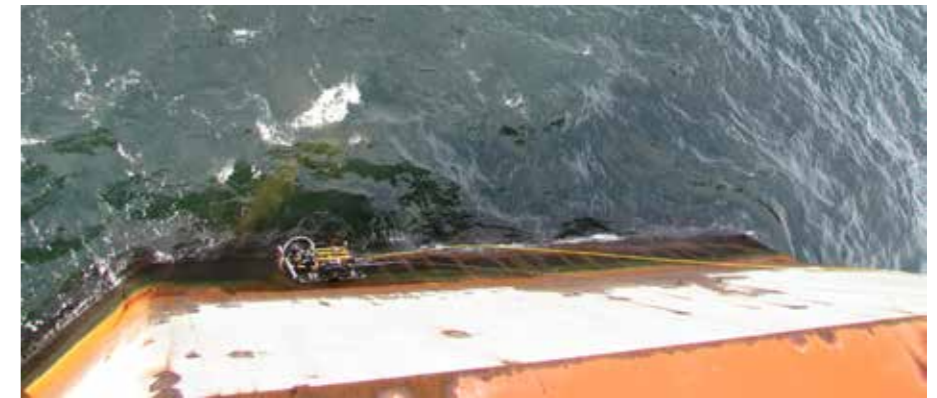
Høsten 2016 vant selskapet også sin andre jobb for Crawler02-farkosten, denne gang med Sakhalin Energy, et russisk oljeselskap med aktivitet på Sakhalin som er Russlands største øy, plassert i den nordlige delen av Stillehavet. Oppdraget gikk ut på å inspisere skroget på en plattform lokalisert i Okhotskhavet. Havet fryser om vinteren, og plattformen er utstyrt med 32mm skrogplater og i tillegg isbeskyttelse. Store deler av isbeskyttelsen er skadet av isen, og det var derfor behov for å måle skrogplatene for å ha kontroll på gjenværende tykkelse. Målingene skulle foregå fra +1,5m til -1,5m fra vannlinjen. At oppdrag nummer to for et relativt nytt utstyr skulle skjer 6800 km

Fullført UT inspeksjon. Plattformen har ingen overflatebehandling.

hjemmefra og med et russisk tollregime man hadde hørt gjetord om var gjerne ikke en ønskesituasjon, men så er det ikke alt man kan ønske seg heller når man utvikler nytt utstyr.

Selve inspeksjonen foregikk med ultralydmålinger, og et samarbeid ble inngått med Aker Solutions Asset Integrity Management som var med på hele prosjektet. Etter en planleggingsfase, der prosjektet nok holdt drift i et eget DHL-bud en periode for å frakte originale signerte dokumenter mellom Stavanger og Sakhalin, startet transporten av utstyr. Kontainer og vinsj ble fraktet som kontainerlast, først med bil til lastehavn i Europa, så videre med et Mærsk kontainerfartøy til Korea og videre til Sakhalin, en reise som tar 4 måneder hver vei, og når artikkelen skrives er utstyret enda ikke returnert til Stavanger, men befinner seg fortsatt på båt. Selve farkosten og elektronikk ble sendt med flyfrakt. Å sende en farkost som inneholder 9,6 tonn magnetisme som flyfrakt byr også på noen utfordringer, men med dyktige fagfolk i Ryfylke Aluminium ble det laget en isolerende flykasse for hele farkosten. Neste utfordring var utstyrslister; her skulle hver minste mutter noteres med serienummer, bilde, modell og produsent samt merkes med russisk import nummer – en tidkrevende jobb!

Etter noen forsinkelser, grunnet logistikk og begrenset lugarkapasitet ombord, startet mannskapet reisen ned i september. To operatører fra BRI NorHull og en inspektør fra Aker Solutions. Reisen ned tar ca. 30



timer med fly, hvor siste flygningen på 9 timer faktisk er innenlandsflygning – stort land! Etter oppstartsmøte i Yuzhno ventet en 12 timers togtur til offshorebasen før helikopter ut til plattformen. Med litt uflaks (eller flaks da helikoptertypen har hatt noen uhell), fikk vårt mannskap dårlig vær på utreise dagen, og fikk et gledelig gjensyn med en gammel norsk hurtigbåt som tok dem ut til plattformen og frogheising ombord.

Plattformen er bygget i 1985, og har gjennomgått kontinuerlige oppgraderinger, derimot har man en mer antikk stil i innredningen som ikke har blitt oppgradert nevneverdig, her var det 4-mannslugarer og hotbedding slik at man var gjerne 8 personer per lugar, det ble mange nye russiske bekjentskaper for prosjektmannskapet. Grunnet forsinkelsen i oppstart ble operasjonen gjennomført i oktober med til tider svært dårlig vær og bare en måned før isen er forventet å komme. Farkosten og utstyret presterte bra, og særlig fikk man testet farkostens egenskaper i dårlig vær – noe man

har teoretisk designet for, men som også viser seg å fungere som tiltenkt i praksis. Ekstra utfordrende var det at plattformen står fast på bunn, og derfor ikke beveger seg med havet som en flytbar innretning. Mange områder på skroget hadde krevende tilkomst som ga utfordrende rigging, men som ble løst med godt samarbeid og mye tegnspråk. I alt en meget spennende operasjon hvor man sitter igjen med mange gode erfaringer både for prosjektplanlegging, logistikk og teknisk. Videre har selskapet i 2017 levert en farkost til Wintershall Norge, denne farkosten forbehandlet 40 conductors på Brage plattformen med Ultra High Pressure (2.500 bar) gjennom en kampanje på 3 måneder i sommer, totalt nesten 2.000m2 overflate i skvalpesonen.

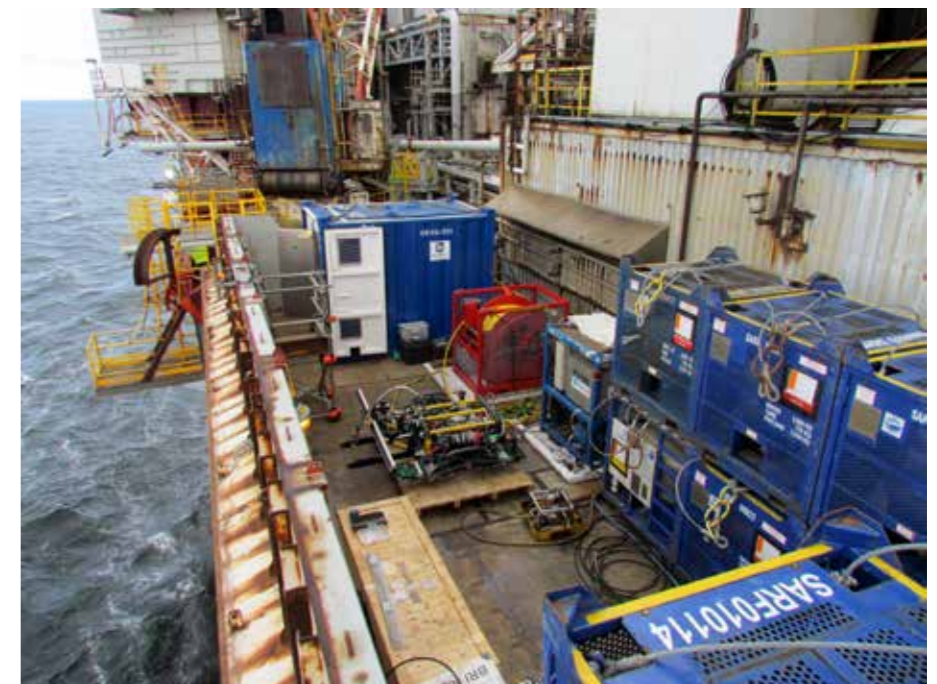
Skvalpesonen er et spennende, men krevende område, og BRI NorHull har med vellykkede operasjoner i 2017 tenkt å holde seg fast der som en spesialisert leverandør – enten med magnetisme eller friksjon.



Minibuss på Sakhalin, ikke bare i Norge vi sliter med telehiv.



Normalt lekeapparat i en bakhave i Sakhalin.



On site Russland.

MECHMAN
MECHANICAL MANAGEMENT

Tailor made Buoyancy
Polyurethane

buoyancy.no

post@mechman.no

Subsea Cable Floats

TARE: 1100 kg
PAYLOAD: 4400 kg
MGW: 5500 kg

Norges beste tilbud på hjertestarter!

- Passer alle typer bedrifter.
- Svært brukervennlig, med norsk tale.
- Robust og vedlikeholdsfri. Tåler fukt og støv.
- Den fremste teknologien innen defibrillering.
- CE og FDA godkjent.
- Markedets beste garanti på hele 10 år.



Røde Kors Førstehjelp

Telefon: 05003 - www.rodekorsforstehjelp.no - E-post: post@rodekorsforstehjelp.no

KAMPANJEPRIS!

NÅ 9.990,-
Eks mva.

Leveres med bæreveske.

Bestill nå!
Tlf: 05003

THINK

INVENT

SOLVE

Operational excellence subsea

Det er menneskene som utgjør forskjellen. Vi er stolte av den lidenskap, iver og engasjement våre kollegaer viser for å løse stadig mer utfordrende subsea oppdrag. Hos oss er det kort vei fra planleggingsarbeid til offshoreoperasjoner i Nordsjøen, Brasil, Mexico, Vest-Afrika og Asia.



DEEPOCEAN

www.deeпоceangroup.com

NEDERLAND NORGE STORBRITANNIA MEXICO BRASIL SINGAPORE

AASTA HANSTEEN

– GRAVIMETRISK OVERVÅKING AV GASSPRODUKSJON

I mai 2017 plasserte North Sea Giant ut 36 betongelementer på havbunnen på Aasta Hansteen feltet. Disse skal brukes som fundament for gravitasjon og innsynkningsmålinger for å overvåke gassproduksjonen.

Tekst: Marco Haverl,
Disciplin leader Reservoir Geophysics, Statoil

OM AASTA HANSTEEN-FELTET

Aasta Hansteen-feltet er lokalisert langt ute i Vøring-bassenget, ca. 300 km vest for Bodø og 140 km nord for Nornefeltet, i vanddybder på 1200-1300 m. Feltet ble oppdaget i 1997 og er den dypeste feltutviklingen på norsk sokkel til dags dato. Undervannsutbyggingen med 8 brønner er koblet til en SPAR-plattform, som for tiden er den største av sitt slag i verden. Produksjon vil starte i 2018 og gassen skal eksporteres gjennom den 481 km lange Polarled-rørledningen til prosessanlegget på Nyhamna.

HVA ER OFFSHORE GRAVIMETRI OG HVORFOR MÅLER VI?

Offshore gravimetri-metoden og dyptvanns-ROV-opererte gravimetre ble utviklet i samarbeid av Statoil og Scripps Universitetet i San Diego på slutten av 90-tallet, og ble først anvendt offshore i storskala på Trollfeltet i 2002. Siden det ble metoden vellykket utprøvd blant annet på Sleipner, Statfjord, Midgard, Mikkel, Snøhvit og Ormen Lange.

Metoden, som skissert i Figur 1, består av å utplassere permanente betongelementer på havbunnen. Dermed blir målingene gjentatt på nøyaktig de samme stedene gang på gang. Gravimeteret er koblet til en ROV, som flytter instrumentet fra stasjon til stasjon for avlesning. Opptak og QC gjøres ombord på fartøyet via ROV-ledningen. Det brukes relative gravimetre, med referansestasjoner utenfor feltet som ikke er påvirket av produksjon. Gravitasjonsendringer er forårsaket av undergrunnsmasseendringer med stor tetthetskontrast, spesielt når vann fortrenger gass eller CO₂ injiseres i undergrunn. Havbunnsinnsynkning er målt uavhengig ved vanntrykk, og referansemålere som kontrollerer tidevann, atmosfæriske og vann tetthetsvariasjoner. Fra målinger kan vi utlede reservoarprimering som er relatert til at reservoartrykket minker – og hindre mulige HMS -ulykker med tanke på havbunnsinstallasjoner og brønnintegritet.

Figur 1: Skisse som viser offshore gravimetri-teknologien. Gravimetre med trykksensorer plasseres på forhåndsinstallerte betongfundamenter på havbunn ved hjelp av en ROV. Det måles endringer i gravitasjonsfelt og havbunnsinnsynkning på grunn av gassen som tas ut av reservoaret og vannet som strømmer inn.



Figur 2: Betongfundament plassert på havbunn på Aasta Hansteen. Bullseye inklinometer blir brukt til å verifisere optimal posisjonering.

Forbedret nøyaktighet med bedre instrumenter, måleprosedyrer og prosesseringsalgoritmer de siste årene, åpner muligheter for å overvåke mindre og dypere felt. Metoden har en rekke fordeler: Innsamlingskostnader er en størrelsesorden mindre enn seismikk eller brønnintervensjoner. Prosessering er rask og relativ enkel, og resultatene kan direkte sammenlignes med reservoarmodeller og tolkes kvantitativt når det gjelder masseendringer. Modellering er også ganske så enkelt og kun basert på Newtons gravitasjonslov. Ved å sammenligne observerte og modellerte data fra to ulike tidspunkt (time-lapse), fås viktig informasjon om gjenværende volum av gass i reservoaret og områder med potensiale for å bore nye produksjonsbrønner. Verdien av data gjenspeiles i å ha datagrunnlag for å ta mer sikre strategiske beslutninger for langtid reservoarstyring.

OM BETONGELEMENENE OG DERES UTSETTELSE

Betongelementene (her referert til benchmark, kort BM) blir plassert på havbunnen og fungerer som en base for selve måleinstrumentet. De veier ca. 600kg på land med et volum på 250l og diameteren er 90cm på toppflaten, gjerne tydelig markert og med utskjæringer i sidene for å lett finne dem igjen under dårlig sikt. Ved utplassering må kranhastigheten reduseres på slutten slik at den lander mykt på havbunnen, og at de står horisontalt med en helning helst mindre enn 5 grader. Avhengig av dybde og havbunnsforhold vil BM synke noen millimeter i en periode på flere uker etter installasjon. Først når den har stabilisert seg skal målingene utføres.

Selve operasjonen med installasjon på Aasta Hansteen var vellykket med plassering godt innenfor gitte rammer på nøyaktighet og tidsbruk. BM ble senket med en 50t kran ned på havbunnen, og en WROV med et inklinometer ble brukt til å måle helning og orientering på BM og verifisere akseptabel plassering (Figur 2). Tidsbruk per BM var omtrent 2 timer, på grunn av et vanddypp på opp til 1300m. Utfordringen bestod i å senke BM, som har relativ lav vekt, i en horisontal posisjon gjennom skvalpesonen (Figur 3).

OPERASJONELLE ERFARINGER OG LÆRDOMMEN

For å kunne tåle høyere værkrakter og minke snap-belastninger i slyngen gjennom skvalpesonen, bør løftepunktene til BM modifiseres for å kunne oppnå en mer vertikal posisjon. Et annet forslag som kan effektivisere operasjonen, er å stable flere BM i en kurv som senkes samlet ned med kranen og så etterpå bruke en ROV til å posisjonere hver BM på havbunnen.

Benchmarkene ble installert av TechnipFMC på vegne av Statoil, Aasta Hansteen PL218 lisensen.



Figur 3: Nedsenkning av betongfundament med kran fra fartøyet gjennom skvalpesonen (Troll gravimetri, 2012).

Saga Subsea is a one-stop-shop provider of methods, equipment, and personnel for subsea operations. Our vision is to deliver high quality services to our clients, while reducing cost and complexity wherever possible. New and unconventional solutions are often a key to achieve this goal. An example of this is our Clamp ROV (CROV), which was developed to perform complex manipulator tasks on platform caissons in shallow water, and in high water currents. The CROV is a remotely operated skid which clamps onto structure elements, providing a fixed work platform, unaffected by water dynamics or relative movement of structure components.



THE SKID CONTAINS THE FOLLOWING MAIN COMPONENTS:

- Onboard thrusters to provide positioning and rotation.
- Hydraulically actuated clamp and locking latch, which fixes the CROV to the structure.
- 7-function manipulator mounted on a rotary table, to enable work at different angles, or upside down.
- Onboard lights and cameras.
- High flow hydraulic valves for tooling.

The CROV is operated from a topside touch-screen control system, which is contained in a small suitcase. The CROV system can be mobilized onto a platform/installation, and is lowered in the water by lifting arrangements. Once deployed, thrusters orientate and position the CROV onto the structure, and the vehicle clamps on to the desired work area. This system enables high-accuracy tasks to be performed in the splash-zone, at a low cost.

TYPICAL TASKS FOR THE CROV INCLUDE:

- Caisson repair and replacement tasks
- Repair clamp installation and removal
- Cleaning, inspection and NDT tasks
- Replacement anode installation
- Installation of sealing clamps

The CROV can be further modified and developed to perform additional tasks, e.g. MPI of node weld seams etc. The CROV is normally supported by a medium-sized OBSROV as a minimum, also operated from the platform/ installation.

For further information on the CROV, or other cost-saving solutions, contact Saga Subsea:
Mail: post@sagasubsea.no or Tel: **+47 52 782 732**

The ROV Specialist

ROV's for any needs and requirements



- ROV's for construction, intervention, research, survey, aquaculture and observation
- Depth rating from 500 - 6000 MSW
- Standard or custom made



KYSTDESIGN AS

Eikeskogvegen 80 - 5570 Aksdal, Norway
post@kystdesign.no - Phone: +47 52 70 62 50

www.kystdesign.no





Inspektør og ROV-operatører ved kontrollstasjon.



Benyttet ROV med CP-sonde.

SUKSESS FOR STINGER TECHNOLOGYS MINI-ROV

UNDER ÅRLIG UNDERVANNINSPEKSJON VED GINA KROG

I høst utførte Stinger Technology den årlige undervannsinnspeksjonen ved Statoil Gina Krog ved bruk av liten ROV sjø satt fra plattformdekket. Innspeksjonen var vellykket og kåret til IMR Subsea Services «Månedens suksess».

Tekst: Morten Sletteberg Haugen, prosjektingeniør, Stinger Technology

Lavere oljepris, lavere produktivtetsvekst samt klimautfordringer peker i retning av at næringslivet må omstille seg. Olje- og gassindustrien befinner seg særlig i en situasjon hvor endringer er påkrevd for å opprettholde konkurransekraften, og industrien har tatt grep. Effektiviseringsprogrammer, endring av arbeidsmetodikk og bruk av ny teknologi har bidratt til økt effektivitet i bransjen, noe som også skaper tryggere arbeidsplasser. Også Statoil ASA har handlet, deriblant ved å implementere den kjente filosofien fra Toyota Production Systems – Lean. Dette er en filosofi som har bidratt til å endre norsk prosessindustri det siste tiåret og som skal sørge for at Statoil bygger en kultur for kontinuerlig forbedring.

Statoils Lean-tankegang gjorde at de søkte etter nye, kostnadseffektive metoder for gjennomføring av periodiske undervannsinnspeksjoner av plattformen Gina Krog. I de to foregående inspeksjonene ble det benyttet konvensjonelle IMR-fartøy og arbeids-ROV. Statoil ønsket denne gang å prøve en, for dem, ny tilbyder og valget falt da på Stinger Technology.

Stinger Technology er et lite, Stavanger-basert selskap som har spesialisert seg på undervannsinnspeksjon ved bruk av små ROV-er. Selskapet har siden oppstarten i 2003 benyttet ROV-er som kan sjøsettes ved hjelp av håndkraft, og opereres fra eksisterende lokaler om bord på plattform eller skip. Dette gjør at en omgår bruk av

løfteutstyr og tilhørende kvalifisering, samt at en har stor grad av fleksibilitet i valg av sjøsettingssted. ROV-enes størrelse og vekt er ikke en fordel bare ved sjøsetting, men også under operasjon. Størrelsen muliggjør inspeksjon av steder hvor en tradisjonell arbeids-ROV ikke kommer til, f.eks. mellom konduktorrør, under lavtliggende struktur eller under GRP-beskyttelse. Utstyrets kostnad gjør at en også kan ta større risiko ved operasjon i skvalpesonen. Samtidig følger det også visse begrensninger med størrelsen, og da spesielt ved intervensjon og bruk av tunge verktøy. Stinger Technology har utviklet og brukt utstyr for lettere intervensjonsoppgaver, men ved tyngre oppdrag, som installering eller kutting, vil slike ROV-er komme til kort.

Undervannsinnspeksjonen av Gina Krog ble gjennomført ved å sjøsette en helelektrisk ROV av typen VideoRay Mission Specialist Series (MSS) fra plattformens nederste dekk, inspeksjonsdekket. Modellen er den siste i serien til den amerikanske mini-ROV-produsenten VideoRay, og var så langt ikke utprøvd i liknende omgivelser. Kabler ble trukket fra sjøsettingsstedet, opp to etasjer, til et pumperom på hoveddekket. Der var det tilstrekkelig plass til å etablere en kontrollstasjon bestående av en PC med tilhørende skjermer og kontrollspake. ROV-en ble sjø satt for hånd ved hjelp av en trinse montert på rekkverket, og inspeksjonen ble gjennomført fra pumperommet av ROV-personell og 3.4U-sertifisert inspektør.

Etter kundens ønske ble det i forkant av operasjonen utarbeidet en metode for måling av katodisk beskyttelse. Ettersom ROV-ens størrelse og kraft ikke tillater bruk av konvensjonelle kontaktsonder, hvor målespissen presses inn i metallet, ble det utviklet en slagmekanisme som utløses ved kontakt med strukturen. Denne ble implementert i en frittstående enhet med skjerm og batteri, helt adskilt fra ROV-ens strøm- og kommunikasjonssystem, og benyttet under hele operasjonen. I tillegg ble det utviklet en børste for enkel flekkrengjøring.

Det benyttede ROV-systemet var nytt og lite utprøvd, men grunnet dårlige værutsikter ble det besluttet å starte prosjektet. Underveis ble det oppdaget flere forbedringspunkter som påvirket operasjonstiden, men ingenting som påvirket resultatet. Inspeksjonsomfanget ble utført i sin helhet, noe som viser at visuelle inspeksjoner kan utføres av små ROV-er som opereres direkte fra plattformen, i henhold til kundens krav om kvalitet og sikkerhet. Prosjektet har også vist hvordan inspeksjons-ROV-er, i enkelte tilfeller, kan bidra til å redusere kostnader og operasjonens fotavtrykk på og rundt plattformen. Ved å operere fra inspeksjonsdekket og i et ledig hjørne av pumperommet, ble

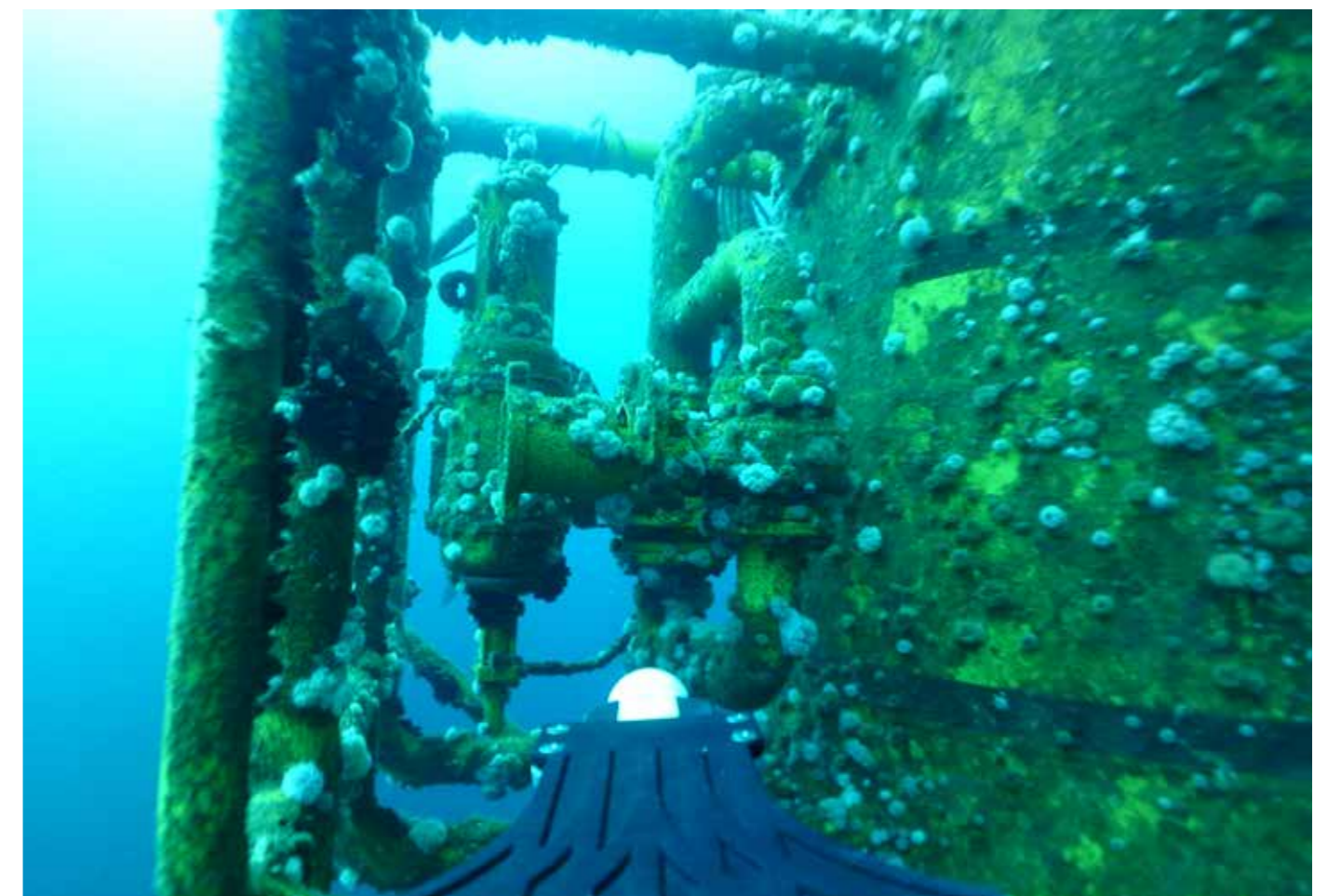
operasjonen gjennomført uten å påvirke øvrig arbeid i nevneverdig grad. Tilbakemeldinger gitt av Statoil i etterkant vitner om høy grad av kundetilfredshet/suksess. IMR Subsea Services kåret prosjektet til månedens suksess og nominerte det til SubLED som «LEAN» suksess for september. Selskapsrepresentant offshore ga tilbakemeldinger som: «Suksess [...], kost reduksjon 60-70% [...], kompetent personell fra Stinger [...], effektiv operasjon [...], svært godt samarbeid». Til slutt fikk vi en hyggelig tilbakemelding fra plattformsjef på Gina Krog: «Utrolig flott å høre en så god historie. Dette er Lean. Dette er Statoil»



Detaljinspeksjon av kabelklammer.



Oversiktsbilde opp langs plattformbein.



Detaljinspeksjon av ballastventil og tilhørende struktur.

WE USE TALURIT™ STS CARBON STEEL FERRULES

FOR TURNBACK MECHANICAL EYE SPLICING

- Alternative to Flemish eye splicing
- Available in wire rope sizes 13mm – 90mm
- Used with high performance wire rope for demanding subsea applications
- Validated according to EN 13411-3

**Hendrik Veder
Group**

Hendrik Veder Group accepts any challenge that involves steel wire or fibre rope products and services from customers in the offshore, maritime and general industries.

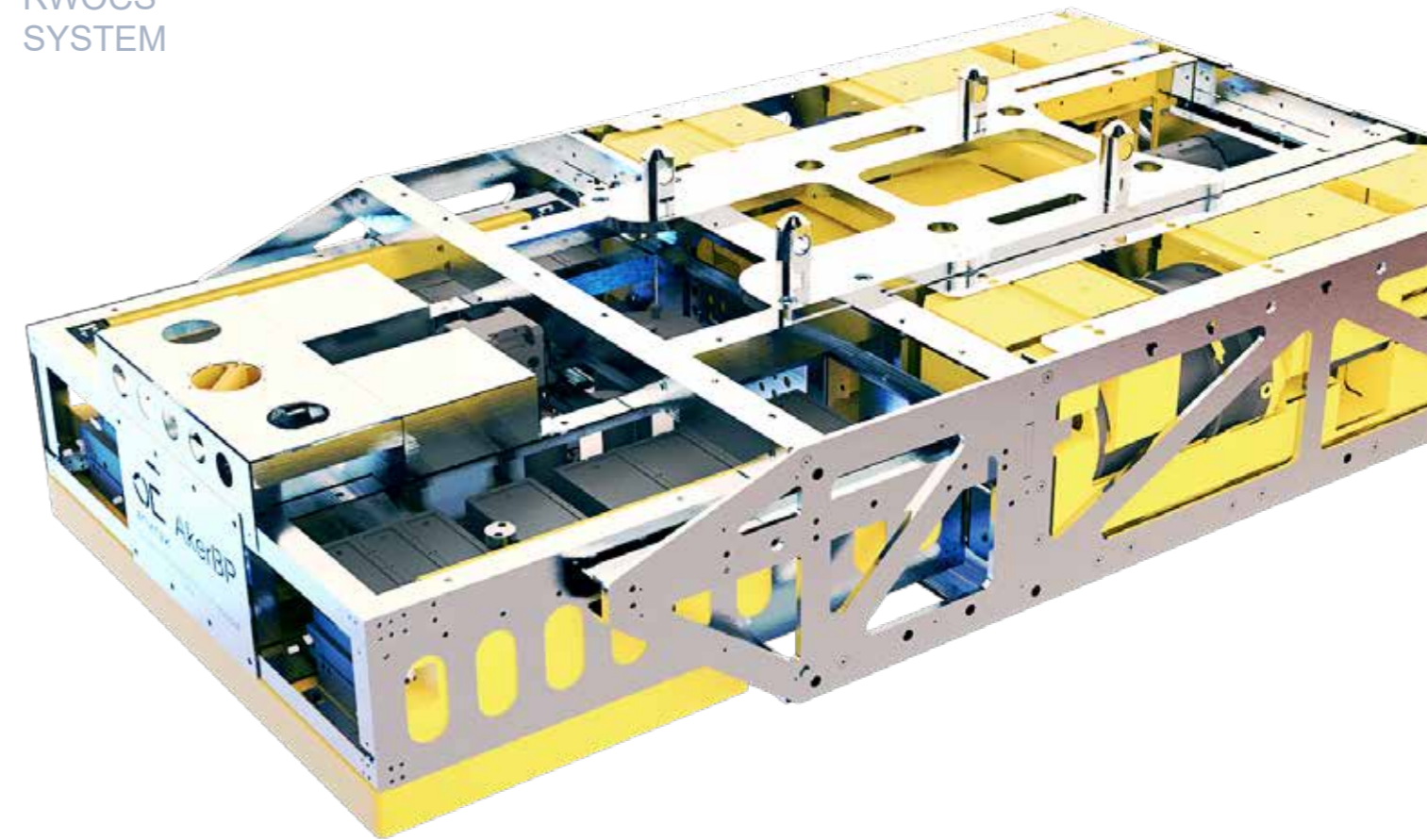
HENDRIK VEDER GROUP NORWAY AS - NORWAY

1, Bekhuskaiaen | 4013 Stavanger | P.O. Box 100 Sentrum | 4001 Stavanger - Norway
Phone: +47 51 55 45 00 / Duty phone: +47 91 62 22 00 | E-mail: norway@hendrikvedergroup.com

www.hendrikvedergroup.com

RWOCS INTERVENTION SYSTEMS

OCTOPODA
RWOCS
SYSTEM



FEATURES

- Cost Effective
- Remote Operation
- Modular Design
- Field Proven Technology
- Customized Configurations

Envirex Group offers a complete value chain of product design, engineering, manufacturing, testing and installation where advanced subsea control systems are our core discipline.

■ Visit us at envirexgroup.com for further information.

OE
ENVIREX
GROUP

envirex
iCsys
envirent

COX

Vi skaper relevans, engasjement
og effekt i egne medier!

COX KOMMUNIKASJONSBYRÅ

COX.NO



FORENING FOR FJERNSTYRT UNDERVANNSTEKNOLOGI

FFU arbeider for å:

- Formidle kunnskap og erfaring innen fjernstyrte undervannsoperasjoner.
- Skape kontakt mellom utdanningsinstitusjoner, forskning, brukere, operatører, produsenter og offentlige instanser.
- Holde kontakt med andre aktuelle foreninger.
- Formidle kunnskap om næringen ut i samfunnet.

FFU i dag

FFU har siden opprettelsen i 1988 opparbeidet en solid økonomi. FFU har over 70 medlemsbedrifter og har gjennomført flere utredninger knyttet til aktuelle undervannsteknologiske problemstillinger.

Hvem kan bli medlem?

Medlemmene og styrets sammensetning består av representanter fra brukere, operatører, produsenter, myndigheter og utdanningsinstitusjoner. Se under for priser og kategorier.

Utstillinger og konferanser

FFU er faglig representert ved undervannsteknologiske arrangementer i Norge. På denne måten søker foreningen å bidra til at tidsaktuelle tema blir tatt opp. FFU arrangerer hvert år et fagseminar i slutten av januar, hvor bedriftsmedlemmer og andre ressurser møtes til seminarer og bedriftsutstillinger.

Utredninger

Som et ledd i foreningens virksomhet har FFU initiert og deltatt i flere utredninger knyttet til bransjen. Typiske eksempler er:

- Behovskartlegging av forskning og utvikling innen fagfeltet fjernstyrte undervannsoperasjoner.
- Behovskartlegging for utdanning innen fagfeltet fjernstyrte undervannsoperasjoner.

TYPE MEDLEMSKAP

Bedriftsmedlem	kr. 5 000,- (inkluderer inntil 10 medlemmer)
Personlig medlem	kr. 500,-
Offentlig instans	kr. 1 250,-
Studentmedlem	kr. 125,-

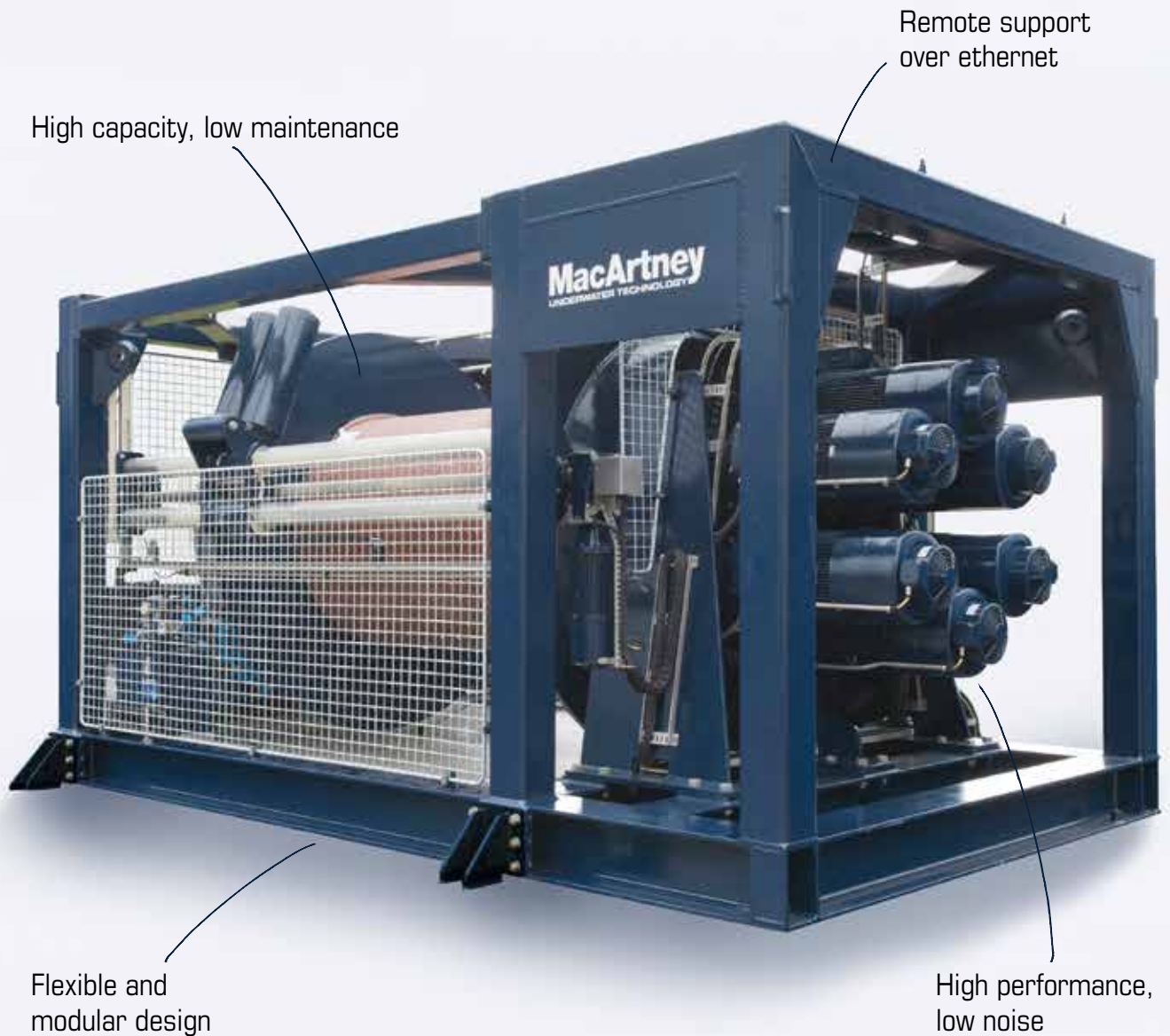
Priser er inkl.mva.

Ønsker du å bli medlem i FFU?

Kontakt oss på mail: post@ffu.no
eller finn mer informasjon på vår nettside www.ffu.no

MERMAC R-series

Electrical AHC winches for ROVs



MacArtney global solutions

Denmark | Norway | United Kingdom | USA | Canada | France
Netherlands | Germany | Australia | Singapore | China

