

D
Y
P

TAC Challenge 2026

200 studenter utfordret av industrien

- / Medlem i fokus: Djuvik
- / Når maskinene begynner å snakke
- / Precision Under Pressure: Delivering Accuracy in Offshore Construction
- / Ny høytrykks XT-teknologi kan realisere krevende olje- og gassbrønner
- / Avskjeden med Gryphon Alpha



Forening for fjernstyrt
undervannsteknologi

3 . 2026 



Connecting What's Needed with What's Next™

THE FUTURE MOVES ELECTRIC



Momentum™ Electric Work Class ROV
Electric power. Total control. Built for extreme subsea demands.

■ Connect with what's next at [Oceaneering.com/electric-rov](https://www.oceaneering.com/electric-rov)

Copyright ©2026 Oceaneering International, Inc. All rights reserved.

DYP

En spennende høst i vente!



Stig Hjorth

Noe av det jeg setter mest pris på med undervannsmiljøet er evnen til å bygge videre på det som allerede eksisterer.

Vi er en bransje som naturlig nok er opptatt av ny teknologi, nye løsninger og nye muligheter. Men av og til tar jeg meg i å lure på hva det egentlig er som driver utviklingen fremover. Er det de store teknologiske gjennombruddene vi husker, eller er det summen av erfaringene som deles, problemene som løses og de mange små forbedringene som gradvis flytter grensene for hva som er mulig?

Jeg tror svaret ofte er litt av alt. Men kanskje undervurderer vi noen ganger verdien av de mindre synlige bidragene. Kunnskap som deles mellom kolleger. Erfaringer fra én operasjon som kommer til nytte i den neste. Ideer som får tid til å modnes før de tas i bruk.

Når jeg leser artiklene i denne utgaven av DYP, er det nettopp denne tanken som går igjen. Enten temaet er ny XT-teknologi, digitale beslutningsstøttesystemer eller dykkerfri frakobling av Gryphon Alpha, handler det i bunn og grunn om hvordan erfaring og kunnskap utvikles, deles og tas videre.

Den samme tanken finner vi igjen i årets TAC Challenge. Konkurransen fortsetter å vokse, og årets arrangement samlet rekordmange søkere og deltakere. Det er inspirerende å se hvordan studentene angriper reelle utfordringer med kreativitet, pågangsmot og engasjement. For FFU er dette en viktig arena for læring, rekruttering og kunnskapsdeling mellom dagens og morgendagens fagmiljø.

Behovet for slike møteplasser stopper heldigvis ikke ved TAC Challenge. Når denne utgaven publiseres vil fristen for innsending av foredrag til FFU-seminaret 2027 være passert, og arbeidet med neste års program være godt i gang. Påmeldingen åpner 2. november, og vi ser frem til nok et seminar hvor erfaringer, ideer og ny kunnskap kan deles på tvers av selskaper og fagmiljøer.

2027 blir samtidig et spesielt år for FFU. Foreningen fyller 40 år, og det ønsker vi å markere gjennom et utvidet seminaropplegg med jubileumsmiddag på kvelden. Vi håper å kunne samle både nye og gamle bekjentskaper til en markering som hedrer historien vår og samtidig retter blikket fremover.

Før den tid håper vi å møte mange av dere på høstens Subsea Pub-arrangementer. Bergen står for tur 15. oktober, før Haugesund følger 5. november. Også disse møteplassene handler i bunn og grunn om det samme: å dele erfaringer, bygge relasjoner og lære av hverandre. Kanskje er det nettopp der den videre utviklingen starter.

God lesing



Forening for fjernstyrt undervannsteknologi

Sekretariat

Anne M. Mørch v/Rott regnskap
913 89 714
post@ffu.no

Styrets leder

Stig Hjorth, Vår Energi
922 20 113
stig.hjorth@varenergi.no

Styremedlemmer

Stig Hjorth, Vår Energi
Ola Brun, Subsea 7
Truls Munch-Ellingsen, Stinger Technology
Andreas Borsheim, Equinor
Thea Mohn, Ocean Installer
Ole-Andreas Eikeland, Oceaneering AS
Inger Lise Gjerdalstveit Jonassen, AkerBP
Sigbjørn Svendsen, DeepOcean

Revisorer

Magne Grønnestad, Marlog
Arnfinn Austrheim Lid, Equinor ASA

DYP magasinet

Ole Andreas Eikeland
+47 919 14 652
osvendsenl@oceaneering.com
Ta kontakt ved interesse for artikkel i DYP

Produksjon April

Forsidefoto: Omega Subsea

Annonser

Ser mer informasjon på
ffu.no/dyp-magasinet
ISSN 1891-0971

DYP Publiseres

DYP #1: Januar
DYP #2: Juni
DYP #3: Oktober



FØLG OSS

3. 2026



Ashtead
Technology

We are Ashtead Technology

Ashtead Technology's structural monitoring services have been trusted for over 25 years to deliver best-in-class accuracy and reliability during subsea installations.

Our in-house developed autonomous monitoring system (AMS) delivers real-time heading, pitch, roll and position data, with built-in data logging, while our deflection monitoring system (DMS) builds on this by adding real-time structural deflection and suction anchor differential pressure monitoring. This is essential for understanding structural behaviour when installing onto the seabed. With four levels of data telemetry redundancy, our systems are designed for flexibility and precision.

Learn more about our systems:

Ashtead Technology AMS+



Ashtead Technology DMS



**Contact our
Norway team**



sales.norway@ashtead-technology.com



+47 948 08 090

ashtead-technology.com

TAILOR-MADE BUOYANCY

- **Tailor-made** subsea buoyancy according to customers specifications.
- **Repair and reuse** of subsea buoyancy module instead of replacement.



MECHMAN
MECHANICAL MANAGEMENT
post@mechman.no / +47 413 53 509

Trenger deres forening eller organisasjon støtte?

FFU ønsker å støtte prosjekter og initiativer som fremmer engasjement og opplæring innen fjernstyrt undervannsteknologi. Hvis deres forening eller organisasjon faller innenfor kriteriene for støtte, send oss gjerne en søknad. Søknadsperioden er august – oktober. Styret behandler søknader i november og utbetaling skjer Q1 påfølgende år.



Hvordan søke om støtte fra FFU?

Søknaden må inneholde:

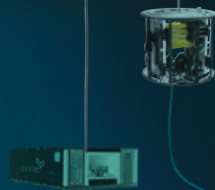
- Litt om deres forening / organisasjon
- Kontaktperson hos dere
- Hvordan støtten skal brukes
- Hvor mye dere søker om
- Hvordan prosjektet kan knyttes til fjernstyrt undervannsteknologi

Hvem kan få støtte fra FFU?

- Dere har et organisasjonsnummer
- Prosjektet kan relateres til fjernstyrt undervannsteknologi
- Prosjektet er knyttet til utdanning, opplæring eller formidling rettet mot studenter eller et ungt publikum

Søknaden sendes til post@ffu.no

I forbindelse med utbetaling av støtte ønsker FFU eksponering hos mottaker, samt bidrag til innhold som kan publiseres i sosiale medier og/eller DYP-artikkel (FFU magasin).



The BLUEROCTM FAMILY

Depro AS is bringing BLUEROCTM to market in 2026

Four system configurations covering depths from 0 to 4,000 m, all in one package, designed for fully remote operation. Install the system on a vessel of opportunity, a dedicated vessel, or a medium to large-sized USV.

BLUEROCTM gives operators five practical advantages:

1. Access to deep-water and harsh-environment operations with a compact ROV
2. Better vehicle control through managed tether deployment
3. More power for tooling, sensors and intervention equipment
4. Faster mobilization where deck space is limited
5. Local, vessel-based or remote control using standard interfaces

Applications include:

- Inspection tasks: Integrated Ultra 4K Smart Camera or an optional 3D photogrammetry camera
- NDT: CP measurements, ultrasonic thickness measurements, flooded member detection
- Cleaning
- Environmental monitoring
- Sonar surveys and mosaicking of limited areas
- Salvage and light intervention
- Detection, identification and disposal of mines and UXO



Contact us to learn how BLUEROCTM can support your next underwater operation

depro.no

Medlem i fokus

I denne spalten løfter vi frem og setter fokus på våre medlemsbedrifter. Her vil dere få innblikk i spennende prosjekter, erfaringer og perspektiver fra aktører som på hver sin måte bidrar og er viktige for undervannsbransjen.



Fra Sauda til subsea verden over

Foto: ROVpartner

Det startet som en maskineringsbedrift i Sauda på begynnelsen av 1990-tallet. I dag utvikler Djuvik egne polymerbaserte produkter for krevende undervannsoperasjoner, med kunder over store deler av verden.

Fra maskinering til egne produkter

Brødrene Jan Harald og Bjørn Idar Djuvik etablerte Djuvik Maskinering i 1992, med leveranser til blant annet smelteverks- og oljeindustrien.

Veien mot dagens virksomhet skjedde gradvis, og ofte som følge av at kundene kom med utfordringer de trengte hjelp til å løse. – Det begynte med at vi ble spurt om vi kunne se på ulike problemer. Først var det små problemer, så ble de større. Etter hvert ble løsningene til produkter, forteller Jan Harald Djuvik.

I 1999 leverte selskapet sin første polymerbaserte klemme. Erfaringene med polymerløsninger førte etter hvert til et større strategisk skifte, og i 2010 valgte Djuvik å satse utelukkende på polymerbaserte produkter. To år senere tok selskapet steget ut i det internasjonale markedet.

Lettvekter under vann: Djuviks Lightweight Debris Cap beskytter brønnhodet og er utviklet for å kunne håndteres og installeres med ROV. Den veier 150 kilo på land, men bare 15 kilo i vann.



Ove Fløgstad Johnsen jobber med salg og kommersiell utvikling i Djuvik

Jan Harald Djuvik er teknisk leder i Djuvik og var med på å etablere selskapet i 1992.



Kort om Djuvik

- Etablert: 1992
- Hovedkontor og produksjon: Sauda
- Ansatte: 30
- Daglig leder: Johanne Djuvik
- Teknisk leder: Jan Harald Djuvik
- Virksomhet: Utvikling og produksjon av polymerbaserte produkter og løsninger til offshore- og subseamarkedet
- Produkter: Blant annet klemmer, bend restrictors, debris caps, beskyttelsesløsninger og ROV-opererte verktøy
- Produksjon: To produksjonsanlegg og 18 CNC-maskiner
- Marked: Norge og internasjonalt

Polymer som problemløser

Et særtrekk ved Djuvik er hvordan ulike polymermaterialer brukes for å løse praktiske utfordringer under vann. Materialene eliminerer blant annet korrosjon, samtidig som lav vekt gjør komponentene enklere å håndtere.

Et godt eksempel er selskapets Lightweight Debris Cap. Den beskytter brønnhodet under vann og veier 150 kilo på land, men bare 15 kilo i vann. Dermed kan installasjonen gjennomføres ved hjelp av ROV.

– Vi kan bygge konstruksjoner som flyttes og installeres med ROV, uten at man nødvendigvis trenger kranstøtte eller et eget fartøy over operasjonen.

Redusert behov for ekstern fartøyskapasitet kan igjen spare både tid og kostnader under operasjonen.

Når plasten skal tape

Polymerene brukes også til å beskytte langt dyrere subseautstyr. Selv om plast kan oppfattes som et svakere materiale, understreker Djuvik at polymerene tåler betydelige belastninger. Samtidig er de konstruert slik at de skal gi etter før stålet de beskytter.

– Plast taper alltid mot stål. Men det er jo hele poenget.

Dersom et verktøy eller en annen gjenstand treffer en undervannsinstallasjon, er det bedre at en utskiftbar polymerbeskyttelse tar skaden enn utstyret bak.

Djuvik trekker frem en hendelse i Brasil, der et av selskapets beskyttelsesprodukter ble skadet under en operasjon. Produktet hadde likevel gjort akkurat det det skulle: tatt imot belastningen og beskyttet den kostbare komponenten.

– Hvis noe først skal bli ødelagt, håper vi at det er vårt produkt. Det er mye enklere og rimeligere å erstatte enn utstyret det beskytter.



Kort vei fra idé til produkt

All utvikling, salg og produksjon skjer fra Djuviks virksomhet i Sauda, der selskapet har to produksjonsanlegg og totalt 18 CNC-maskiner.

Produktene maskineres fra blokker av råmateriale, fremfor å støpes eller 3D-printes. Det gir kort vei fra teknisk tegning til ferdig produkt og gjør det mulig å tilpasse løsninger til kundenes behov.

– Vi kan gå direkte fra tegning til maskinering. Det gir oss kortere vei fra tanke til produkt.

Et eksempel kom i 2024, da Djuvik utviklet Riser Guide Cones etter bekymring for utmatting av brønnhodet hos en kunde. Fra designarbeidet startet til produktet var produsert og klart for offshoreoperasjon gikk det bare fem uker.

For Djuvik handler innovasjon derfor ikke nødvendigvis om å finne opp noe helt nytt hver gang. Like viktig er det å forbedre eksisterende operasjoner.

Fra Sauda til verden

Selv om virksomheten er samlet i Sauda, er markedet for lengst blitt internasjonalt. Djuvik passerte 15 000 solgte klemmer for flere år siden, og har siden sluttet å telle. Det reelle antallet er derfor betydelig høyere. Selskapet har hatt over 200 ulike kunder.

Samtidig er det et bevisst valg å beholde både kompetansen og produksjonen lokalt.

– Bedriften kunne i prinsippet ligget hvor som helst i verden. Men vi ønsker å leve her, produsere her og skape arbeidsplasser i lokalsamfunnet.

Selskapet fortsetter også å videreutvikle løsningene sine i takt med en subseabransje der standardisering, kostnadskontroll og mer effektive operasjoner får stadig større oppmerksomhet. Ifølge Djuvik er dette også en viktig del av bakgrunnen for at Equinor nylig valgte å fornye selskapets rammekontrakt, med en potensiell varighet på ytterligere ni år.

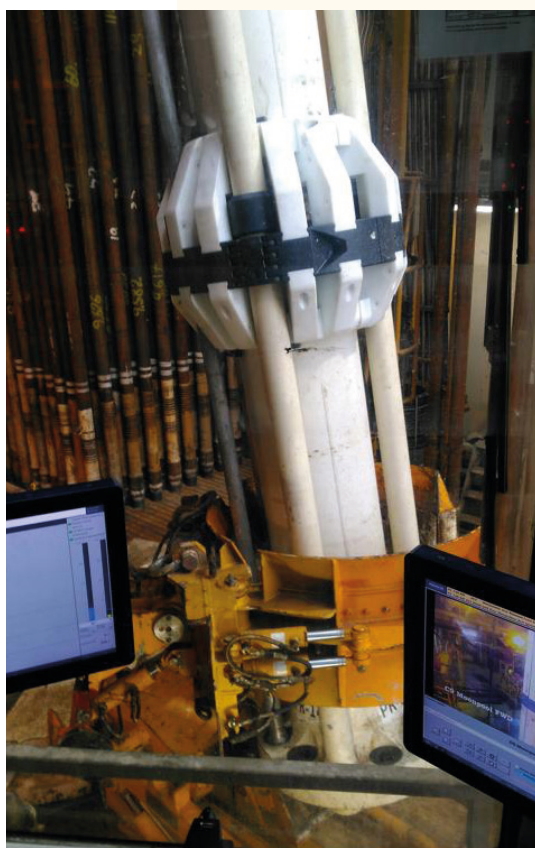
– Det er viktig at vi fortsetter å videreutvikle løsningene vi allerede har. Dersom man ikke gjør de små forbedringene, kan man stoppe opp, forteller Ove Fløgstad Johnsen, Sales & Commercial i Djuvik.

Aktiv i FFU-fellesskapet

Som medlem av Foreningen for fjernstyrt undervannsteknologi er Djuvik en del av et fagmiljø med aktører fra store deler av undervannsbransjen.

Selskapet trekker særlig frem FFUs seminarer og møteplasser som arenaer for faglig påfyll og kontakt med andre i bransjen.

– Vi møter mange hyggelige og dyktige folk. Seminarene gir godt faglig påfyll, og det er veldig fullt å treffe andre som arbeider med mange av de samme problemstillingene som oss, fortsetter Ove. For Djuvik gir medlemskapet mulighet til å følge utviklingen i bransjen og være en del av fagmiljøet. Samtidig fortsetter arbeidet i Sauda omtrent slik det startet: med et problem som trenger en løsning.





Precision under pressure: Delivering accuracy in offshore construction

Offshore construction isn't just about putting steel in the seabed, it's about enabling the energy infrastructure of today and tomorrow. Whether it's the installation of a subsea template, jacket alignment, topside installation or driving a wind turbine monopile, precision matters. And when you're working at depths of up to 3,000 metres, where visibility is low, currents are strong and seabed conditions are constantly shifting, that precision becomes even more critical.

The offshore industry has evolved rapidly, with modern installation projects demanding exact coordinates, headings, inclinations and depths. Even minor misalignments can result in costly rework, project delays or structural stress.

Advanced monitoring solutions support the preparation, installation and integrity of offshore energy infrastructure. From traditional oil and gas developments to the growing offshore renewables sector, this technology ensures projects are delivered safely, efficiently and with confidence.

The tools behind the precision

Over the past 30 years, installation monitoring systems have evolved significantly. Today's integrated systems are lighter, more power efficient and make more data available to engineers. Fibre Optic Gyros and high accuracy MEMS motion sensors have made the acquisition of heading, attitude and pitch and roll measurements possible in the most demanding environments. Specialist laboratories, like Ashtead Technology's calibration facility in Klepp Stasjon, ensure the reliability and accuracy of these systems.

Attitude Monitoring Systems (AMS), Installation Monitoring Systems (IMS) and Deflection Monitoring Systems (DMS)



have become essential. With the option of advanced technology batteries to provide autonomy, and connected by high-speed optical or acoustic communications, these systems provide near real-time visibility on the movement and orientation of critical structures.

Ashtead Technology's DMS for example, can integrate external sensor data such as suction anchor pressure, giving engineers actionable, real-time information during installation. By tracking twist, deflection and vibration, these systems help reduce mechanical stress and mitigate risk.

Specialised system integrators are pushing the boundaries of integration, combining subsea cameras, GNSS receivers, AHRS, altimeters and next-generation data modems into streamlined, bespoke systems. Whether it's for jacket positioning or pile template monitoring and large-diameter drilling, these solutions enable smarter decision-making and faster operations.

As an example, Ashtead Technology was approached by a major operator in the UK North Sea looking for a bespoke hammered pile installation monitoring system. The project scope demanded a high precision and robust integrated attitude monitoring system with power management and subsea digital data logging. The solution was a custom designed and built integrated monitoring system, that used a range of monitoring sensors and integrated monitoring software for maximum operational versatility. This integrated precision monitoring package met extreme shock loading requirements and utilised a unique measurement method to generate accurate measurements of the template's attitude, in combination with acoustic positioning.

Field-proven innovation

These technologies have enabled success in some of the world's most challenging offshore environments. A laser / LIDAR -based IMS for instance, delivers non-contact, shock-resistant measurements ideal for high-precision topside and monopile installation. Other projects have relied on ultra-compact, man-portable monitoring units capable of delivering real-time structural data from the seabed to the surface.

An example of the LIDAR system in use was for the installation of an offshore substation (OSS) topside which would



conventionally be positioned with GPS, Gyro, a radio modem and batteries. These would need to be dimensionally controlled and require personnel on the structure.

Ashtead Technology's partner, Pliant Offshore, utilised a laser/LIDAR based IMS system to track the OSS in real time, with no sensors required on the structure. Outputs were position, heading and inclination. The IMS saved significant vessel time during installation, did not require personnel on the OSS, reducing risk to personnel, and removed the requirement for dimensional control reducing overall project cost.

Across all deployments, the goal remains the same: provide safe, reliable, high-resolution data to reduce installation risk, avoid costly rework and ensure long-term performance.

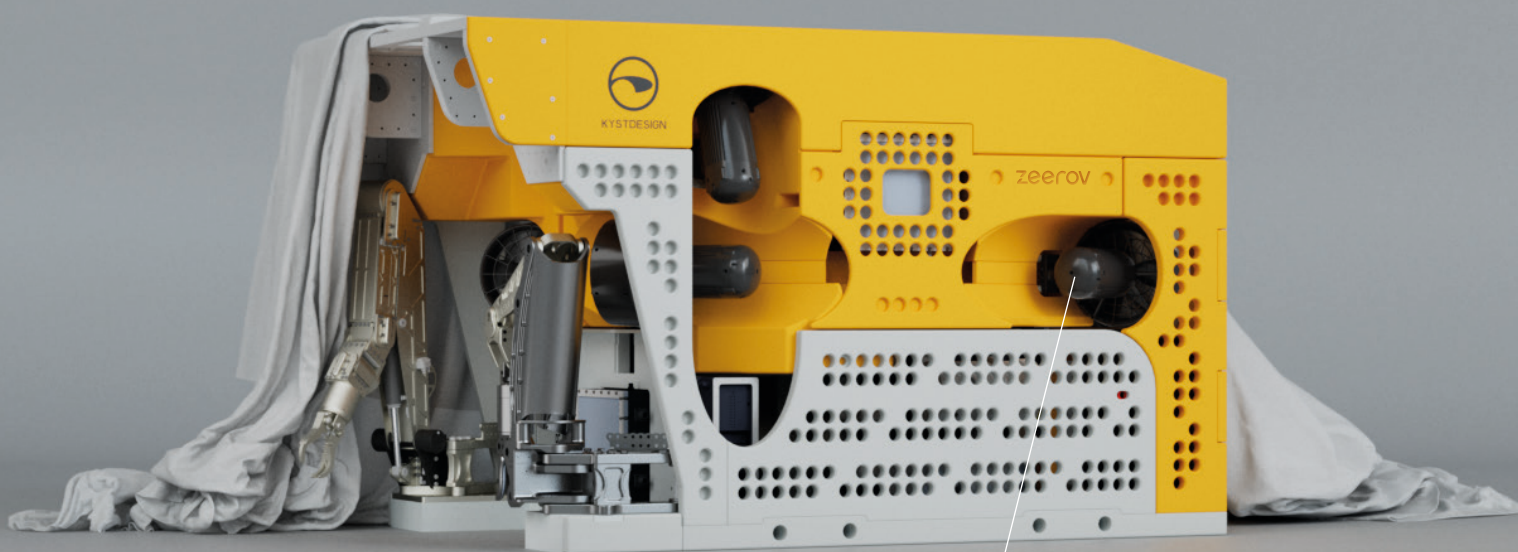
Future-focused capabilities

Offshore structures are becoming larger, more complex and more interconnected – demanding smarter, leaner and more accurate monitoring solutions. Vessel uptime is imperative. Accuracy remains critical. Efficiency is key.

Technology is making that possible. With remote operations, automated measurement, high-speed wireless data transfer and compact, precision sensors, the industry is better equipped to execute projects with confidence than ever before.

NEW!

Meet **zeerov**, the future unveiled



Introducing KD300E,
our new electric thruster

Introducing ZEEROV (Zero Emission Electric Remotely Operated Vehicle) - the latest work-class ROV from Kystdesign. Designed to push the boundaries of subsea exploration, ZEEROV delivers a new level of performance, versatility, and sustainability. With its advanced electric propulsion system KD300E, ZEEROV is a zero-emission vehicle that offers a more environmentally friendly alternative to traditional ROV's.

● kystdesign.no



KYSTDESIGN

Subsea Test Tools

FAULT FINDING • CONSTRUCTION • DECOMMISSIONING

C-Kore's patented test tools automate the entire testing process, achieving significant cost savings. It's safe for use on all subsea infrastructure, giving you better data much faster without extra personnel.

✓ Insulation Resistance

✓ Electrical TDR

✓ Optical TDR

✓ Sensor Monitor

 **C-Kore**
Simplify Subsea Testing



Tel: +44 (0)1904 215161 • Email: sales@C-Kore.com

www.c-kore.com

FFU40

Sett av dagen for årets seminar 28. januar 2027.

Denne gang feirer FFU 40 år med påfølgende jubileumsmiddag med spennende program.

Følg med på nettsiden for påmelding – vi regner med årets seminar vil fylles fort opp!

ffu.no



Overvåker overvåkeren: Lion Cage gjør det mulig å følge og analysere kjøretøyets digitale kommunikasjon uten å påvirke den.

Når maskinene begynner å snakke

Hva kan en kinesisk elbil fortelle oss om sikkerheten i fremtidens undervannsoperasjoner? I Project Lion Cage undersøker norske sikkerhetsekspert hva oppkoblede systemer faktisk kommuniserer med omverdenen. Og hvilke sårbarheter som følger med når stadig mer teknologi kobles til nettet.

Jeg overvåker dem som overvåker meg. Slik beskriver Tor Indstøy tankegangen bak Project Lion Cage. Indstøy er Vice President Risk Management & Threat Intelligence i Telenor Group og presenterte prosjektet under årets FFU-seminar sammen med Arild Tjomsland, spesialrådgiver ved Universitetet i Sørøst-Norge.

Utgangspunktet deres er en moderne kinesisk elbil. Men det er ikke først og fremst bilen som er interessant. Det er det digitale økosystemet rundt den. – En moderne bil består av 200–300 datamaskiner, forklarer Indstøy.

Sensorer, kameraer, programvare og elektroniske kontrollenheter kommuniserer både internt og med systemer utenfor kjøretøyet. Dermed oppstår også et grunnleggende sikkerhetsspørsmål: Vet vi egentlig hvem teknologien vår snakker med, og hva den forteller?

Ser det systemet vanligvis skjuler

For å finne svar utviklet prosjektgruppen Lion Cage, en plattform som observerer hvordan et digitalt system kommuniserer og oppfører seg uten å påvirke kommunikasjonen.

Plattformen kan blant annet registrere hvem et system kommuniserer med, når det skjer, hvilke tjenester som brukes og hvor mye data som utveksles. Den overvåker også trådløs aktivitet og kommunikasjonen mellom de elektroniske kontrollenheter internt i kjøretøyet.

I kontrollerte testmiljøer kan også kryptert trafikk undersøkes. Data fra de ulike kildene sammenstilles, slik at prosjektgruppen kan rekonstruere hendelser og se om en aktivitet i kjøretøyet sammenfaller med kommunikasjon til en ekstern tjeneste.



Tor Indstøy er en av initiativtakerne bak Project Lion Cage, som undersøker hvordan oppkoblede systemer kommuniserer med omverdenen.

En lokal KI hjelper til med å finne kommunikasjonsmønstre og avvik i de store datamengdene.

Testene av den kinesiske elbilen viste ifølge Indstøy omfattende og kontinuerlig kommunikasjon med omverdenen. Prosjektet undersøkte blant annet om kjøretøyet kunne brukes som overvåkingsplattform eller påvirkes eksternt.

Men for subsea-bransjen er det kanskje et annet spørsmål som er enda mer interessant: Hva skjer dersom vi gjør den samme øvelsen under vann?



Bak kulissene: Måleutstyr koblet til kjøretøyet gjør det mulig for Lion Cage å samle inn og sammenstille informasjon fra flere kommunikasjonskanaler.



Testing under kontrollerte forhold: Teamet bak Lion Cage samler inn og analyserer data fra kjøretøyet under en av prosjektets felttester.

Fra elbil til ROV

Indstøy mener problemstillingen er direkte overførbar til undervannsteknologi.

ROV-er, AUV-er, ubemannede fartøyer og andre subsea-systemer blir stadig mer digitale. Kameraer, sensorer, navigasjonssystemer og styringssystemer kommuniserer med fartøyer, leverandører og kontrollrom på land. Samtidig flyttes stadig flere operasjoner offshore fra mennesker til programvare og fjernstyring. Det gir store gevinster, men skaper også et mer komplekst digitalt økosystem å beskytte.

En moderne undervannsoperasjon består gjerne av teknologi fra en rekke leverandører. Indstøy peker også på at kinesiskproduserte komponenter finnes i mange av systemene som brukes i bransjen.

Da holder det ikke nødvendigvis å undersøke sikkerheten i selve ROV-en.

Man må vite hvor komponentene kommer fra, hvem de kommuniserer med, hvor dataene sendes, hvem som kan oppdatere programvaren og hvilke eksterne tilganger som finnes.

Det er nettopp denne tankegangen Lion Cage forsøker å demonstrere: Sikkerheten i et digitalt system bestemmes også av økosystemet rundt det.

Kan du stole på det du ser?

For en subsea-operatør er tillit til data helt avgjørende. Posisjon, video, temperatur, sensormålinger og andre data brukes kontinuerlig som grunnlag for beslutninger. Derfor trenger ikke et digitalt angrep å innebære at en ROV plutselig stopper.

Manipuleres en posisjon, sensorverdi eller videostrøm på en måte som fremstår troverdig, kan operatøren ta beslutninger på feil grunnlag uten nødvendigvis å vite at informasjonen er endret.

Når systemene samtidig brukes til å inspisere, drifte og vedlikeholde kritisk infrastruktur på havbunnen, beveger problemstillingen seg fra IT-sikkerhet i én enkelt virksomhet til noe større.

Det kan bli et spørsmål om nasjonal sikkerhet.

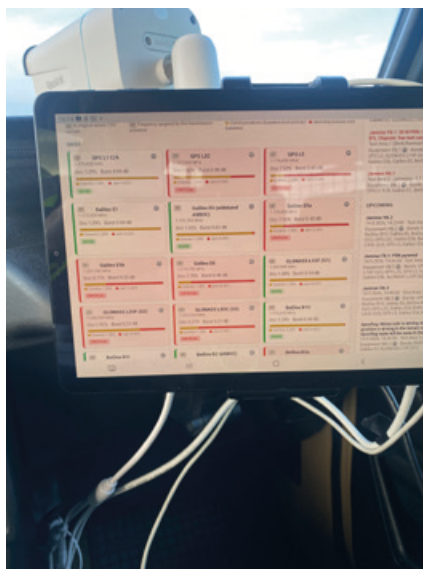
Må forstå hva teknologien gjør

Lion Cage handler derfor ikke om at oppkobling, fjernstyring eller autonomi i seg selv er problemet. Utfordringen oppstår dersom virksomhetene ikke har tilstrekkelig oversikt over systemene de gjør seg avhengige av.

Prosjektgruppen arbeider nå videre med teknologi som ikke bare kan observere kommunikasjonen, men også bidra til å beskytte systemene. På Andøya er det blant annet utviklet en prototype med et dashboard som kan synliggjøre og kontrollere kommunikasjon mot eksterne aktører.

For en subsea-bransje på full fart mot mer autonome og fjernstyrte operasjoner blir spørsmålet derfor stadig mer aktuelt.

Det holder ikke lenger bare å vite hva et system kan gjøre. Man må også vite hvem det snakker med, og hvem som kan snakke tilbake.



Jammertest på Andøya: Lion Cage kan overvåke radiosignaler og oppdage endringer som kan indikere interferens eller jamming.

COMING SOON...
Built for what's next!



DEEPOCEAN

www.deepoceangroup.com

INCREASE EFFICIENCY

in all your subsea operations with our full range of electric ROV systems - well proven at all depths



Read more about our high-performance electric ROV systems at www.argus-rs.no



**REMOTE
SYSTEMS**



Ny høytrykks XT-teknologi

kan realisere krevende
olje- og gassbrønner

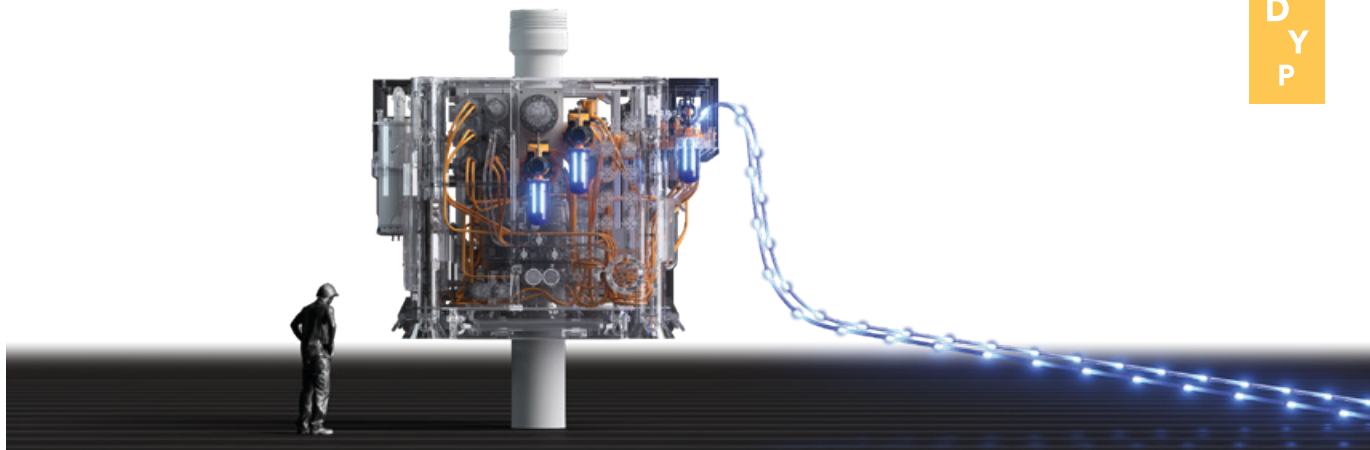
Flere JIP-er kvalifiserer subsea XT-systemer for høyere trykk og temperatur enn tidligere på norsk sokkel. Elektrisk aktivering er ett av flere teknologivalg som kan gi nye muligheter, men også nye krav til kvalifikasjon.

Tekst: Aker BP

Teknologi for krevende brønner

Flere framtidige utbygginger på norsk sokkel ligger nær eller utenfor kapasiteten til dagens standardiserte subsea utstyr.

Det finnes et reelt behov for subsea XT-systemer som kan håndtere høyere trykk og temperatur på norsk sokkel. Per i dag finnes det imidlertid ingen kommersielt tilgjengelige subsea høyt trykk/høy temperatur (HPHT-) løsninger kvalifisert i henhold til relevante NORSOK-krav for bruk på norsk sokkel. Flere Joint Industry Projects (JIP-er) er derfor igangsatt for å kvalifisere komplette XT-systemer til en mellomklasse på 11 000 psi og 160 °C. Denne mellomklassen vil kunne dekke utstyrsbehovet for flere prospekter på norsk sokkel og gi et mindre krevende kvalifikasjonsløp enn en direkte økning til klasse X, 15 000 psi og 177 °C.



Krevende brønner handler ikke bare om at hovedløpet skal tåle et høyere nominelt trykk. Temperatur og trykk påvirker hele lastbildet fra brønnhode og tubing hanger til ventiler, choke, koblinger, aktuatorer, sensorer og kontrollmoduler. Høy temperatur reduserer styrken i enkelte materialer, akselererer aldring i elastomerer og gir større termisk ekspansjon i brønnen og XT-systemet. Ved nedstengning og oppstart kan raske temperaturendringer dessuten gi sykling, bevegelser og kontaktlaster som ikke fremgår av en ren vurdering av maksimalt arbeidstrykk.

Det samlede lastbildet, bestående av trykk, temperatur, eksponeringstid og operasjonelle forhold, bestemmer systemets kapasitet. Brønnhode, hangere, tetninger, ventiler, instrumentering og elektriske komponenter må derfor vurderes som et integrert system, hvor både produksjonsmediets material- og korrosjonspåvirkning samt mediets termiske overføringsegenskaper inngår som sentrale dimensjonerende faktorer.

Et lite marked krever samarbeid og felles valg

Det begrensede og fragmenterte markedet for HPHT-brønner er en viktig grunn til at kvalifisert utstyr ikke allerede er tilgjengelig. For én operatør, ett prosjekt eller én leverandør er det krevende å forsvare kostnadene og risikoen ved å utvikle, teste og industrialisere en ny XT-klasse. Gjennom JIP-er kan operatørene samle behov, dele kostnader og risiko og gi leverandørene et bedre grunnlag for investering og langsiktig støtte.

Samarbeidet krever samtidig at industrien enes om en rekke premisser, blant annet trykk- og temperaturklasse, funksjonskrav, grensesnitt, materialer, kontrollarkitektur, kvalifikasjonsomfang og støtteutstyr. Elektrisk aktivering er ett av valgene som i flere JIP-er har blitt tatt i denne helheten, ikke selve utgangspunktet for samarbeidet. Valget påvirker blant annet kraftforsyning, kommunikasjon, lokal overstyring, testutstyr, intervensjon og IMR, og må derfor vurderes sammen med de øvrige systemvalgene.

Elektrisk aktivering som eget valg

I flere JIP-er er elektriske XTer valgt fremfor hydrauliske løsninger av miljømessige og fremtidsrette grunner. Aktuatorer, kraftforsyning og kommunikasjon bygger på kvalifisert teknologi, men må verifiseres for integrasjon og ytelse i den nye HPHT-konfigurasjonen. Komponenter som utvides til å dekke utvidede trykk- og temperaturgrenser trenger kvalifisering. Et helelektrisk system krever også dedikerte løsninger for blant annet nedihullssikkerhetsventiler (DHSV), overtrykksbeskyttelse (HIPPS og ePSD) samt kjemikalieinjeksjon.

Elektrisk aktivering kan redusere hydraulikkbruk og forenkle lange tie-backs, men tilgjengelig kraft og vertsinfrastruktur blir viktige premisser. Konseptet må derfor dimensjoneres med realistiske lastprofiler og dokumentert strømforbruk.



Gjennom JIP-er kan operatørene samle behov, dele kostnader og risiko og gi leverandørene et bedre grunnlag for investering.

Feilbildet flyttes delvis fra hydraulisk kraft og distribusjon til elektriske forbindelser, programvare og kommunikasjon. Samtidig kan data om blant annet strøm, posisjon og responstid støtte feilsøking og tilstandsbasert vedlikehold. Sikker lokal kontroll ved tap av kraft eller kommunikasjon må ivaretas i designet.

Hvordan ny subsea-teknologi kvalifiseres

Kvalifikasjonen skal dokumentere at XT-systemet er egnet for sin tiltenkte funksjon og kan operere sikkert og pålitelig innenfor hele det definerte driftsområdet. Arbeidet starter med utgangspunkt i en designbasis for trykk, temperatur, medium, vanddyp, levetid, lasttilfeller, barrierer, grensesnitt og operasjonelle sekvenser. Deretter vurderes hva som allerede er dokumentert gjennom tidligere kvalifikasjon og felterfaring, og hvilke teknologi-gap som gjenstår og må lukkes før implementering.

For hvert gap etableres et målrettet program med analyser, materialprøver, komponenttester og systemtester. Designverifikasjon viser at konstruksjonen tåler aktuelle lastkombinasjoner, mens fysisk validering demonstrerer funksjon under representative trykk-, temperatur- og miljøforhold. Testing bør også dekke levetider, feilscenarier og samspillet mellom mekaniske, elektriske og kommunikasjonstekniske funksjoner.

Kvalifikasjonen må omfatte både enkelkomponenter og den komplette subsea-konfigurasjonen for å verifisere systemets funksjonalitet og ytelse. Produktstandardene for brønnhode og XT gir grunnlaget for design, materialer, produksjon, inspeksjon og validering, mens den overordnede subsea-kvalifikasjonen sikrer at sammenstillinger, grensesnitt, verktøy og kontrollfunksjoner virker som forutsatt. Krav fra NORSOK, myndigheter, operatør og prosjekt må inngå i samme krav- og samsvarsmatrise.

Kvalifikasjonen avsluttes når analyser og testresultater er akseptert, identifiserte avvik er lukket, og kvalifikasjonsvinduet er tydelig dokumentert. Fabrication Acceptance Test (FAT), sammenstillingstester og systemintegrasjonstester bekrefter deretter at de kvalifiserte delene fungerer sammen i den valgte subsea-konfigurasjonen. Eventuelle senere endringer i design, materialvalg, produksjonsprosesser, programvare eller driftsbetingelser må vurderes mot det etablerte kvalifikasjonsvinduet og kan utløse behov for supplerende kvalifisering.

From store to shore at the speed of light*



You already know you need a Matrix. Good thing we have them in stock. Dive-ready in no time.

Read more about Matrix™ Multiplexers at innova.no

**Speed of light is an exaggeration, but we are really fast.*





Det er **erfaring** som driver oss videre

OceanOne utvikler og leverer kompakte systemer innen subsea pumping, med fokus på effektivitet og pålitelighet.

Vi bygger på mange års erfaring fra subsea- og offshoreindustrien, og følger prosjektene fra tidlig metodeutvikling til gjennomføring offshore.

Bringing **simplicity** to subsea pumping



Leif Johan Flornes
CEO

+47 920 83 853
lfj@ocean-one.no

Nysgjerrig på OceanOne?

Les mer på ocean-one.no



Gryphon Alpha FPSO ble koblet fra som del av en integrert fjerningskampanje. Fjerning av ankelineer før taueoperasjon.

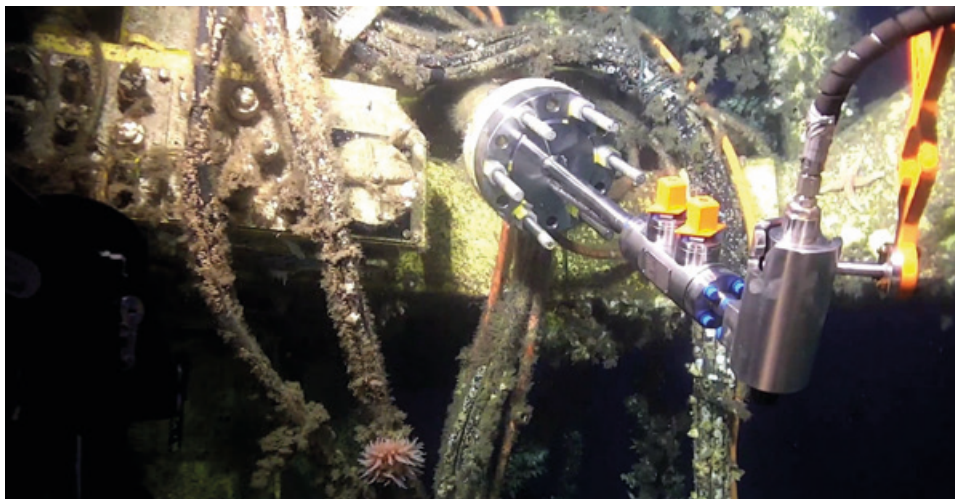


Prosjektet samlet engineering, verktøyutvikling og offshoreoperasjon i én leveranse (Ingeniører gjør ROV pilotene kjent med monteringsverktøy før operasjonen iverksettes).

Avskjeden med **Gryphon** **Alpha**

Slik ble Gryphon Alpha FPSO og feltets subsea-infrastruktur koblet fra og gjort klar for fjerning ved hjelp av ROV og spesialutviklet verktøy.

Tekst/Foto: Kjell Harald Thorsen, Senior Commercial Engineer, DeepOcean



Fjernstyrt installasjon av blindflens var en sentral teknisk milepæl (DeepOcean blindflens med testport ferdig installert).



Dette prosjektet er en fremragende prestasjon for DeepOcean. Vi har en ledende merittliste i å finne unike måter å gjennomføre komplekse undervannsoperasjoner på, gjennom egen design-, teknologi- og verktøykompetanse. Det skreddersydde verktøyet gjorde det mulig å utføre hele oppdraget med dykkerløs metodikk og å oppnå eksemplariske resultater.

|
Robin Mawhinney
Managing Director, DeepOcean UK

Spesialutviklet verktøy gjorde spool-frakobling og sikring mulig uten dykkere. (Blindflens installeres ved hjelp av DeepOceans utviklede monteringsverktøy)
Foto: DeepOcean.

Et felt med lang historie

Gryphon Alpha var Nordsjøens første spesialbygde, permanent fortøyde FPSO. Feltet var opprinnelig forventet å produsere i rundt ti år, men leverte mer enn 250 millioner fat oljeequivalenter gjennom over tre tiår. Da FPSO-en skulle kobles fra, måtte både innretningen og subsea-infrastrukturen som hadde vært i drift over lang tid, klargjøres for fjerning.

Ett sammenhengende offshoreomfang

DeepOceans kontrakt med TotalEnergies omfattet rengjøring og flushing av subsea-rørledninger og manifolder, frakobling av flowlines og umbilicals fra subsea-trær, fjerning av risere og midwater arches, samt recovery av FPSO-ens mooring system. Etter frakoblingen hadde DeepOcean også ansvar for å lede slepet av FPSO-en til land. Arbeidet krevde tett samarbeid mellom engineering, verktøyutvikling, ROV-operasjoner, marine operasjoner og tauoperasjonen.

DeepOcean benyttet flere fartøy gjennom offshorefasen, blant annet Edda Freya, Siem Day, Stril Server, Island Ocean, Volantis og Dina Star. Fartøyene ble valgt ut fra kravene i de ulike arbeidsfasene, blant annet dekksplass, løftekapasitet og øvrige fartøysgenskaper.

Dykkerfri metode som premiss

Et viktig mål var å gjennomføre hele arbeidsomfanget uten bruk av dykkere. DeepOcean utviklet derfor prosjektspesifikke verktøy og operasjonsmetoder. Blant de sentrale operasjonene var frakobling av spooler og installasjon av blindflenser. Arbeid som ellers kunne krevd dykkere, ble utført med ROV og verktøy tilpasset den aktuelle subsea-infrastrukturen.

Fra engineering til offshoreoperasjon

Prosjektet ble levert av DeepOceans team i Aberdeen med støtte fra fagmiljøet i Haugesund. Engineering og verktøydesign måtte gi løsninger som kunne bygges, testes, mobiliseres og opereres sikkert offshore. Det tette samarbeidet mellom engineering, verktøyutvikling og offshorepersonell reduserte antall grensesnitt og gjorde arbeidssekvensene enklere å planlegge og gjennomføre.

Sikker utførelse med ROV

En dykkerfri gjennomføring fjernet behovet for personell i vannet. Metoden krevde samtidig god planlegging, klare akseptkriterier og verktøy som kunne håndtere utfordringer i møte med eldre offshore-installasjoner. Gryphon-prosjektet viste hvordan ROV-operasjoner og spesialtilpasset mekanisk utstyr kan brukes til frakobling, isolering og sikring av subsea-systemer.

Erfaringer for fremtidige fjerningsprosjekter

Erfaringene fra Gryphon er relevante for andre felt som nærmer seg slutten av levetiden. På norsk sokkel forventes flere felt å avslutte produksjonen i årene fremover, og full fjerning er utgangspunktet. Dette øker behovet for løsninger som kombinerer subsea engineering, marine operasjoner, verktøyutvikling og erfaring fra offshore gjennomføring.

Gryphon Alpha-prosjektet handlet om mer enn å koble fra en FPSO. DeepOcean gjennomførte et bredt offshoreomfang fra engineering og verktøyutvikling til ROV-operasjoner, marine operasjoner og slep til land. Ved å bruke erfaring fra tidligere subsea-arbeid og utvikle verktøy for den aktuelle infrastrukturen, kunne arbeidet utføres uten dykkere.



Flere fartøy deltok i fjerningsoperasjonen. Her fra fartøyet som trekte opp, kuttet og pakket fleksible risere klar for resirkulering (Fleksible produkter fjernet fra havbunnen).

Challenging status quo.



Simplifying

subsea.

The subsea industry does not move forward by doing more of the same. It moves forward when someone challenges established solutions.

At Envirex, innovation starts with curiosity, collaboration and a willingness to explore new possibilities.

Some of our best solutions started as sketches.

The next one could start with your challenge.

Got a challenge? Get in touch.

Contact our sales team.
sales@envirex.no

 **envirex**
www.envirex.no



Equipment you can count on.
People you can trust.

Supporting offshore operations worldwide.

Wherever your operations take you, NOR provides the equipment, expertise, and global support to keep your projects moving.



norgroup.com



Elmotor AS

Tailor-made electric torque&speed on demand

elmotor.no

Robotvegen 28
4341 Bryne

(47) 932 28 051
info@elmotor.no

CONVERSION OF ELECTRICAL AND MECHANICAL ENERGY



PDU

Power
Distribution
Unit



Frequency -Inverters

Filters
Soft starters
Direct-starters



Transformers Safe Earth Cabinett

Isolation guard/monitoring
Power analyzer
Current/Voltage/Power



SUBSEA: Induction Motors Permanent Magnet Motors ElectroMagnets FEM (Finite Element Analysis)

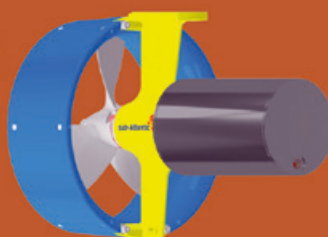
Motor options:
Motor-Monitoring
Encoder-Feedback
Hall sensor
Temperature
measuring



Hydraulic Power Unit

Pump
Thruster
Gear-box
Linear moment
Propulsion
Renewable Energy

New product:
**TORIODAL
TRANSFORMERS**
from 20VA
to 10kVA



TAC Challenge 2026

Aldri før har flere søkt seg til TAC Challenge. Interessen har økt betydelig, og antall søkerlag er doblet fra 15 i 2024 til 30 i 2026. Tolv studentlag kvalifiserer seg til konkurransen, hvor de får bryne seg på bransjens tekniske og operasjonelle utfordringer.

Interessen for TAC Challenge har økt betydelig. Antall søkerlag har doblet seg fra 15 i 2024 til 30 i 2026. I juni samlet rundt 200 studenter fra fem land på Tau for å møte bransjen, utveksle erfaringer og delta i årets konkurranse.

Konkurranseoppgavene er utviklet av industripartnerne og bygger på utfordringer fra reelle subseaoperasjoner. De fleste oppgavene gjennomføres i sjøen, der bølger, strøm og varierende sikt stiller krav til både tekniske løsninger og operatørferdigheter. For flere av deltakerne er dette første gang de opererer ROV-en under slike forhold.

Kvalifiserte deltakere med varierte løsninger

Flere av årets lag har deltatt tidligere, og TAC Challenge har utviklet seg til en etablert møteplass mellom studenter og industrien. Lagene forhånds kvalifiseres på grunnlag av omfattende søknader og tekniske rapporter, men konkurransen viser likevel store forskjeller i både prestasjonsnivå og teknologisk modenhet. Noen stiller med ROV-er utstyrt med innebygd kunstig intelligens og avanserte sensorpakker, mens andre må håndtere mer grunnleggende utfordringer som vanninntrengning og for stor oppdrift. Samtidig viser resultatene at verken ROV-ens størrelse eller tekniske kompleksitet nødvendigvis er avgjørende for plasseringen. Variasjonen er en viktig del av konkurransen og illustrerer bredden i studentenes løsninger. Samtidig ser vi et sterkt pågangsmot og hvor målrettet studentene arbeider med å løse problemer, også når tiden er knapp og forholdene er krevende.

Sub-Horizon, fra underdogs til vinnere.

I 2024 stilte Sub-Horizon med konkurransens minste ROV. Likevel overrasket laget fra NTNU Ålesund med sterke

prestasjoner og en tredjeplass. Da de returnerte til TAC Challenge i 2026, var det med en ny ROV og erfaringene fra tidligere deltakelser i bagasjen. Resultatet ble seier. Sub-Horizons utvikling viser hvordan studentlagene lærer, forbedrer løsningene og kommer sterkere tilbake fra år til år.

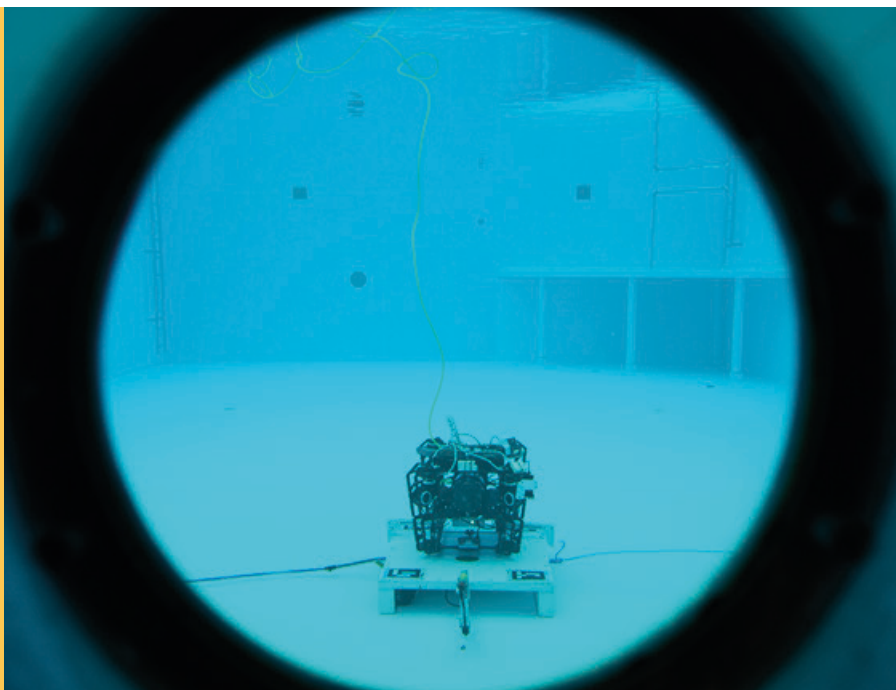
Bransjens viktige bidrag er synlig for både studentene og industrien

TAC Challenge er helt avhengig av sine mange samarbeidspartnere. Både økonomiske bidrag og faglig ekspertise er avgjørende for å holde den kvaliteten vi ønsker. Det er nettopp representanter fra industripartnerne som er dommere i de ulike konkurransene, og i år har vi hatt over 20 dommere fra forskjellige bedrifter fra industrien. Samarbeidspartnerne er også sentrale i andre deler av gjennomføringen: Blue Logics ladepucker instrumentert i på ladestasjonen introduserer viktig teknologi for data- og strømovertføring, Stinger's ROV-er fungerer som dommers øyne under vann, og NOSEFO stiller med fasiliteter, både i sjø og basseng. Hele konkurransen har blitt organisert av en styringsgruppe bestående av partnerbedriftene Equinor, Oceaneering, Stinger Technology, Blue Logic, NOSEFO, og representanter fra Tau Autonomy Center.

I tillegg til konkurransene, avholdes «TAC Challenge Seminar and Technology Demonstrations», hvor årets tema var «Ocean Security and Important Innovations». Her fikk vi blant annet en demonstrasjon av Equinor's USV Mariner X og WSense sensornettverk. Det ble også holdt spennende foredrag fra flere bedrifter som fremhever viktigheten av innovasjon og undervannsteknologi til blant annet sikring av kritisk infrastruktur. I fremtiden ønsker vi å inkludere enda mer teknologi fra samarbeidspartnerne, både på stands, foredrag og demonstrasjoner.

“
Erfaringene fra TAC Challenge
brukes til å videreutvikle fartøy,
sensorer og programvare.

Og motivere fremtidens
subseaingeniører?

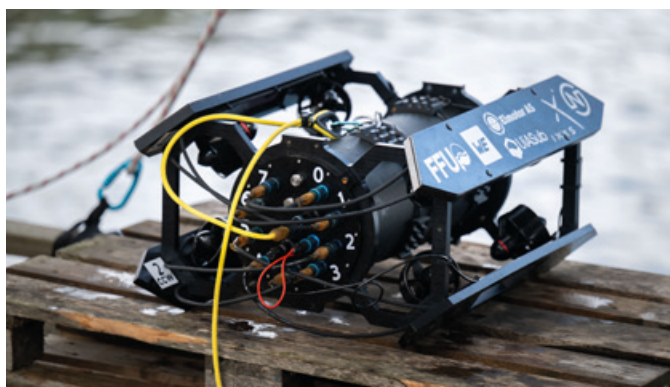


En viktig møteplass for fremtidens ingeniører

TAC Challenge viser verdien av å samle studenter, teknologi og industri rundt konkrete operasjonelle utfordringer. Gjennom realistiske oppgaver får studentene testet både løsningene og evnen til å håndtere uforutsette problemer, mens industrien møter kommende fagmiljøer og nye teknologiske perspektiver. Med økende internasjonal interesse og et stadig bredere samarbeid har arrangementet et godt grunnlag for videre utvikling som arena for læring, innovasjon og rekruttering.

Blikket rettet mot fremtiden

Selv om konkurransen avsluttes når siste oppgave er gjennomført, fortsetter arbeidet for mange av lagene. Erfaringene fra TAC Challenge brukes til å videreutvikle fartøy, sensorer og programvare, og flere lag returnerer med forbedrede løsninger i år etter år. Det gjør konkurransen til en kontinuerlig læringsarena der både studenter og samarbeidspartnere bidrar til å flytte grensene for hva som er mulig innen autonomi, robotikk og undervannsteknologi.



TAC Challenge 2027 tar form allerede nå. På den organisatoriske siden etableres det en ny prosjektgruppe som skal videreutvikle konkurransen og løfte ambisjonene for de kommende årene. Målet er å skape en enda sterkere arena der akademia, teknologiutviklere og industri møtes gjennom realistiske utfordringer, faglige arrangementer og teknologidemonstrasjoner. Vi ønsker derfor å knytte til oss flere partnere som kan delta i styringsgruppen, bidra økonomisk, stille med teknologi eller bidra med fagkompetanse. Sammen kan vi sikre at TAC Challenge fortsetter å være en ledende rekrutterings- og innovasjonsarena for havnæringene.

Takk til alle partnere som har bidratt til en vellykket gjennomføring av TAC Challenge 2026!



Hovedpartnere

- Ryfylkefondet
- Stinger Technology

Partnere

- Equinor
- NOSEFO

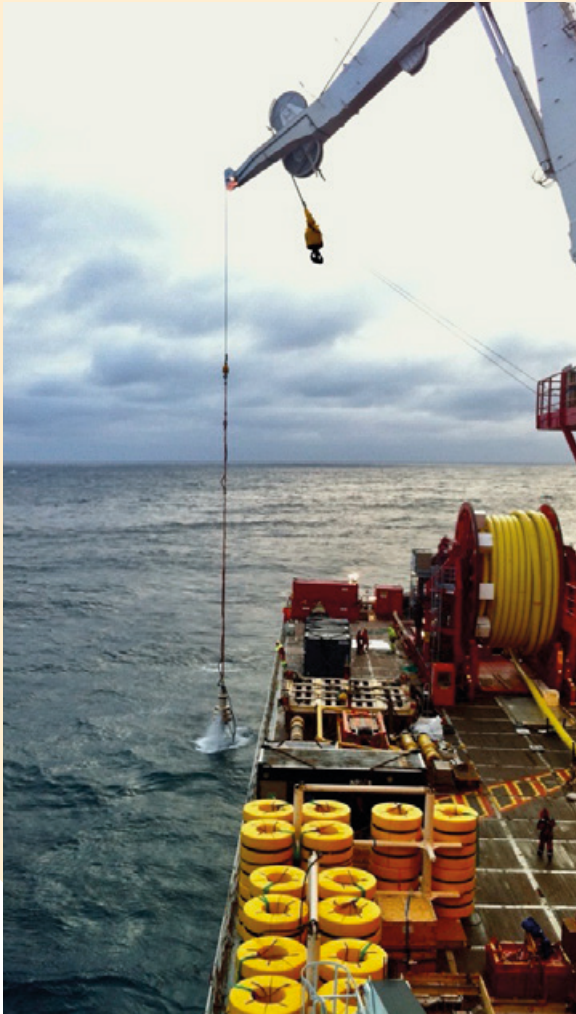
Strategiske partnere

- FFU
- Total Energies
- Oceaneering
- BlueLogic

Støttespillere

- AkerBP
- WSense





Offshore lifting through the splash zone is highly weather-sensitive, making accurate assessment of wave conditions and vessel response important for planning and safe execution.

Abstract

Offshore weather assessments are moving from manual interpretation of simplified limits towards digital workflows using richer datasets and more representative models. Directional wave spectra, local wave measurements and vessel sensor data provide a more complete description of the operational environment. Combining these data with response models can improve the accuracy of operability assessments and reduce unnecessary weather downtime. Automation creates consistent and repeatable workflows while allowing experience from previous operations to be used for continuous improvement.

Digital decision support does not replace offshore experience, but gives crews a stronger technical basis for making the final decision.

Richer Data, Better Decisions

By Christoffer Nilsen-Aas, 4Subsea

Offshore operations are becoming increasingly data-rich. The challenge is no longer obtaining information, but turning it into consistent and practical decisions offshore.

The traditional weather assessment
Weather-sensitive marine operations have always depended on good judgement. A typical assessment process starts with a weather forecast received by email or PDF. Forecast parameters are compared manually against operational limits, discussed in the vessel meeting and used to update the plan. Six hours later, a new forecast arrives and much of the process starts again.

This approach works, but it has limitations. It is repetitive and time-consuming, and it often relies on simplified representations of both weather and operational limits.

Significant wave height and peak period, for example, describe only part of a sea state. Two sea states with similar headline parameters can have very different combinations of wind sea, swell and directional spreading - and consequently produce very different responses.

More data, better models

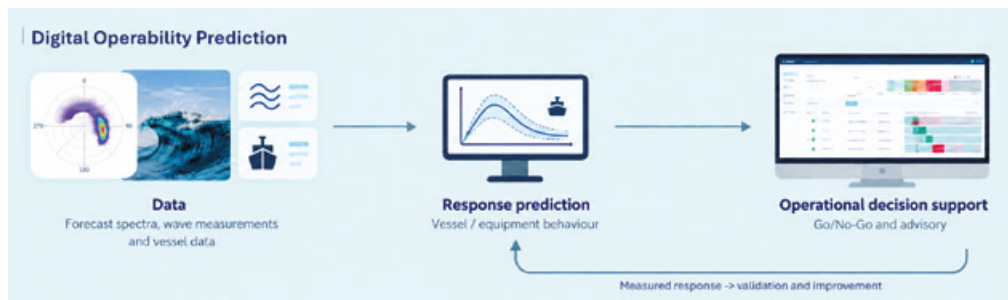
Today, much richer datasets are becoming available offshore.

Modern weather forecasts can provide directional wave spectra rather than only a few summary parameters. Wave buoys and wave radars provide measurements of the actual conditions at the operation site, while sensors onboard vessels continuously record motions.

Together, these data provide a much more complete picture of what the vessel is actually experiencing.

The same development is taking place in operability modelling. Traditionally, complex vessel or equipment behaviour is often reduced to a small number of operational limits. More advanced models can instead estimate how a vessel, lifted object or other system will respond to the actual forecast sea state and vessel heading.

This does not mean that every offshore decision needs a complicated numerical model. Rather, it allows the decision to use more of the information already available and move from simplified proxies towards limits that more accurately represent the physics of the operation.



Digital operability workflow showing how forecast and measured data are translated through response prediction into operational decision support, with measured response and operational experience feeding back into model validation and continuous improvement.

Automating repetitive work

Perhaps the less spectacular, but equally important opportunity is automation.

Every new forecast can be automatically processed, assessed against the operational criteria and presented to the offshore team. The process can then be repeated whenever a new forecast arrives, without someone manually transferring numbers between PDFs, spreadsheets and planning tools.

The value is not only the time saved. Automation also creates consistency. The same information analyzed using the same method gives the same result, independent of who is on shift. Assumptions become visible, changes can be traced, and offshore and onshore teams can work from the same basis for their decisions.

Learning from operations

A repeatable digital workflow also creates something that has traditionally been difficult to establish: a feedback loop.

When forecasts, measured environmental conditions, vessel responses and operational assessments are stored together, it becomes possible to systematically compare predictions with reality.

Did the forecast correctly describe the sea state measured by the wave buoy? Did predicted vessel motions correspond with the measured motions? Were the operational limits representative of what was experienced during execution?

Over time, those comparisons can improve forecasts, models and operational criteria.

The objective is therefore not simply to digitize an existing weather assessment. It is to create a workflow that can become better as operational experience accumulates.

Information where decisions happen

More data and sophisticated models have limited value if the result is difficult to understand.

The user interface is therefore an important part of the engineering solution.

Crews do not necessarily need to see every calculation behind a response model. They do, however, need to understand why an operation is assessed as feasible or not. A clear overview may support rapid planning, while the ability to drill down into the underlying forecast, wave spectrum, vessel response or operational criterion provides transparency when conditions approach a limit.

The intention is not to tell the crew what to do. It is to provide the best possible technical basis for every decision.

Experience still matters

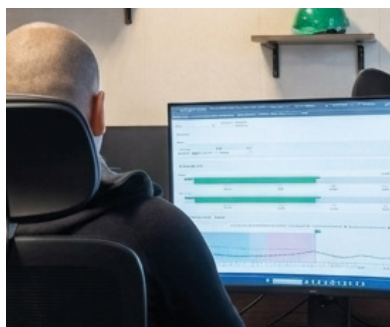
Digital decision support should not be seen as replacing offshore experience. It changes how that experience can be used.

A model can process considerably more information than a person can realistically assess manually every six hours. A digital workflow can perform the same assessment repeatedly without fatigue or variation.

But it does not necessarily know that visibility is poor, that the deck team has just completed a demanding shift, or that there are practical constraints not represented in the model.

The strongest decisions therefore combine the two: digital tools providing a richer, more consistent technical basis, and experienced offshore personnel applying that information to the real operation.

The next step in offshore digitalization should therefore not be autonomous decision-making. It should simply be giving the people responsible for the decision better information, at the right time - and a process that learns every time it is used.



Digital decision support gives offshore personnel direct access to updated forecasts, operability assessments and operational limits, supporting timely and well-informed decisions where the work is carried out.



Faglig påfyll i uformelle omgivelser

NESTE SUBSEA PUB

Haugesund
5. november 2026

Sted annonseres senere

Kveldene starter kl. 18.00, med faglige
presentasjoner fra kl. 19.00.

Subsea Pub samler subsea-miljøet på tvers av selskaper og fagområder. Med korte presentasjoner, nye løsninger og god tid til å møtes og utveksle ideer, skal møteplassen bidra til både nye forbindelser og inspirasjon.

Gjennom 2026 har arrangementene samlet aktører fra subsea-miljøet til faglig påfyll, diskusjoner og sosialt samvær. På den siste Subsea Pub-kvelden, på Pling Plong, sto blant annet utvikling av subsea-verktøy på agendaen.

Geir Trengereid, Head of Department for Engineering Projects & Products i Imenco, presenterte «From Concept to Deployment: Engineering a High-Performance Tool Deployment Unit». Her delte han erfaringer fra utvikling av subsea-verktøy, og hvordan funksjon, pålitelighet og operasjonelle krav må ivaretas hele veien fra det første konseptet til et ferdig system.

Frode Gismarvik og John R. Lohne fra Mecan tok deltakerne med fra idé til ferdig subsea tooling. Med rapid prototyping og tett samarbeid med kunden som utgangspunkt viste de hvordan fleksible prosesser kan bidra til rask gjennomføring i komplekse prosjekter. Også når kravene endrer seg underveis.

Subsea Pub arrangeres av FFU i samarbeid med Vy Strategy.

Foto krediteres per bilde: Vy Strategy



Keep the cables. Upgrade the brain.

RTS Gen 6 Lite brings the power and functionality of the next-generation Gen 6 survey multiplexer to operators already using a Gen 5 Mux infrastructure.

Designed as a direct, pin-compatible upgrade, Gen 6 Lite allows customers to retain their existing subsea cabling and installation while benefiting from the latest RTS technology. With Gen 6 Lite, users gain access to modern features including remote operation through an integrated web interface, software-resettable fuses on all DC outputs, advanced diagnostics, and enhanced reliability.

The system delivers the performance and serviceability improvements of the Gen 6 platform without the cost and complexity of replacing existing subsea infrastructure.

Whether upgrading an established survey spread or extending the operational life of a Gen 5 system, Gen 6 Lite provides a cost-effective path to next-generation functionality, improved uptime, and easier system management.

Contact sales@rts.as or sales.uk@rts.as for more info.

The Right Subsea Basket for Every Job

Saga Subsea provides high-quality subsea baskets available exclusively for rent, designed for safe and efficient handling of equipment in demanding offshore environments.

Our extensive inventory supports a wide range of subsea operations across Norway and Europe, helping operators maximize efficiency and safety. Browse our full equipment catalog or contact our experts for immediate assistance.



**SAGA
SUBSEA**

Want to know more? sagasubsea.no