



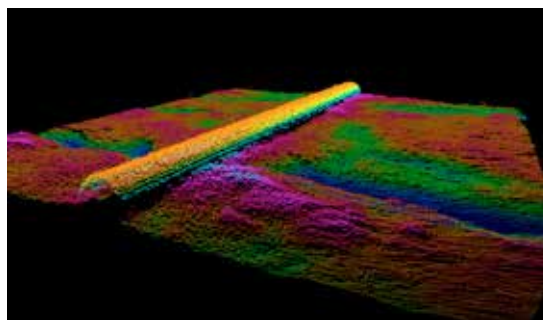
14:

## Subsea 7 FORNYER DRAUGEN OIL EXPORT SYSTEM

**06:** Samarbeid mellom rom og subsea  
– Gir det mening?

**20:** Multi-sensor AUV  
pipeline inspection

**28:** Oljebransjen  
før og nå







Møt oss på:  
FFU - 31. januar 2013

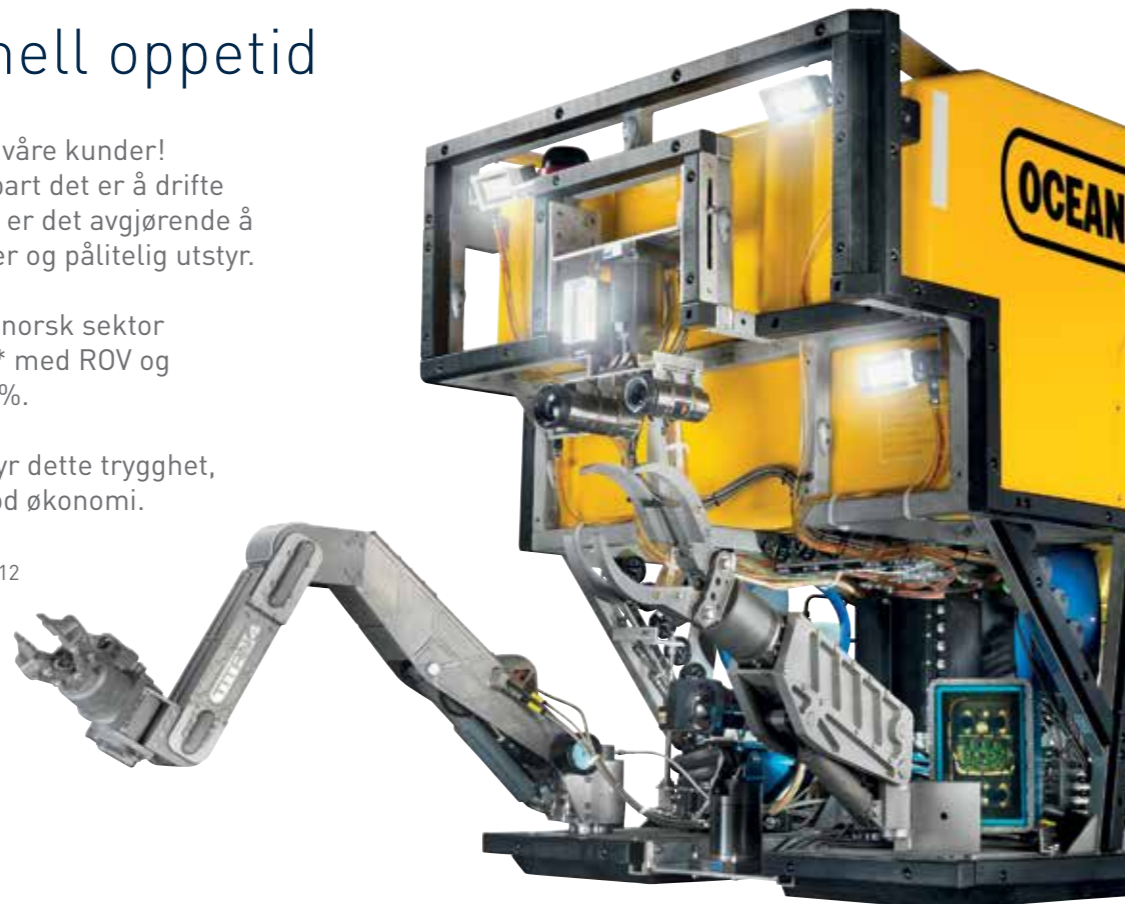
104.263 dykketimer:  
**99,85 %**  
operasjonell oppetid

Oppetid er viktig for våre kunder!  
Når vi vet hvor kostbart det er å drifte en rigg eller et skip, er det avgjørende å ha dyktige operatører og pålitelig utstyr.

Oceaneering har på norsk sektor 104.263 dykketimer\* med ROV og en oppetid på 99,85 %.

For våre kunder betyr dette trygghet, forutsigbarhet og god økonomi.

\*1. januar - 1. desember 2012



ROV  
Operations



Deepwater Technical  
Solutions



NCA



Asset Integrity



Rotator  
Valves



Umbilical  
Solutions

Jåttåvågen, Hinna - P.O.Box 8024 - 4068 Stavanger, Norway  
Phone: +47 51 82 51 00 - [www.oceaneering.no](http://www.oceaneering.no)

*Perfect*  
Your team player  
**OCEANEERING**



# DYPMAGASINET

FRA FORENING FOR FJERNSTYRT UNDERVANNSTEKNOLOGI NR 1. 2013

## Velkommen til seminar!

I vår første utgave av DYP i 2013 har vi fått med artikler med ulike temaer og innhold. Vårt nye bedriftsmedlem, QuickFlange, skriver om deres mekaniske flens som de opprinnelig utviklet for topside bruk, og som de nå tar videre til bruk under vann. Den opprinnelige driveren for denne typen flens var sveisefrie rørforbindelser til bruk på varme plattformer. Nå nyttes den samme teknologien til rørforbindelser under vann.

Videre så kan dere lese om Apply NEMO sitt utviklede Tie-in system Thor, som kan nyttes for ulike konnektor systemer ved relativt enkle tilpassinger.

Som en balansert motvekt så har vår redaktør, Jørgen Olsen, gjort seg opp noen tanker om de ulike tie-in systemene som Subsea 7 har benyttet seg av. Som en betydelig undervannskontraktør har Subsea 7 en omfattende erfaring fra ulike systemer, og Jørgen har selv praktisk erfaring fra operasjon av flere av systemene.

Til slutt vil jeg minne om FFU seminaret 31.01.13 som i år arrangeres på Quality Airport Hotel, Sola i Stavanger. Da FFU i år ferierer 25 år jubileum så er årets seminar noe annerledes tidligere. I år har vi en agenda med foredrag som fokuserer mer på de lange linjene, med fokus på tekniske og kommersielle aspekter ved bransjen, samtidig som Frederic Hauge fra Bellona kommer og gir et foredrag som handler om miljø med utfordringer og muligheter.

Da håper jeg at de av dere som ikke allerede er påmeldt til seminaret går inn på vår hjemmeside, [www.ffe.no](http://www.ffe.no), og tar en kikk på seminarprogrammet og deretter melder dere på dersom dere har tid og mulighet til det.

God lesning!

Christian Knutsen  
Leder FFU



#### Sekretariat

Anne M. Mørch  
v/Rott regnskap AS  
Tlf. 51 85 86 50 Mob. 913 89 714  
E-mail: [post@ffe.no](mailto:post@ffe.no)

#### Web/Design

Digitroll / Cox  
Styrets leder  
Christian Knutsen  
E-mail: [christian.knutsen@ik.no](mailto:christian.knutsen@ik.no)  
Tlf. 51 44 32 04 - Mob. 911 97 965

#### Styremedlemmer

Gunnar Kalleberg, Oceaneering A/S  
Jørgen Olsen, Subsea 7  
Roy-Andre Eilertsen, FMC Technologies  
Christian Knutsen, IK Stavanger  
Ove Lillebø, Aker Solutions AS  
Jon Erik Kvarnsnes, Statoil  
Janne Vatne, Technip Norge AS  
Svein Halleraker, DeepOcean ASA  
Revisorer  
Hans K. Stakkestad, Mechanica AS  
Dag Ringen, Statoil ASA

#### DYP MAGASINET

Redaktør  
Jørgen Olsen  
E-mail: [Jorgen.Olsen@subsea7.com](mailto:Jorgen.Olsen@subsea7.com)  
Redaksjonssekretær  
Janne Vibeke Rosenberg  
E-mail: [janne.rosenberg@cox.no](mailto:janne.rosenberg@cox.no)  
Grafisk design og produksjon  
COX - [www.cox.no](http://www.cox.no)  
Forsidefoto  
Subsea 7

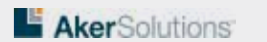
#### Annonser

COX Bergen AS  
Thormøhlensgt 37, 5006 Bergen  
Tlf. 55 54 08 00 - Fax. 55 54 08 40

#### Annonsepriser

1/1 side kr. 9.100,-  
1/2 side kr. 7.200,-  
1/4 side kr. 5.400,-

ISSN 1891-0971



Statoil



# Making a difference



In DeepOcean our people make a difference. We are proud of the passion, drive and commitment of our colleagues. The DeepOcean approach is hands-on and taking active control and involvement from planning through to operations. Being a part of our team is exciting, challenging and fun and is the reason why DeepOcean consistently attracts and retains the best talent in the industry.

DeepOcean is searching for excellent candidates to join our dedicated team. If this is you, take a look at the current opportunities on offer across our company and get in touch with us.

Survey | Installation | Inspection | Repair | Maintenance | Decommissioning

[www.deepoceangroup.com](http://www.deepoceangroup.com)

**DEEPOCEAN**



N-5282 LONEVÅG E-mail: [firmapost@leroymetall.no](mailto:firmapost@leroymetall.no)  
Tel.: +47 56 19 30 60 Fax: +47 56 19 30 61

## K. Lerøy Metallindustri AS - when quality is important!

We are a professional subcontractor and manufacturer of various precision mechanical components. Our 38 highly competent employees offer manufacturing of various components with CNC-machining, laser cutting, buckling, robot welding. We also offer prototype production, and sheet steel and mounting. Our main markets are subsea, defense technology, and electronics.



## Quality and environment

Quality and environment is the main focus in our business, and we are certified according to NS-EN ISO 9001:2008, NS-EN ISO 14001:2004, and approved by Achilles.

## Documentation and control - a natural part of our production

Our quality focus includes development of very extensive production documentation.

Our control department tailors quality control documentation for both individual products and specific requirements of customer when needed.

If required our customers receive parts with COC or DOC certificate for custom specifications.

We also supply products according to NORSOK and NACE standards. Similarly, we also require our suppliers to issue material certificate supplied with the products.



[www.leroymetall.no](http://www.leroymetall.no)



# SAMARBEID MELLOM ROM OG SUBSEA

## – GIR DET MENING?

**De siste årene har rom- og energi-  
bransjen hatt mer kontakt, både i Europa  
og i USA.**

Tekst: Mari Kristine Kallåk  
og Bjørn Ottar Elseth, Norsk Romsenter

Mange olje- og gasselskaper har vært aktive, inkludert Statoil og Chevron. Det er mer oppmerksomhet om dette nå enn før, og det har vært arrangert flere konferanser, workshops og møter de siste årene i norsk regi, også med ESA (European Space Agency) og NASA på deltakerlisten. Blant disse kan nevnes OTC 2012 i Houston, ONS2012 i Stavanger, og Transatlantic Science Week 2012 i Houston, samt workshops på Risk Management og Planetary Drilling, og diskusjoner om veikart innen rom- og energibransjene.

ESA har også et konkret studie i gang som går igjennom ulike teknologiområder og analyserer muligheter for samutvikling mellom rom- og energibransjen. Dette Space & Energy arbeidet har blant annet resultert i en artikkel, *Space & Energy – Current Status and Outlook*, som ble publisert på 63rd International Astronautical Congress i Napoli i oktober 2012. Artikkelen gir en oversikt over utviklingen i de to sektorene, og peker på konkrete teknologier som kan utnyttes, deriblant flere typer teknologi som er svært relevant for subsea-bransjen. ESA ønsker tilbakemeldinger fra energibransjen på dette arbeidet, og Norsk Romsenter kan formidle kontakt mellom norske bedrifter og ESA.

På Transatlantic Science Week 2012 i Houston ble det holdt en egen Space & Energy sesjon med presentasjoner fra både norske og amerikanske aktører, deriblant DnV, Space&Energy

nettverket, Norsk Romsenter og NASA. Det ble presentert en rekke temaer relatert til rom og energi, slik som materialvitenskap, nanoteknologi, robotikk, ressursutvinning, energilagring og sikkerhets- og kriseledelse. NASA vektla behovet for internasjonalt samarbeid på nøkkelområder innen teknologi. Norsk Romsenter og NASA diskuterte spesielt robotikk og simulering som områder hvor man så for seg muligheter for mer kontakt mot norsk energiindustri. Det var enighet om mer dialog rundt dette med tanke på et mulig samarbeid om teknologiprojekter.

### Teknologisamarbeid med European Space Agency

Norsk Romsenter forvalter det norske medlemskapet i den europeiske romorganisasjonen ESA, og et av ansvarsområdene i den forbindelse er å utnytte synergiene med andre bransjer. Romsenteret har derfor arbeidet aktivt med å tilrettelegge for overføring av teknologi, tjenester og kunnskap, og et konkret resultat av dette er virkemiddelet Terrestrial and Space Technology Synergy Initiative som utlyses for andre gang i begynnelsen av 2013.

Terrestrial and Space Technology Synergy Initiative gir norske bedrifter og FoU-miljøer en anledning til å studere muligheter for utviklingsprosjekter innen romvirksomhet. Studiene kan få full finansiering fra norske ESA-midler, begrenset oppad til 100 000 euro per prosjekt.

### Bakgrunn

Sammen med ESA har Norsk Romsenter tatt initiativet til at nye aktører med innovative løsninger og ny teknologi, eller tjenester skal gis mulighet til deltakelse i romvirksomhet. Norsk Romsenter ønsker at flere små og

### NORSK ROMSENTER

Norsk Romsenter er et offentlig forvaltningsorgan med særskilte fullmakter direkte underlagt Nærings- og handelsdepartementet. Romvirksomhet og industriutvikling i tilknytning til internasjonale romfartsprogrammer er et av innsatsområdene for regjeringen.

### Slik arbeider vi

Norges medlemskap i den europeiske rom-organisasjonen ESA forvaltes av Norsk Romsenter. Dette medlemskapet, og innflytelsen Norge har her, er av avgjørende betydning. ESA er hovedarenaen for europeisk romvirksomhet. Norge har bidratt aktivt til å få ESA til å fungere, og har med dette oppnådd innflytelse. Gjennom deltakelse i komiteer, utvalg og i diverse lederstillinger har Norges ESA-medlemskap ivarett norske interesser. En hovedoppgave for Norsk Romsenter er å posisjonere industrien for å vinne kontrakter i ESA sine programmer. Dette skjer i tett samarbeid med bedriftene selv.

Romsenteret har spesialkompetanse innen de viktigste romrelaterte fagområdene. Dette er noe som norske bedrifter og institusjoner kan dra nytte av. Mye av romvirksomheten foregår på eller fra bakken. Norsk Romsenter forvalter deler av denne infrastrukturen.

Norsk Romsenter: [www.romsenter.no](http://www.romsenter.no)  
European Space Agency: [www.esa.int](http://www.esa.int)

### TERRESTRIAL AND SPACE TECHNOLOGY SYNERGY INITIATIVE

3-årig program i European Space Agency som åpner for at norske bedrifter og institutter kan sjekke ut om egen teknologi kan videreutvikles for romanvendelser. Gir mulighet for heving av egen teknologi og kompetanse som kan utnyttes på primærmarkedet. Det kan søkes om maksimalt 100 000 euro, og prosjektperioden kan være inntil 6 mnd. Programmet er organisert med to utlysninger per år i tre år, runde nummer to publiseres i begynnelsen av 2013.





Foto: NASA

store selskaper som er interessert i å delta i romvirksomhet skal få anledning til dette. Det stilles svært høye krav til produkter og tjenester som skal brukes innen romvirksomhet, og det medfører et kvalitetsstempel som kan utnyttes i andre sammenhenger.

Gjennom Norges medlemskap i ESA kan norske bedrifter og institutter få full eller delvis finansiering av utviklingsprosjekter. Gjennom ESA-samarbeidet etableres kontakter som kan resultere i samarbeid og leveranser til det internasjonale rommarkedet.

Muligheten for synergi med andre markeder har vært en viktig faktor for virksomhetene som har lyktes i ESA. En av Romsenterets oppgaver er å hjelpe norske virksomheter til å oppnå utviklingskontrakter og leveranser til ESAs programmer, som et middel for å nå nye markeder. Det er derfor viktig at virksomheten får ringvirkninger av ESA-aktivitetene sine. Eksempler på disse kan være:

- Salg av nye produkter som bygger på teknologi eller kompetanse utviklet i forbindelse med ESA-kontrakter.
- Økt salg gjennom forbedringer av eksisterende produkter som følge av teknologi eller kompetanse utviklet i ESA-aktiviteter.
- Salg av nye eller eksisterende produkter, som følge av goodwill eller renommé, som er oppnådd på grunn av at virksomheten er en ESA-virksomhet.
- Økt salg av underleveranser til ESA-virksomheter.

#### Interessert?

Dersom virksomheten din ønsker å undersøke mulighetene innenfor europeisk romvirksomhet, så er første steg å starte en dialog med Norsk Romsenter. Romsenteret har bred kunnskap om programmer og prosjekter i ESA, og kan gi råd om hvor man bør legge fokus for



Vulcain-motor på raketten «Ariane 5».

Foto: NASA

å best kunne nå opp og vinne kontrakter. Vi blir også rådspurt av ESA når nye norske aktører legger inn bud på prosjekter.

Virksomheten må registrere seg på European Space Agency's anbudssystem EMITS. Erfaringsmessig kan det ta litt tid å innhente informasjonen som trengs for å registrere seg, slik at dette bør man komme i gang med så fort som mulig. Når man er registrert på EMITS, så får man tilgang på aktuelle utlysninger for romprosjekter, og skjemaene som trengs for å svare på disse. Terrestrial and Space Technology Synergy Initiative lyses ut på EMITS i begynnelsen av 2013.

#### Ta kontakt med Norsk Romsenter:

Bjørn Ottar Elseth, seniorrådgiver Industri  
 tlf. 22511811, mob. 90574985  
 epost: bjorn@spacecentre.no  
 teknologi@spacecentre.no

## WHEN DEDICATION AND FLEXIBILITY COUNTS...



## ...COUNT ON FUGRO

Fugro's Subsea Services Division operates and co-ordinates an extensive fleet of multi purpose support vessels and have access to a comprehensive fleet of ROVs, dive systems and equipment. Fugro is a leading global player in the provision of subsea support services to the oil and gas industry.

Based in Norway and Nigeria Fugro RUE operates within the geographical regions of Norway and West Africa, as a part of Fugro Subsea Services Division. Supplying vessels, subsea engineering-, ROV- and diving-services to the oil and gas industry, we can offer our clients a complete subsea solution.

Fugro RUE aims to add value to our clients through safe and cost-effective operations, and to provide solutions in line with our client's expectations.

#### Fugro RUE

Tel.: (+47) 52 86 48 20

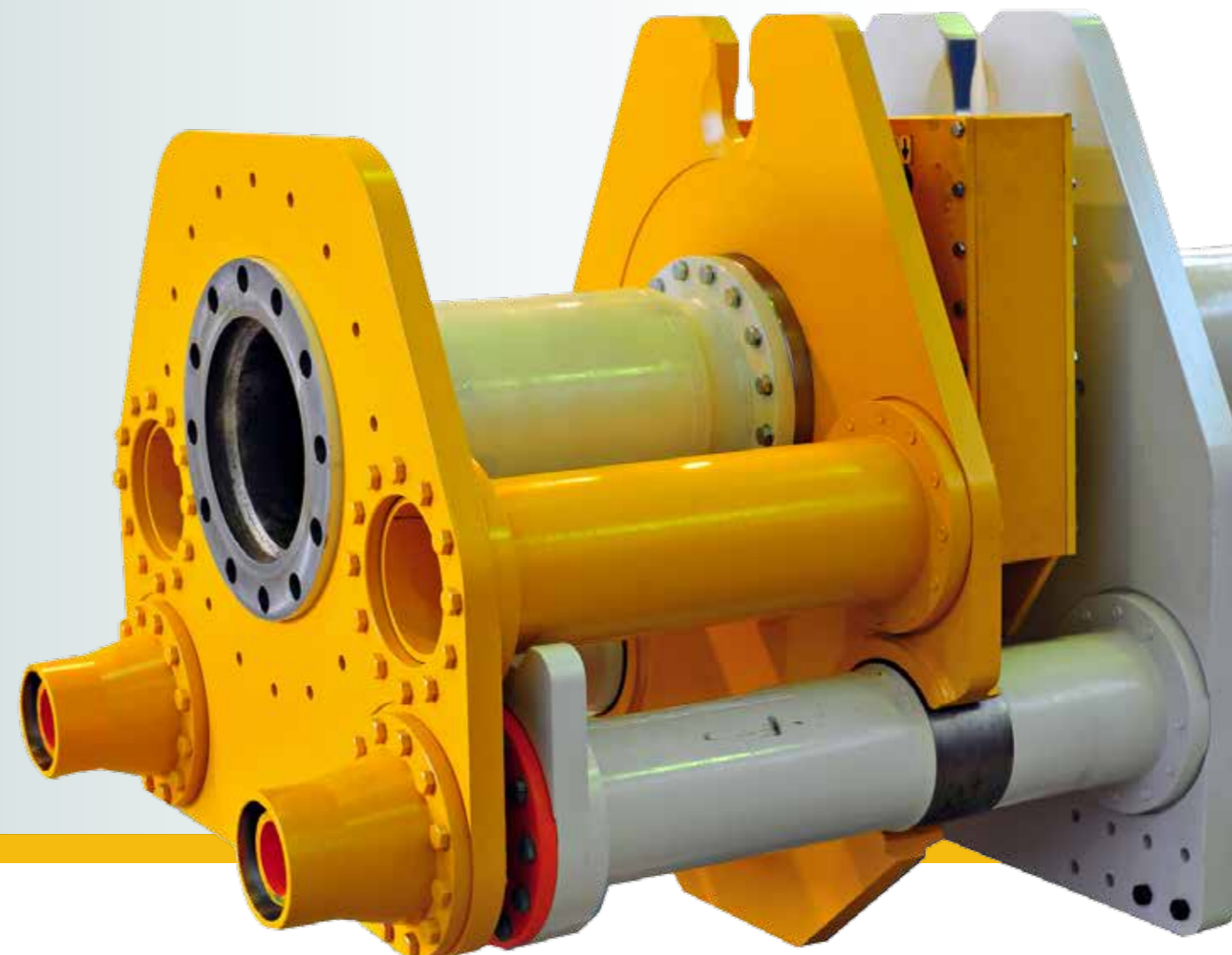
E-mail: fras@fugro.no

www.rue.no / www.fugro.no





# Thor – Horizontal Tie-In System: A next generation solution



**Apply Nemo AS has decided to challenge existing solutions within the field of tie-in systems and bring forward a new generation tie-in system.**

Text: Ronny Haldorsen, Business Area Manager Pipeline Products, Apply Nemo Photos: Apply Nemo

Defying existing methods and utilizing benefits of technology development such as refined heave compensation systems, advanced station keeping technology and enhanced ROV capabilities; the result is a state of the art tie-in system unlike anything seen before; The Thor Horizontal Tie-In System.

The Thor tie-in system has been developed to meet an increasing demand for stronger connections, and to allow for significant reduction in the cost of the tie-in operation. The Thor tie-in system provides a tool less robust multipurpose tie-in system applicable for all horizontal tie-in purposes and virtually any size of pipeline. It may be applied for both rigid and flexible spools in addition to direct pipeline tie-in. The system can be configured

for mono-; dual- and multibore lines in addition to pressure caps and pig launchers/receivers.

A technical robustness and reduced unit cost is achieved by a number of key design features built into the system based on extensive field experience from tie-in operations. Thor is based

on the principles of direct landing i.e. there are no pull-in operations involved. Alignment of inboard and outboard sides is done by a single ROV operated stroke tool. The Thor system has a misalignment capacity of  $\pm 10^\circ$  in both the horizontal and vertical plane. A complete toolset for hub cleaning, seal replacement

etc. is designed to be handled by ROV without further assistance.

The Thor tie-in system is designed to transfer parts of the external movements seen during normal operating conditions in the connection point into the supporting structure; hence loads on connectors, pipelines and adjacent valves are reduced. If accidental loads should occur the system is designed to transfer most of these loads into the supporting structure ensuring the integrity of the inboard side of the tie-in point, even up to the extreme case of loads capable of breaking the connected pipeline. This means that spools can be designed on basis of the spool pipe capacity and not be dictated by the capacity of the tie-in system as have been the case in the past.

For the Arctic environment the Thor tie-in system can be delivered with full thermal insulation and integrated Weak-Links for maximum system protection against scouring icebergs. These features are unique and the Thor tie-in system is the only tie-in system available offering these benefits.

The robust design will have high structural capacity on all sub-components and as a system there will be a low risk for damage on the components.

The Thor tie-in system is independent of type of connector or connection system and any preferred solution may be adapted into the system. The design is made of standard structural steel qualities with no use of high alloy materials; hence they are easy to manufacture and assemble. All components have bolted connections enabling modular transport to any location resulting in a highly cost efficient system.

Due to its small size and simplicity in interfaces the Thor system is easy to handle on deck and require only one supervisor for tie-in operations. The required tooling is designed to be handled by a standard WROV without any additional support. This reduces the installation cost as both the vessel time and required size of the installation vessel are reduced; hence operating costs are cut to a minimum.

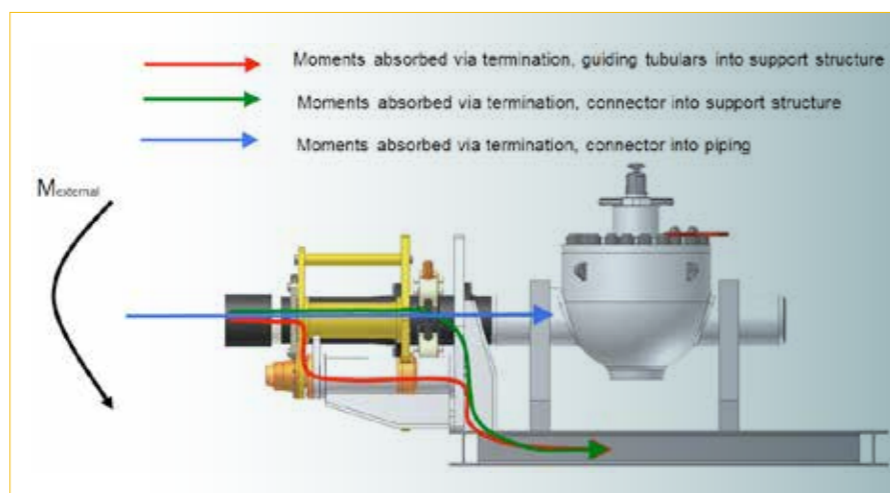
The Thor Tie-in System and Weak-Link are Apply Nemo AS patented products.

**Contact:**

Ronny Haldorsen  
Business Area Manager Pipeline Products

Tel: +47 67 52 57 00  
Email: Ronny.Haldorsen@applynemo.com

Web: applynemo.com





**WE BRING CLARITY  
TO THE WORLD BELOW**



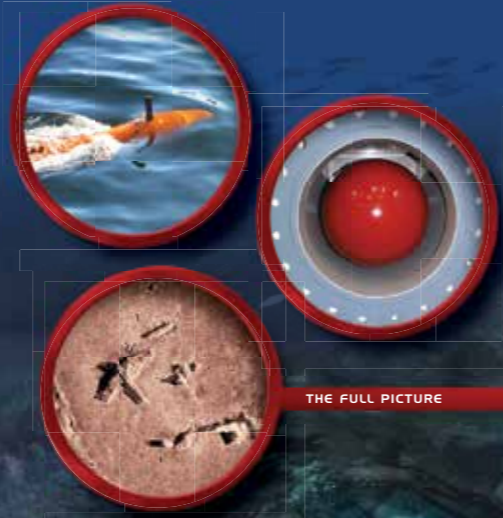
KONGBERG



The Hydrographic System consists of:

- Autonomous Underwater Vehicles (AUV) HUGIN 1000MR and REMUS 100
- High resolution interferometric synthetic aperture sonar (HISAS) 1030
- High resolution Multibeam echo sounder EM 2040
- Multibeam echo sounder EM 710 (vessel mounted)
- High Precision Acoustic Positioning (HiPAP) 500

[www.kongsberg.com](http://www.kongsberg.com)



THE FULL PICTURE

## Argus technology for deep water

**Argus Worker** 174 horsepower work class ROV

**Argus Rover** for observation

**Argus Bathysaurus** for deep water

Electrical ROVs with powerful DC thrusters

Argus Systems may be fitted with a variety of subsea manipulators and tools, both electric and hydraulic.

**ARGUS Remote Systems as**

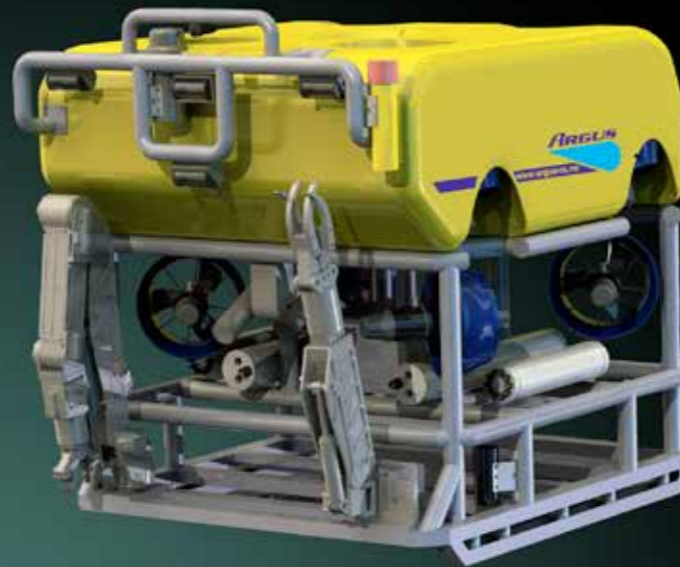
Nygårdsviken 1, 5165 Laksevåg

Tlf. 56 11 30 50 Faks 56 11 30 60, [www.argus-rs.no](http://www.argus-rs.no)

ARGUS Worker

The ARGUS Remote Systems Quality Management System is certified according to ISO 9001:2008.

The ARGUS Remote Systems Environmental Management System is certified according to ISO 14001:2004.



MacArtney

**MacArtney**  
UNDERWATER TECHNOLOGY

# LUXUS

## Cameras and Lights

Latest LED and camera technology

Sandblasted titanium housing

Worldwide service and spares



**Worldwide solutions**

Denmark | Norway | United Kingdom | USA | France

The Netherlands | Germany | Brazil | Bahrain | Australia | Singapore

*By  
MacArtney*



# Subsea 7 fornyer Draugen Oil Export system

**Subsea 7 har i løpet av høsten fjernet det gamle Draugen Floating Loading Platform (FLP), og erstattet det med det nye FRAMO Submerged Loading system. Operasjonen inkluderte komplekse tungløft, taueoperasjoner av riser, bøye og FLP, samt komplekse subsea operasjoner.**

Tekst: Erik Femteinevik, Project Technical Manager Draugen Oil Export Project, Subsea 7  
Foto: Subsea 7

Alt subsea-arbeid ble utført fjernstyrt fra Subsea 7 sitt undervannskonstruksjonsfartøy Skandi Seven. Norske Shell hadde som krav til Subsea 7 at det nye systemet, levert av FRAMO, måtte være i drift og i stand til å eksportere olje før det gamle systemet kunne fjernes.

Dette gjorde operasjonene krevende, men sørget for at Draugen Platformen ikke på noe tidspunkt trengte å stenge ned produksjonen som følge av manglende oljeeksportsystem.

## FRAMO Engineering Subsea Loading System

Det nye FRAMO Submerged Loading System (FSL) består av en Riserbase, en Buoyancy Tank (BT) med svivel, en lasteslange og ett pick-up system for lasteslangen. Riserbasen inneholder porter til to fleksible rørledninger samt isolasjonsventiler, strekkmonitorering av riser, og transpondere for kommunikasjon med tanker. Stigerøret har en fleksibel kobling i nedre ende og er strukket opp av BTen. På toppen av BTen er det plassert en svivel som sørger for at tanken kan rotere fritt med været.

BTen i seg selv er plassert under havoverflaten. Pick-up systemet er koblet til enden av lasteslangen lagt ut på havbunnen for så å gå til overflaten ved hjelp av oppdriftsbøyer.

Sammensettingen av systemet er i seg selv utfordrende da det består av store enheter som må kobles sammen på feltet.



Draugen Floating Loading Platform.

## Utlasting og transport av utstyr

Riserbase ble installert sammen med to fleksible rør i 2009 av Subsea 7. Den 155 m lange stive riseren ble tauet til feltet med riseren nedsunket mellom to taubåter ved hjelp av et system av BTer og kjetting for å balansere oppdrift. Riser ble deretter ankret opp på havbunnen like utenfor 500 m sonen til FLP i påvente av BTen.

BTen inkludert vann for pre ballastering og rigging, veide 210Te når den ble løftet ut i Kristiansund. Bøyen ble så tauet horisontalt til en innenskjærs oppankringsposisjon før den ble ballastert opp i vertikal posisjon klar for tauing til feltet. Bøyen ble tauet til feltet med taubåt, og ved hjelp av installasjonsfartøyet Skandi Seven ble tanken trukket ned til installasjonsposisjon med øverste ende på 50m dyp, og forankret ved hjelp av 2 stk 60Te klumpvekter.

## Undervannsinstallasjon

Når både BT og riser var "parkert" på feltet begynte den komplekse oppkoblingsoperasjonen. Riseren som nå var forankret på havbunnen, ble løftet opp i vertikal posisjon ved å løfte opp kjettingen den var forankret med i den øverste enden, mens den enda var holdt nede av kjetting i nederste enden. Riseren ble hengt av under BTen og ved hjelp av to undervannsvinsjer ble riseren trukket inn under BTen og koblet til. Undervannsvinsjene ble så flyttet ned til nedre ende av riser, og riser og BT ble så trukket ned til riserbasen og koblet til.

Etter oppkobling måtte BTen tømmes for ballastvann ved hjelp av nitrogen-påfylling gjennom ROV-paneler på tanken. Deretter ble svivel montert på toppen av BTen før lasteslangen, levert av Trelleborg, ble installert fra en 11.4 m høy reel på Skandi Seven.

## Analysar

Analysemessig var DOEP utfordrende. I tillegg til standard installeringsoperasjoner fra fartøy, innebar installasjonsmetoden for BT og Riser at en del ukonvensjonelle operasjoner måtte analyseres, herunder ballastering av BT, tauing av BT, forankring av BT og kobling av Riser og BT. I tillegg ble resultater fra analysene aktivt benyttet under arbeidet med å finne en installasjonsmetode som var tilstrekkelig robust.

Det ble tidlig i prosjektet definert et behov for å forankre BT til bunnen. Varigheten på koblingsoperasjonen mellom BT og Riser var estimert med såpass lang varighet, at å operere kranen i AHC under hele operasjonen ble sett på som urealistisk. I denne fasen ble analysen benyttet aktivt for å komme fram til en robust metode for å forankre BTen til bunnen med en forankringskonfigurasjon som resulterte i et stabilt system, der bølgene ikke initierte nevneverdig bevegelse av koblingspunktet.

Selve koblingen av BT og Riser ble også analysert. I utgangspunktet var det her snakk om å koble sammen to selvstendige, men svakt koblede systemer, som i løpet av koblingsoperasjonen ble ett enkelt system.

Det ble tidlig identifisert som et problem at Riser hadde temporære oppdriftselementer som førte til at den hang skjevt. Analysene av inntrekking- og koblingsoperasjonen viste at selve inntrekkingen av Riser til BT ikke burde være særlig problematisk, men at kapasiteten til vinsjene var marginal. Analysene viste også at en med enkle midler kunne "hjelp" til med enten kran eller ROV, og dette ble implementert i prosedyren. Analysene ble utført ved hjelp av programvaren SIMO og arbeidet med analysene var tett integrert med prosjektet.

## Fjerning av FLP

Det gamle systemet (FLP) er en SPAR type flytende kolonne med en operasjonelt deplasement på 4400Te. FLPen var installert på 260 m vandndyp, 3 km fra Norske Shells Draugen platform i 1993.

Så snart første oljelasting på det nye systemet hadde blitt utført, startet arbeidet med å fjerne den gamle Draugen FLPen. Først ble to flexible risere koblet fra PLEM ved å åpne en grayloc kobling fra 1993. Deretter ble risere koblet fra, og låret ned gjennom j-tube overført til Skandi Seven sin kran og lagt ned på havbunnen. Disse fleksible riserene ble senere spolt opp på en trommel av Subsea 7 og sendt for skraping.

Deretter startet arbeidet med å kutte og plukke opp ankerlinjer. Her ble ankerhåndteringsfartøyet Havila Jupiter brukt. Skandi Seven kuttet ankerkjettingen ved hjelp av diamantwire kuttet, og deretter ble alle de åtte ankersystemene spolt inn på vinsjen eller ned i kjettinglageret i rask rekkefølge. Sekvensen av kuttingen var planlagt slik at FLP kunne motstå laster for ett års stormlaster frem til ett gitt "point of no return" når fjerde siste ankerkjetting ble kuttet.

Draugen FLP ble tatt under tau 7.oktober. Tauet ble gjennomført med en gjennomsnittlig tauefart på 2.5-3 knop. Lastebøyen ble til slutt ankret opp ved Eldøyene på Stord i ett forhånds installert ankermonster 14. oktober. Her vil den bli klargjort for demontering og opphugging.



Utlasting av Riser i Kristiansund.



Utlasting av Framo Buoyancy Tank (BT).



Flytting av undervannsvinsjer fra nedre del av BT til Riser.



Installasjon av svivel på toppen av BTen.



Installasjon av lasteslangen som kobles på svivel på BTen.



Den gamle lastebøyen slepes til land.



# The Case for Simplicity in Subsea Pipeline Repairs

**As operators move into deeper and more inhospitable offshore environments, the need for simplicity in subsea operations has become ever more important.**

Text: Nitin Patel, Quickflange  
Photo: Quickflange

This focus on an easier way of conducting operations is exacerbated by the high costs of subsea intervention today - whether it relates to well production trees, manifolds, pipes or production lines. With the growth in deeper waters where there are limited diver intervention opportunities, subsea interventions come with significant operating expenses as well as potentially negative effects on production.

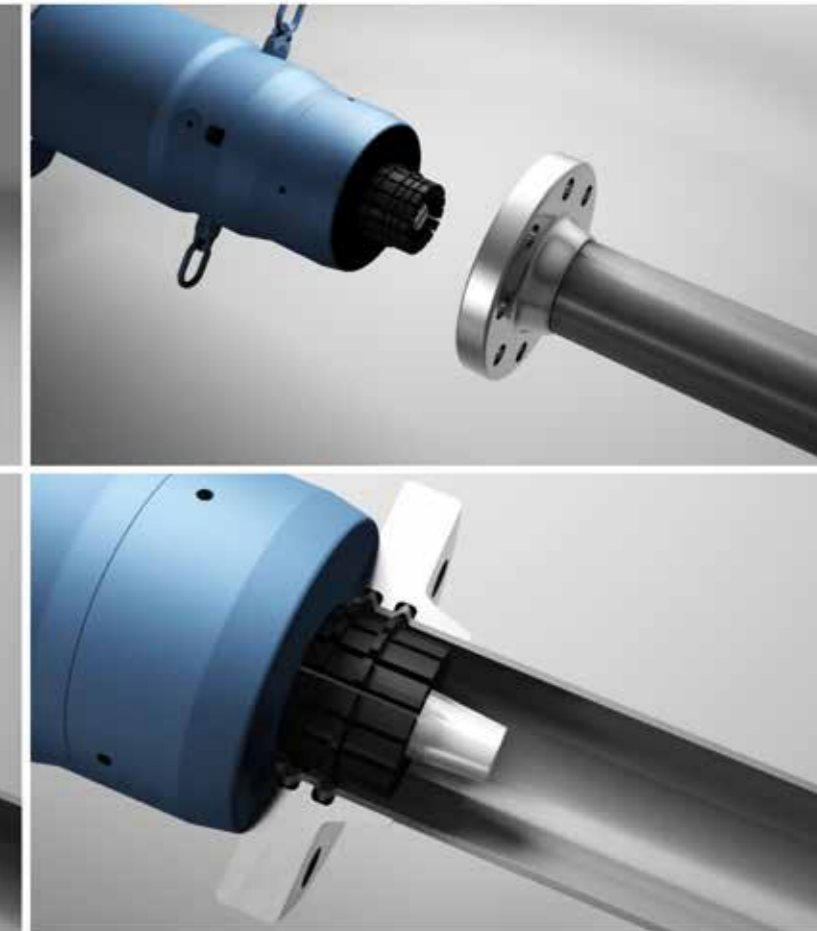
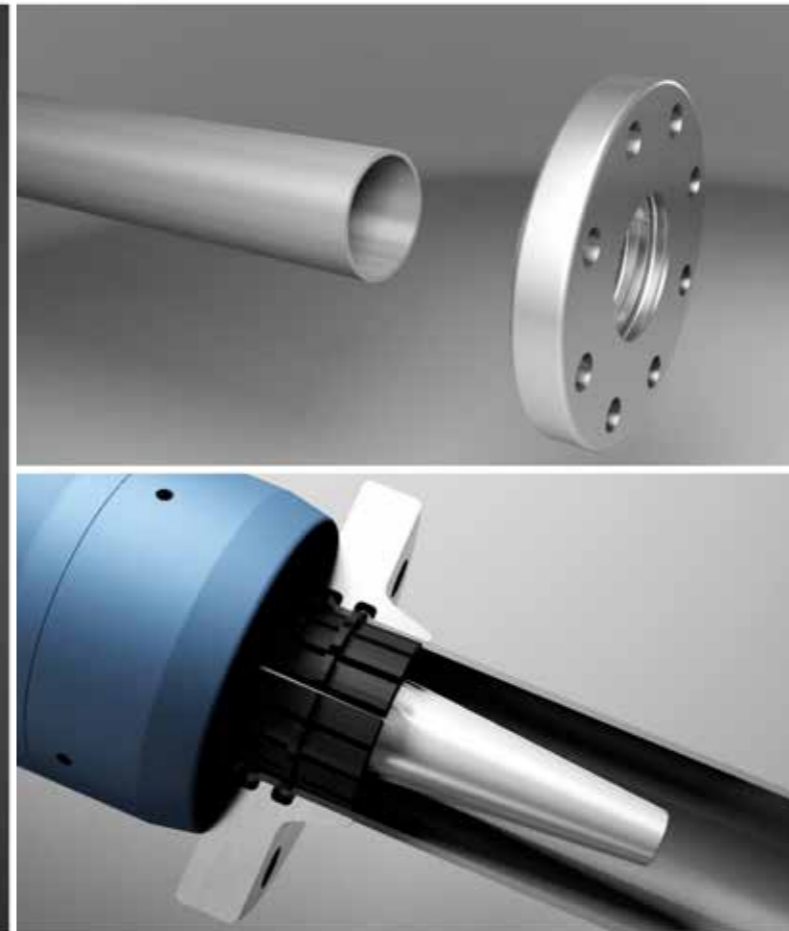
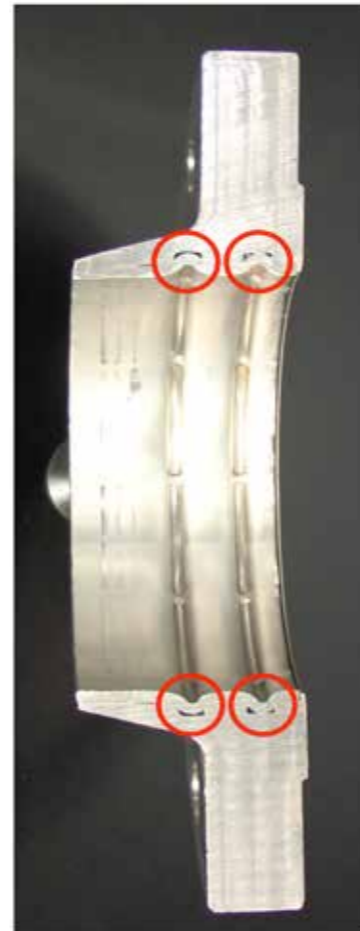
This need for simpler operations is particularly seen in subsea pipeline and mechanical connections and in the growth of remote and ROV-enabled subsea intervention systems. The subsea mechanical connector market today, however, has changed little over the past 20 years, characterised by high subsea intervention costs and complex and highly engineered solutions. More often than not, such solutions come with significant diver time and costs as well as accompanying safety considerations.

Take the case of hot based welding. Welding is the prominent technology for piping connections and installing flanges subsea in manageable water

depths and has developed significantly over the last few years. Such a practice normally consists of either manual or hyperbaric welding. Welding, however, comes with safety concerns and also requires the creation of welding habitats and significant personnel requirements – an important factor when space is so limited on offshore platforms. Specialist diver skills are also required – skills that many commercial divers can't offer.

It's against this context that Quickflange, one of the industry's leading providers of high performance piping and pipeline connection systems, has launched a new subsea pipeline connection solution that will provide an alternative to traditional welding as well as bring with it its own significant benefits over traditional mechanical sleeve connectors.

The introduction of the Quickflange Subsea to market follows an extensive testing programme in partnership with the Norwegian Research Council, the University of Agder and the National Hyperbaric Centre in Aberdeen.



Quickflange installation process.

In its simplest form, the Quickflange Subsea is a modified, standard weld neck flange, with patented internal grooves machined in such a way that the flange can easily slide onto the pipe. A simple hydraulic tool is used to fit the Quickflange onto the pipe by a process which flares the pipe into the Quickflange grooves. The process is completed within minutes with the resulting connection qualified to be every bit as robust as a welded connection.

In this way, the Quickflange Subsea can deliver a number of benefits as compared to traditional subsea connector solutions.

Firstly, there is its robustness and reliability. With the Quickflange Subsea, the cold-forging tool forces the pipe wall into the grooves, resulting in the assembled joint being stronger than the flange itself and energised by the natural relaxation 'springback'. Third party testing has also demonstrated that the solution is equivalent to welded weld-neck flanges in terms of pressure retention and load resistance.

The second key benefit is cost with the Quickflange Subsea reducing delivery times and resulting in faster implementation. There is a lowering of required diver time, less pipe preparation, such as coating removal and deburial, and the solution also comes with flexible rental options and installation tooling that can help reduce capital expenditure. Finally, the new solution brings greater simplicity and flexibility to subsea repairs through its low impact. Up to 60% shorter than other sleeve connectors, the Quickflange Subsea is easier to handle and activate with straightforward diver operations and no specialist diver training, with 'diverless' and remote operations also a real possibility in the future. No specialist pipe preparation is required either.

The installation tool for a Quickflange Subsea connector can also be used on multiple pipe ranges with flexible material selection and is fully retrievable and reusable - ideal for repair and EPRS (Emergency Pipeline Repair Systems) contingency situations.

The solution also has no moving parts, grips or other components, ensuring that less can go wrong and the built-in elastomeric seal improves on metal-to-metal sealings allowing for surface imperfections on the pipeline. Finally, due to its easy installation and simplicity, it is unlikely to have a negative effect on other subsea activities.

The Quickflange Subsea today can be utilised in a number of subsea scenarios, such as pipe lay; decommissioning; pipe work and new spool tie-ins; the replacement of existing flanges; subsea repairs such as for emergency spools; or for repair contingency purposes.

Today's subsea environment is moving more and more towards remote operations. While we're not there yet, we believe that the Quickflange Subsea will be a major contributor to simple, flexible, reliable and cost effective subsea pipeline repairs in the future.



**INNOVA**

# Matrix MK II

The Matrix MK II is a stand-alone fibre optic multiplexer and control solution, providing a simple, plug & play interface for a large array of sensors and equipment to any remotely operated system.

The system delivers low-latency, transparent data transmission for a wide range of data formats over a single fibre, based on InnoVA's LINK fibre optic multiplexer technology.

The system consists of a compact, one-atmospheric subsea unit manufactured in hard anodised aluminium, and a 19" rack mount topside unit.



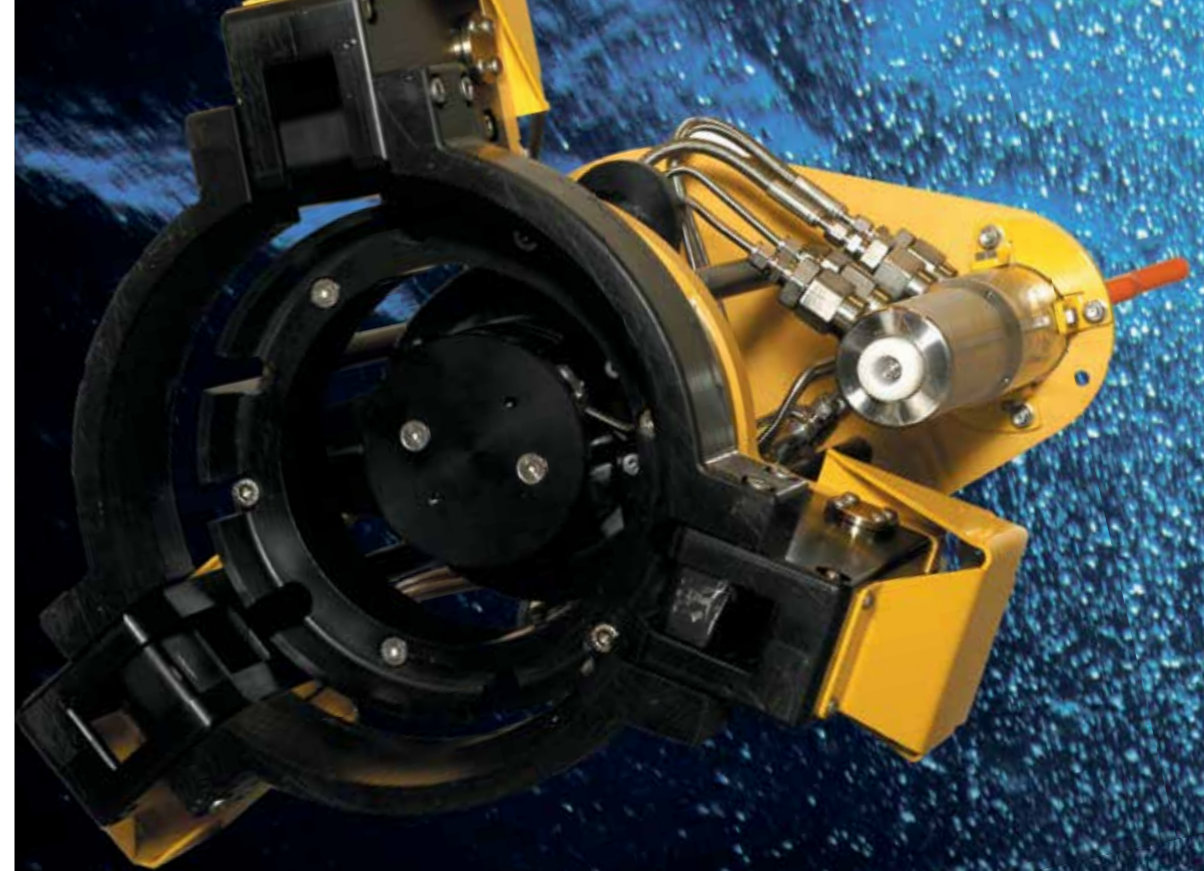
Dimensions: Ø230 x 600mm

**NOW ALSO AVAILABLE FOR RENTAL!**



Visit [www.innova.no](http://www.innova.no) for more information about our products!

Visitor addr: InnoVA AS, Jakob Askelandsvei 13, 4314 Sandnes. Postal addr: InnoVA AS, PO Box 390, 4067 Stavange. Phone: +47 51 96 17 00. E-mail: [post@innova.no](mailto:post@innova.no)



# Brilliant.

Mechanica AS is a Norwegian multi-discipline company with in-house capacity within engineering, CNC-machining and hydraulic assembly. Main focus is on design and fabrication of remotely operated subsea tools, such as cleaning tools, seal handling/replacement tools, refurbishment tools, jacking tools, drilling & cutting tools etc.

Also manufacturer of specially designed subsea accessories like lifting anchors, hot stabs & receptacles, wormgears and winches.

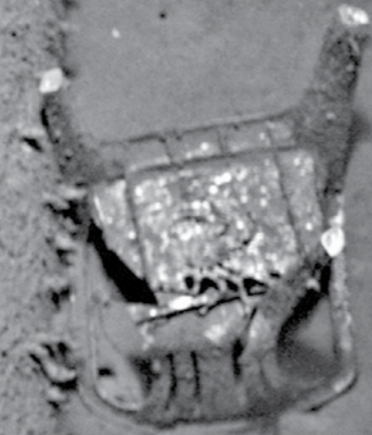
[www.mechanica.no](http://www.mechanica.no)



**mechanica**  
an Oceanering Intl. company



# MULTI-SENSOR AUV pipeline inspection



Camera image examples showing debris near the pipe. AUV altitude 3.5 m, speed 3.8 knots.

were previously carried out by the ROV operator – including actually detecting and tracking the pipeline from the sensor data, and positioning its sensors optimally relative to it. In a joint project with the Norwegian Defence Research Establishment (FFI), Kongsberg Maritime has developed advanced algorithms for robust detection, tracking and following of underwater pipelines and cables. FFI has drawn on 15 years of experience in sonar data analysis developed for other applications such as automated target recognition (ATR) in mine countermeasure applications. Trackers have been developed both for side scan or SAS imagery, and for bathymetry.

### Concept

The main sensor instrumentation for pipeline inspection with a HUGIN AUV is the HISAS 1030 interferometric SAS, the EM 2040 high-resolution multi-beam echo sounder, and the TileCam still image camera system. The operational concept may involve passing to the side of the pipeline, directly above it, or both:

### Lateral pass

If the position of the pipeline is not well known, and especially if sections of it are buried or otherwise difficult to detect, a first pass will be performed

with a lateral offset of 50-100 metres from the best estimate of the pipeline position. HUGIN will operate the HISAS, recording very high resolution sonar imagery (better than 5x5 cm) as well as bathymetry from a continuous (one side) swath of 100-200 metres. The HISAS data is also used for real-time tracking of the pipeline. When tracked, the vehicle will automatically adjust its position to a fixed lateral distance from the actual position of the pipe. If track is lost e.g. due to burial, the vehicle will slowly revert to the prior pipeline position estimate. The automatically computed pipeline position will also be stored in the vehicle.

This pass may also be performed with a regular side scan sonar (SSS). The operator will then be faced with the standard SSS trade-off: Using a low-frequency SSS (100-200 kHz) provides a wide swath (similar to that of HISAS), but resolution will be poor – potentially insufficient for the pipeline inspection task. Using a higher-frequency SSS (400-600 kHz) provides better sonar data quality, but the narrow swath means that the system is more vulnerable to loss of track e.g. after long sections of burial.

In some scenarios, this lateral pass may be sufficient. The very high resolution HISAS data allows detection of free spans, burial, lateral shift

**Subsea pipelines are used to transport vast amounts of oil and gas every day. Due to the high cost of laying such pipelines, there is usually little or no redundancy between pipelines. Any disruption to the oil and gas delivery would have formidable financial and social consequences, not to mention the environmental consequences of a possible leakage. Pipelines are therefore built to withstand most threats to their integrity, but this is complemented by extensive schemes for inspection.**

Text: Per Espen Hagen, Senior Principal Engineer, Kongsberg Maritime AS  
Photo: Kongsberg Maritime AS

The potential threats to a pipeline can be many, and vary with location and water depth. In many areas, natural phenomena such as hurricanes, seismic activity and sediment shift are of vital concern. In other areas, human activity such as bottom trawling or anchoring poses the greatest risk to the pipelines.

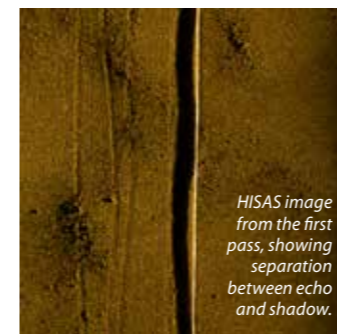
The main objectives of the inspection varies with the threat scenario, but can include determination of burial, free span, buckling, as well as any kind of damage to the pipeline. In addition to the pipe itself, it is normally also of interest to gather data from its surroundings, to scan for debris and evidence of potentially damaging human activity. These diverse tasks are best solved by recording data with a variety of sensors, both acoustic and optical.

Currently, this type of external pipeline inspection is often performed with towed or remotely operated vehicles (ROVs). For the past several

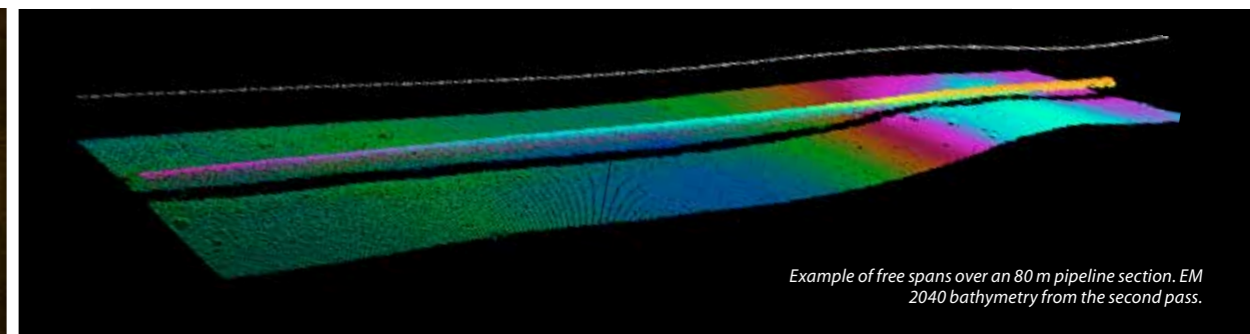
years, Kongsberg Maritime has been developing a concept for pipeline inspection using the HUGIN autonomous underwater vehicle (AUV). The primary advantage of using an AUV for this task is that it can operate at substantially higher speed – typically 4-5 knots, compared to 1-2 knots for an ROV. Secondly, AUVs can carry out their mission without being followed closely by a large surface vessel. And thirdly, the higher stability of AUVs means that they can effectively collect different types of sensor data, such as synthetic aperture sonar (SAS).

The concept has been field tested in various scenarios since 2009, with a full scale test of the complete system performed in the North Sea in July this year.

The main challenge when going from ROV based to AUV based pipeline inspection is that the AUV must autonomously perform many tasks that



HISAS image from the first pass, showing separation between echo and shadow.



Example of free spans over an 80 m pipeline section. EM 2040 bathymetry from the second pass.



Debris near the pipe.

HUGIN in the 20' container onboard M/V Icebeam.



of the pipeline, as well as many types of human activity near the pipeline.

#### Passing above the pipeline

The other approach is to pass directly above the pipeline. In this mode, HUGIN will operate the EM 2040, and typically operate at an altitude of 4-10 metres above the pipe. Depending on visibility, the optical camera can also be operated. In addition, HISAS can be operated to increase the acoustic coverage to the side of the pipeline.

If the pipeline position is well known before the operation, a pass directly above the pipeline will often be sufficient.

#### Demonstrations

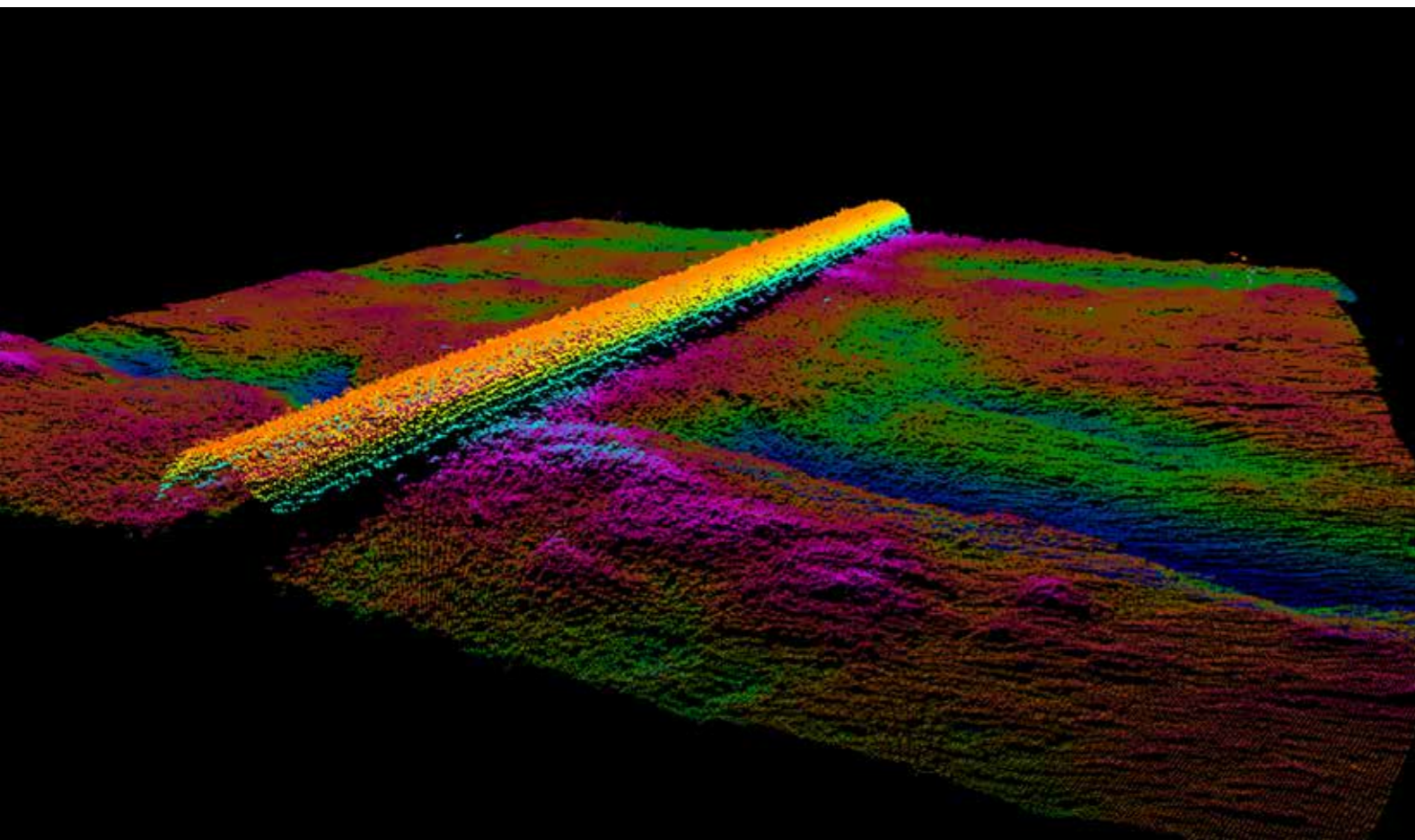
In July 2012, a HUGIN AUV was mobilised on the ship M/V Icebeam, owned and operated by the Swedish survey company Marin Mätteknik (MMT). The portable HUGIN system consists of one 20' container for the AUV (including the launch and recovery system) and one 10' operations container. The system also includes a portable HiPAP system for acoustic positioning, a Seapath navigation system, acoustic, RF and satellite links, as well as all necessary maintenance equipment. The complete system was mobilised onboard M/V Icebeam in one day, including HiPAP calibration at sea.

The following day, the ship transited to the area of operations and a comprehensive 4-hour HUGIN test dive was executed. The AUV then performed two 13-hour dives over the next two days. After transit back to port, the entire system was demobilised in half a day.

In the first survey mission, HUGIN tracked and followed the pipeline continuously with HISAS for almost 7 hours, covering a 49-km section at 4 knots speed. Similarly, HUGIN tracked and followed the pipeline with EM 2040 (and optical camera) continuously for around 4 ½ hours, covering a 30-km section at 3.8 knots speed. In this phase, the AUV operated at an altitude of 3.5 metres, and excellent camera images were collected.

Various combinations of AUV speed, altitude and sensor settings were tested in order to optimise multibeam coverage and sounding density. The EM 2040 achieved ping rates exceeding 40 Hz, allowing approximately 5 cm sounding spacing both along-track and across-track. The stable environment on the AUV allows practically every single sounding to be used, facilitating DTM production at cell sizes of 10x10 cm or even smaller.

A 20x20 m detail of EM 2040 bathymetry data. The pipeline diameter is approximately 1 m.



## SEPRO TECHNOLOGY - FROM TOPSIDE TO SEABED technology and innovation

[www.seprotechnology.com](http://www.seprotechnology.com)

Sepro Technology is a leading supplier of high-performance launch & recovery systems for ROV and Subsea Operations. Sepro Technology has, during the last 20 years, developed the most comprehensive product portfolio in the market for launch & recovery systems and has an extensive experience and knowledge within design, engineering, project management and production.

A single product delivery might vary from different electrical or hydraulically active heave compensated winches and A-Frames (up to 50 ton SWL) all equipped with our advanced Control System. A turnkey delivery combine several of our unique products and are put together in a complete system for ROV handling or Module handling, and includes our unique system integration and thorough system testing.

Production, assembly and testing are carried out by our parent company SH Group A/S in Svendborg, Denmark. This is done by purpose to have optimum

control of quality and functionality for each individual delivery, hence reduce the installation and testing time on client site.

Our Service department performs after-market spare-part deliveries and service on own equipment, like maintenance, modifications, overhaul, testing and installation services that fulfill class requirements within mechanical and hydraulic systems as well as electro & automation equipment.

Sepro was established in 1993 and is a part of the Danish SH Group A/S. Sepro has during the last 20 years, delivered more than 200 handling systems. We have an excellent track record with the majority of these systems in daily operations world-wide.







Stinger Technology AS is an innovative solution provider focusing on underwater wells monitoring, seabed surveys and jacket inspections. Ongoing projects include; • platform based ROV services • Underwater Leak Detection Systems • Onshore CCR System Integration • Shallow Gas Monitoring • ROV Drill Support • Drill Cuttings Classification.



Dusavikveien 27 • 4007 Stavanger • Norway • [www.stinger.no](http://www.stinger.no) • Phone (+47) 915 71 819

Structure deflection monitoring.

Unique template and suction anchor installation tool.

The industry's #1 choice. Gen 5 Mux.

# Norway's leading provider of subsea electronics

RTS is supplier of engineering services, equipment rental, product sales and offers complete rental solutions to the subsea industry both in Norway and around the world. More at [rts.as](http://rts.as)

Devoted to solutions - since 2002.



Rental Technology & Services AS Aakrehamn Teknologisenter Sjøenvegen 52 4270 Åkrehamn Norway +47 52 81 47 60 [sales@rts.as](mailto:sales@rts.as) [www.rts.as](http://www.rts.as)



# Operational experiences using the latest generation remote tie-in systems

**Subsea 7 has an extensive track record when it comes to remote tie-ins, and over the years we have probably used just about every remote tie-in system there is.**

Text: Jørgen Olsen, Discipline manager - Remote Construction, Subsea 7  
Photos: Subsea 7



Landing of first end of flexible into porch.



View of xmas tree with both lines connected.



Pull-in arrangement handling a 2nd end flexible towards the porch.

Through several projects in recent years, and especially last summer (2012), we have gained valuable first hand operational experience with the new generation tie-in systems. We completed tie-ins on Skarv (HCCS connections), Ormen Lange where we used UCON, Skuld and Atla project using HCS. The latter being the first ever Aker HCS operational tie-in. This article is based on our experience gained from these Norwegian projects and is meant as a general comment to the new systems that have been introduced, and is as such neutral in terms of system provider.

In recent years all of the above mentioned systems (and several more) have been introduced and successfully used in live subsea applications. Common for most of these systems is the technological platform they are built upon. They are relatively compact, modular and simple compared to their predecessors. The functions that historically were integrated into the previous tools (as one single unit) have now been split out and are operated separately by ROVs. This creates several advantages.

The pull-in winch did however not make the generation leap that these systems have made, and is not part of the new design for any of these systems. In this respect they differentiate themselves from the previous generation. They are first and foremost all systems that stroke and connect and do not facilitate any provision for pull-in. Thus they bring with them new challenges for the installation contractor.

The common solution is based on landing the termination head directly into the porch, letting the ROV stroke the hubs together and engage the connector. This is an optimal

method for spools and for most cases for the first end of a flexible being installed. However for a flexible laid as a second end the story is somewhat different, and as we have seen in the field, it introduces some interesting handling challenges, often in combination with small tolerances.

New tie-in systems are often compared to previous tools as a benchmark for efficiency. This comparison gives a good result when used in the operational mode they are made for (stroke and connect). However without a winch as part of the system, the time to relocate the product is now not part of the tie-in operation and is therefore not counted as "connection time".

Operational statistics logged for Skuld, Atla, Ormen Lange, VRD and Skarv (in total 85 connections) show that the average time for stroke and connect is 6 hours (including cap removal, cleaning and back seal test where applicable). This is a fairly short time, but is expected to be even less once some of the issues with the new systems have been sorted. However, time for re-routing of a flexible from seabed to finally landing in the porch the average was 15 hours for the 62 (of 85) connections where this was required. Comparing this duration with a tie-in using a previous generation tie-in tool, which typically did the complete operation in 8-12 hours, the increase is significant.

Undoubtedly there will be improvements as the systems mature and installation methods improve, but one of the key issues with this is the uncertainty. There is no such thing as a standard tie-in. Routing, sequence, product properties, termination head, equipment design, tolerances, seabed conditions, hub

height, vessel used, etc, all play a role. Not to mention more than ever the experience and skill of the shift supervisor performing the operation. Thus, some products are easy to relocate and others will inevitably force the average time up, as we have seen through our operations. Some of the new systems have also had issues with the new design, for example we spent a lot of time trying to undo stuck outboard caps this season.

With the new systems we have seen that more responsibility is put on the installation contractor. For second end flexible tie-ins the installation vessel now has to use additional AHC winches on board to perform the so called "camel lift" on the product (crane on the termination head and an additional winch some distance back on the product to balance the heading and pitch of the termination head). How this operation is performed is very

dependent on product and must be analyzed in detail. Often an additional winch is used in combination with a snatch block to gain lateral control and maneuver the product towards the inboard structure.

Placement of winches on deck will to a large degree lock the vessel heading relative to the product thus making the operation more weather dependent. In addition heave compensation also needs to run for several hours at a time to perform the relocation of a flexible to its porch.

Furthermore it is important that the inboard structure is prepared for the pull-in operation. Strong points in the right location and height is required to allow for a lateral connection. Our experience so far shows that this is often not the case.

A final observation is that in the past, providers of the tie-in systems have had a large and very competent crew of technicians and supervisors. With the new systems this is practiced differently from system to system, and also from contract to contract. In some cases it has been almost absent or the provided crew has not had sufficient training. Our experience shows that having competent system specific personnel onboard is invaluable, not only for decision making but also to maintain the tooling and repair where required.

The next generation tie-in systems are here to stay, and the above is just a brief description of some of the more general observations and experience we have gained recently. With more responsibility given to the installation contractors early dialogue is just as important as it has ever been before.



HCS system ready for deployment onboard Deep Cygnus.  
Photo: Jørgen Olsen



# OLJEBRANSJEN FØR OG NÅ

For 20 år siden var et skift på opp mot 24 timer vanlig, og HMS et fremmed begrep.

Tekst: Marius Solberg Anfinsen Foto: Privat



Rune Hansen ombord på Rigger Scarabeo 5 i 1998.



Spectrum Crawler ROV utvikling på Oceaneering sitt verksted i 2000.



Rune Hansen jobber som project superintendent i Oceaneering. Han har vært i jobben i 27 år og mimrer om hvordan arbeidshverdagen har endret seg i oljeindustrien. Livet til en ansatt på operasjon i Oceaneering har endret

seg drastisk. For 20 år siden sto bagen pakket i gangen hjemme til enhver tid. Man visste aldri når telefonen kunne ringe med beskjed om å komme seg på jobb. Man visste heller aldri hvor lenge man ble borte.

– Man jobbet ved behov, det var aldri planlagt. Man jobbet gjerne hele natten og skift på opp mot 24 timer var ikke unormalt. Som oftest sov man på 2-, 4-, eller 8-mannslugarer. I dag har man lugar alene og får ekstra betalt om man må bo på lugar med andre. Man vet når man skal reise, og skift på mer enn 12 timer er ekstremt sjelden, sier Rune Hansen.

Før i tiden var det ikke TV tilgjengelig på lugaren og aviser hørte til sjeldenhetene. Man fikk kanskje ringe hjem en gang i uken for å fortelle at man ikke kom hjem den uken heller. ROV-fasilitetene på riggene var som oftest i friluft. Hansen minnes at de sto under en presenning i bitende kulde for å fikse på elektronikk- eller hydraulikk-systemer. Det kunne være både minusgrader og snøstorm, men jobben måtte like fullt gjøres.

– Vi merker jo også godt forskjellene på flyplassene. Før var det bare å slenge bagen på skulderen og gå til helikopteret. I dag er det masse sikkerhetsjekker. Før satt vi i vanlige klær i helikopteret, mens i dag sitter vi i redningsdrakter og er med på kurs i helikoptervelt annet hvert år, forteller Hansen.

#### Enorm ekspansjon

I løpet av sine nærmere 30 år i Oceaneering har han hatt ulike jobber. Han startet som ROV pilot tekniker før han var innom roller som supervisor, superintendent

– Da jeg startet var vi tre mann på operasjon som jobbet ute i felten og vi hadde ett lite

observasjons ROV-system. Vi jobbet ved behov og tok fri når vi ikke hadde arbeid. I dag har vi over 600 ansatte på operasjon og over 1300 ansatte totalt sett. Utviklingen har vært fantastisk, sier 50-åringen som er utdannet maritim elektroautomasjonsingeniør.

Det var på 90-tallet at det tok av for Oceaneering, men ikke før de hadde vært gjennom tøffe tider.

– Vi vokste til omkring 30 ansatte, men så lå vi lenge på det nivået. Tidlig på 90-tallet kom knekken som faktisk gjorde at vi måtte permittere ansatte en periode. En stund hadde vi bare én kontrakt. Men så fikk vi flere kontrakter og da kom det store grunnlaget for å satse videre.

#### Teknisk revolusjon

Det er ikke bare størrelsen på driften og antallet oppdrag som har eksplodert de siste 20 årene. Den tekniske utviklingen har om mulig vært enda større og mer revolusjonerende.

– ROV var helt i barndommen for 20 år siden. Det var mye prøving og feiling. Vi hadde mer





reparasjonstid enn operasjonstid. Jeg husker spesielt en gang Norsk Hydro skrøt oss opp i skyene fordi vi klarte å holde en ROV i vann i mer en seks timer uten teknisk breakdown. I dag er forventningen at en ROV skal være operativ uten problemer 24/7.

Veteranen forteller at Oceaneering i Norge har hatt over 100 000 dykketimer i 2012 og statistikken viser en oppetid på 99,85 prosent.

For 20 år siden handlet det altså først og fremst om å få en ROV til å fungere. Deretter startet utviklingen av verktøysystemer. I dag er det en egen avdeling som jobber med å utvikle verktøy til ROV. Påliteligheten til dagens ROV gjør at den i dag er en integrert del av en subsea-installasjon.

– Den dagen industrien så at ROV-systemer var til å stole på som verktøy medførte det at man kunne forandre filosofien og måten man bygger undervannsinstallasjoner på. Tidligere var det dykkere eller gigantiske roboter, nå er det en enkel ROV som går ned og utfører operasjoner på installasjonene, forteller Hansen.

#### Sikkerhet i høysetet

For 20 år siden var HMS et relativt ukjent begrep. De to som styrte driften på plattformene bestemte hva som skulle gjøres.

– Da gjorde man som «høvdingen» sa. Ofte fikk vi bare beskjed om å bruke hodet og passe på. Sikkerheten var nok ivaretatt, men på en helt annen måte enn i dag. Man hang i ridebelter i tårnet og klatret rundt på plattformen uten den samme årvåkenheten rundt at man kunne falle ned å slå seg. Vi brukte også verktøy uten særlige retningslinjer. I dag er alt dette ekstremt regulert. Alle aktører har gode HMS-rutiner og alle har en nullskadefilosofi.

Rune Hansen presiserer at det skjedde få ulykker før i tiden også, men at man gjerne var mer overlatt til å stole på egen erfaring og sunn fornuft for å unngå farlige situasjoner.

– I dag finnes det kursing i det meste og man skal bevise at man har kompetansen som trengs. Vi har for eksempel en hel opplæringsavdeling som kun ivaretar intern opplæring og oppfølging.

– Hva er årsaken til at du selv har blitt værende i bedriften og vært med på reisen de siste 20 årene?

– Årsaken er min interesse for tekniske utfordringer, gode kollegaer samt spennende og varierte arbeidsoppgaver. Jobben har blitt mer en livsstil enn en jobb. Ikke minst blir jeg tatt vare på. Om jeg yter som forventet kan jeg forvente å bli kompensert som fortjent. Hva mer kan man ønske seg?



Cutting Underwater Technologies AS

Sales Office  
Industriveien 6, 4330 Ålgård Norway  
Tel: +47 51 610 510 Fax: +47 51 610 511  
Giuseppe.ummarino@cut-norge.com  
www.cut-group.com



Our mission is to provide safe operations, better solutions and create cost-effective ROV and Trenching operations.



**IKM Subsea AS**

Address: Nordlysvegen 7, 4340 Bryne, Norway Tel: +47 962 00 210 Fax: +47 51 48 43 12 E-mail: IKMsubsea@IKM.no. Please visit www.IKM.no for more information.



www.westcontrol.com

**Westcontrol** is today one of the leading supplier of a wide range of electronics solutions in Norway, based on an enthusiastic, well educated, and diligent staff.

**Westcontrol** are an experienced supplier to maritime, subsea and offshore installations, and we are able to deliver everything from small-scale development and prototype series to large volume contract production and assembly runs.

**Westcontrol** can deliver fully tested boards and mounted modules, complete with housing and cables.

Westcontrol AS - e-mail: post@westcontrol.com, Telefon: 51 74 10 00 - Telefax: 51 74 10 10 - Breivikvegen 7, 4120 Tau.





ONE CONTACT , ONE RESOURCE, MANY SOLUTIONS



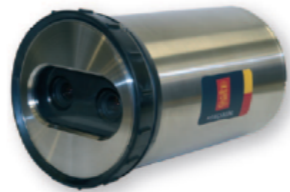
General Industry Systems AS (GIS) is proud to be the Norwegian agent for Kongsberg Maritime, a leading subsea camera manufacturer since 1977.

In 2012 Kongsberg Maritime has released the following new and upgraded state of the art colour cameras such as HD Wide angle, 3D HD, HD Pan/Tilt and Digital Still. They will also in early 2013 release a new wide angle SD colour zoom camera.

We can supply cameras and solutions for various types of subsea use such as ROV, Plough, Trencher, Lander, AUV Deployed or Environmental/Subsea Monitoring



- Low Light Navigation Cameras
  - SD & HD Inspection Cameras
  - 3D HD TV cameras for ROV manipulator work
- Digital Stills Cameras
  - Underwater Lamps (LED, Halogen, HID)
- Integrated Environmental Monitoring:
  - Subsea Equipment Integrity Monitoring (Oil & Gas, Renewable)
  - Scientific / Oceanographic Studies (Very long term immersion)



For more information about this new cameras please visit our stand at FFU or send a email to [sales@gis.no](mailto:sales@gis.no)



**Anskaff  
hjertestarter i dag!**

- det kan redde en kollega i morgen.

**Ring 05003**

**Røde Kors Førstehjelp**

Telefon: 05003 | Internett: [www.rodekorsforstehjelp.no](http://www.rodekorsforstehjelp.no) | E-post: [post@rodekorsforstehjelp.no](mailto:post@rodekorsforstehjelp.no)

**Seabed Intervention**

**Subsea- & Marine  
Project Support**

**Subsea Engineering  
& Fabrication**

**Deep.C** TELEPHONE:  
03505

We'll find a way, or make a way



[www.deepcgroup.no](http://www.deepcgroup.no)

# Acoustic Leak Detector



25 years design life  
2000 m operational depth  
ISO 13628-6 qualified

Robust sensor design  
Titanium Grade 2 frame

Global coverage  
Directional leak detection

Easy ROV installation  
No maintenance requirement



**NAXYS**  
A GE Company





**Depro** is a multi-discipline supplier of design-, engineering and project management to the oil & gas industry. Using Depro you will increase your capacity and could get help to solve design challenges you may not have expertise or have capacity to handle.

**Depro** has an engineering department with highly skilled people that have focus on delivering smart solutions that raise quality and performance while cutting costs.

The machining, assembly and test department can give you the best service.

**DEPRO**  
Consider it done

Industrivegen 6, Håland Øst, 4340 Bryne  
Tel: +47 51 48 21 90  
[www.depro.no](http://www.depro.no)



### FFU vil arbeide for å:

- Formidle kunnskaper og erfaring innen fjernstyrte undervannsoperasjoner
- Skape kontakt mellom utdanningsinstitusjoner, forskning, brukere, operatører, produsenter og offentlige instanser.
- Holde kontakt med andre aktuelle foreninger
- Skape god kontakt innen det undervannsteknologiske miljøet

### FFU i dag

FFU har siden opprettelsen i 1988 opparbeidet en solid økonomi. FFU har ca. 470 medlemmer og har gjennomført flere utredninger knyttet til aktuelle undervannsteknologiske problemstillinger.

### Hvem kan bli medlem?

Styrets sammensetning bør bestå av representanter fra brukere, operatører, produsenter, myndigheter og utdanningsinstitusjoner. Se under for priser og kategorier.

### Utstillinger, konferanser

FFU er faglig representert ved undervannsteknologiske arrangementer i Norge. På denne måten søker foreningen å bidra til at tidsaktuelle temaer blir tatt opp. FFU arbeider også for at undervannsrelaterte konferanser, kongresser og møter blir lagt til Norge.

### Utredninger

Som et ledd i foreningens virksomhet har FFU initiert og gjennomført følgende utredninger finansiert av flere oljeselskap:

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

### Norsk Oljemuseum

FFU vil gjennom sin virksomhet gi støtte til Norsk Oljemuseum og bidra til at utrangert, men faglig interessant utstyr blir tatt vare på.

#### TYPE MEDLEMSKAP

<b>Bedriftsmedlem</b>	<b>kr. 5000,- (inkluderer inntil 10 medlemmer)</b>
<b>Personlig medlem</b>	<b>kr. 1050,-</b>
<b>Offentlig instans - Ny kategori!</b>	<b>kr. 1250,-</b>
<b>Studentmedlem</b>	<b>kr. 125,-</b>

Priser er inkl.mva.

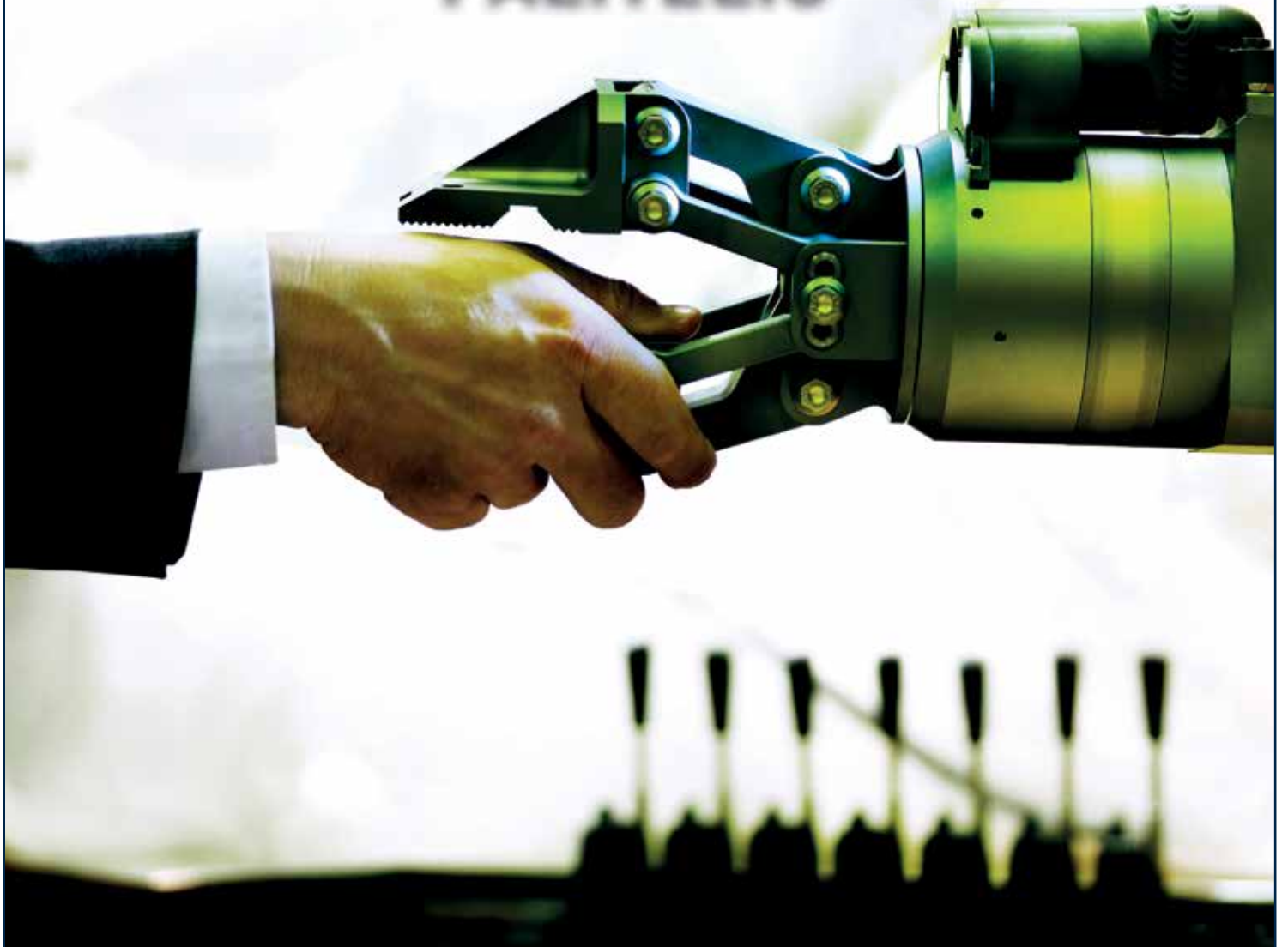
### Ønsker du å bli medlem i FFU?

Kontakt oss på mail: [post@ffu.no](mailto:post@ffu.no)  
eller finn mer informasjon på vår nettside [www.ffu.no](http://www.ffu.no)





PÅLITELIG



ROV  
Operations



Deepwater Technical  
Solutions



NCA



Asset Integrity



Rotator  
Valves



Umbilical  
Solutions

Jåttåvågen, Hinna - P.O.Box 8024 - 4068 Stavanger, Norway  
Phone: +47 51 82 51 00 - [www.oceaneering.no](http://www.oceaneering.no)

Your *perfect* team player

