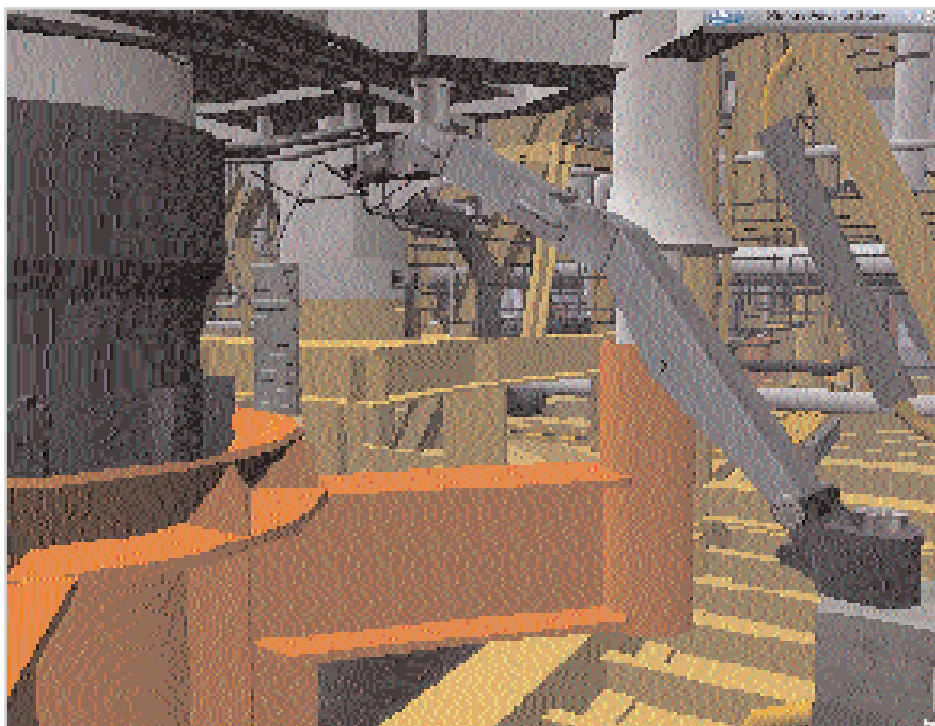


FFUnytt

FORENING FOR FJERNSTYRT UNDERVANNSTEKNOLOGI
NR. 3. NOVEMBER 2003

Power Jack stopper innsynkning av havbunns- installasjoner



Offshore Resource Group har ved hjelp av en ny metode klart å stoppe innsynkningen av havbunnsinstallasjoner. Metoden er installert på Statoils Vigdis- og Tordisfelt med gode resultater.

Technology
Awareness
Workshop

Side 4

Ny medlemsbedrift:
Mechanica AS

Side 4

Pipeline Stroking
System (PSS)

Side 8

Mini ROV
Mountable
Thickness Gauge

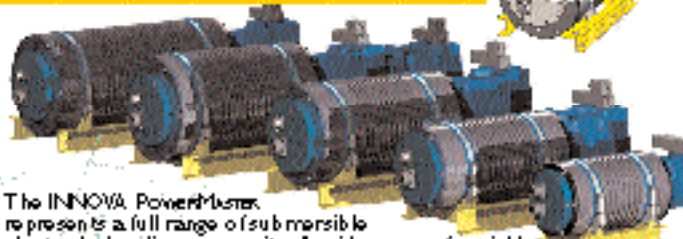
Side 10

The Norwegian
and Finnish navies
performing
operations with
the Kongsberg
Hugin AUV and
minesniper mine
disposal vehicle
in Finnish waters

Side 12

Scandinavia's fastest growing supplier of underwater components, systems and engineering services.

NEWS: INNOVA POWERMASTER
Full range of submersible hydraulic power units



The INNOVA PowerMaster represents a full range of submersible electro-hydraulic power units. A wide range of variable displacement pumps and regulator options allow tight adaptation to application specific requirements. Full range of HPUs from 18-195 kW shaft power.

3 large units sold this summer

INNOVA becomes full sales, service and spare parts distributor for Alstom Schilling



Issea, Octare FOG



Sub-Atlantic hydraulic Thruster

INNOVA

Best – under water!

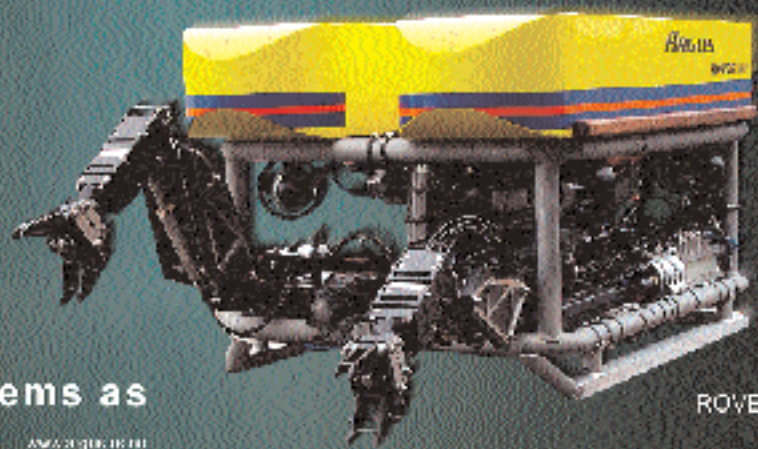
Visitor address: Lageveien 12C, 4033 Stavanger
Mail address: P.O. Box 390, 4067 Stavanger
Phone: +47 51 96 17 00. Fax: +47 51 96 17 01.
Email: post@innova.no
Web: www.innova.no

ARGUS-TECHNOLOGY FOR DEEP WATER

Argus Rover for observation
Argus Mariner for light work
Argus Mariner XL for heavy work

Electrical rovers with powerful AC thrusters

Argus System is adaptable to a variety of subsea manipulators and tools both electric and hydraulic. Telemetry system and video on fibre optics or twisted pair



ROVER MKII

ARGUS Remote Systems as

P.O. Box 28, 6861 Berger, tel. (+47) 69922930 fax. (+47) 69262130 www.argus.no



Forening for Fjernstyrt

Undervannsteknologi

www.ffu-nytt.no

SEKRETARIAT:

Sekretær Ingun Meiler

Telefon: 55 21 27 90

Telefax: 55 31 09 40

E-mail: ingun.meiler@npf.no

ADRESSE:

Sekretariatet

v/Norsk Petroleumforening

Strandgaten 59

5004 Bergen

STYRETS LEDER:

Terje Ollestad, Innova AS

E-mail: terje-o@innova.no

Telefon: 51 96 17 02

Telefax: 51 96 17 01

STYREMEDLEMMER:

Morten Rasmussen, Norsk Hydro ASA

Kjersti Kanne, ABB Offshore Systems AS

Magne Andersen, Oceaneering AS

Tom Eriksen, Bennex Transmark Norge a/s

Thor H. Nordahl, Imenco Engineering

Jan Henrik Hatlestad, Statoil

Haakon Robberstad, Stolt Offshore

Ingun Meiler, Norsk petroleumforening

REVISORER:

Tore Diesen

Erik Lutzi

FFUnytt

REDAKTØR:

Thor H. Nordahl, Imenco Engineering

Postboks 2143, 5504 Haugesund

E-mail: thor.nordahl@imenco.no

Telefon: 52 86 41 44

Telefax: 52 86 41 41

REDAKSJONSSEKRETÆR

Ole Klemsdal

C.Sundtsgate 51

5004 Bergen

E-mail: ok@mediabergen.no

Telefon: 55 54 08 05

GRAFISK PRODUKSJON:

Media Bergen Produksjon

ANNONSER:

Media Bergen annonser

C.Sundtsgate 51

5004 Bergen

Telefon: 55 54 08 00

Telefax: 55 54 08 40

I N N H O L D

Technology Awareness Workshop

Side 4

Ny medlemsbedrift: Mechanica AS

Side 4

Pipeline Stroking System (PSS)

Side 8

Mini ROV Mountable Thickness Gauge

Side 10

The Norwegian and Finnish navies performing operations with the Kongsberg Hugin AUV and minesniper mine disposal vehicle in Finnish waters

Side 12

Om FFU

Side 14

Fra forrige nummer

Fra side 15

FFU på Internett: <http://www.ffu-nytt.no>

Leder har ordet

Jeg må først få lov å beklage at vi i forrige nummer ble rammet av noen tekniske problemer som medførte at tre av artiklene ble kuttet på slutten. Denne utgaven trykker derfor disse artiklene på nytt i en egen seksjon bakerst i bladet.

Dette nummeret inneholder ellers litt av hvert; Offshore Resource Group har en artikkel om en ny metode som er anvendt for å stoppe innsynkningen av havbunnsinstallasjoner. Metoden er installert på Statoils Vigdis- og Tordisfelt med gode resultater. Fredrik Witting i ABB Offshore Systems har en artikkel om Pipeline Stroking System (PSS) – "enda et nytt koplingsystem?!", og Bennex bidrar med en artikkel om tykkelses måling.

FFU seminaret og årsmøte 2004 blir som tradisjonen tilsier avholdt i Statoil sitt IB senter siste torsdag i januar, dvs 29. januar. Vi har det meste av programmet klart, og kan love at dette er innholdsrikt, bl.a med innlegg om Drift og Vedlikeholds strategi for Snøhvit. Vi får innlegg fra mange selskaper og institusjoner, og kan nevne Helge Hatlestad i Statoil, Oceaneering og SINTEF.

FFU styret og redaksjonen har notert seg at flere av våre gode & gamle medlemmer som uttalte seg i engasjerte ordelag om FFUnytt's framtid på forrige årsmøte fortsatt glimrer med sitt fravær i våre spalter...

*Med vennlig hilsen
Terje Ollestad, leder FFU*

Ny medlemsbredrift:

Skal utvikle og bygge spesialutstyr for bruk i subsea og offshore

Mechanica AS ble etablert i mai 2003 og er et selskap som først og fremst sikter seg inn på subsea-markedet. Selskapets kompetanse er knyttet til denne delen av markedet, samtidig som dette området av offshorebransjen står foran en fortsatt positiv utvikling i årene fremover.

Selskapet ble etablert med fem ansatte, samtlige med bakgrunn i Malm Orstad, og har siden ansatt ytterligere en ansatt. Målet er å vokse til mellom åtte og ti personer innen første driftsår.

Produkt og tjenesteområdene er:

- engineering
- bygging av egenutviklet utstyr
- utstyr bygget etter kundens tegninger
- maskinering
- montering/hydraulikk/rørlegging
- testing

Selskapet holder til på Sola, Vingveien 3, og lokalene har god plass for montering/testing og fabrikasjon.

Mechanica har investert i moderne CNC-styrte maskiner som:

- dreiesenter Mazak Integrex 200YB
 - maskineringssenter Mazak VTC-20C
- Nødvendig måleutstyr og utstyr for montering og testing av hydraulikk, og det er i tillegg investert i moderne datautstyr som konstruksjonsverktøy for 3-D modellering og tegning.

Innen engineering er Inseacon AS samarbeidspartneren, og Bergensbedriften har også vært med på å stifte Mechanica.

Til nå har Mechanica blant annet samarbeidet med ABB Offshore



Systems, Framo Engineering, Stolt Offshore og Sonsub. Vi gleder oss til å lese mer om samarbeidsprosjektene i kommende utgaver av FFU-Nytt.

For mer informasjon, se www.mechanica.no

TAW, Technology Awareness Workshop

Av Tom Eriksen, BENNEX Transmark Norge AS

For tredje gang gjennomførte Bergen Subsea Group i samarbeide med Underwater Technology Network (UTN) en tredagers workshop i Bergen 13. –15. oktober i år. Initiativtaker i år var som tidligere Eirik Tørresen hos Thales GeoSolutions. Sammen med Terje Vedeler (NUI) og Tom Eriksen (Bennex) hadde de i år fått med W.Giertsen, Høgskolen i Bergen og Christian Michelsens Institutt i organiseringen av workshopen.

Programmet ble gjennomført som tre endagers seanser med foredrag, utstillinger og aktiviteter i sjøen ved kaien på utstillingsområdet. Som tidligere år var det gratis å delta. Det ble servert fingermat til lunch. Maten var av høy kvalitet og komiteen fikk positive tilbakemeldinger både på opplegget og gjennomføringen.

Seminarene var faglig sett gode og dekket flere felter innen industrien. Følgende seminarer ble forelest 4 ganger

hver dag:

”Trends and prognoses for the world wide subsea market”, av John Westwood fra Douyglas-Westwood Ltd og Christian Bendixen fra BENNEX Transmark Norge AS.

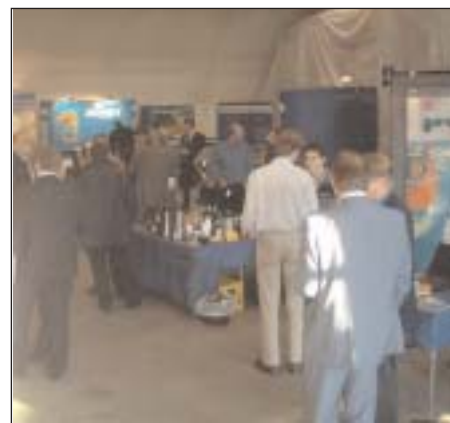
”New sensors for subsea fluid sampling and process Monitoring”, av Cato Bjelland fra Cristian Michelsens Institutt.

”ROV in ultra deep water, experiences from Prestige tanker Wreck”, av Alan Edwards fra Thales GeoSolutions.

”Hot tropics in pipeline-soil interaction”, av Dr. David Cathie fra Thales GeoSolutions.

”Light well interventions, operational experience”, av Jan Atle Andresen fra FMC Kongsberg Offshore.

”Identification of critical failures in subsea system (FMEA)”, av Gry Karin Haugen fra Bergen University College.

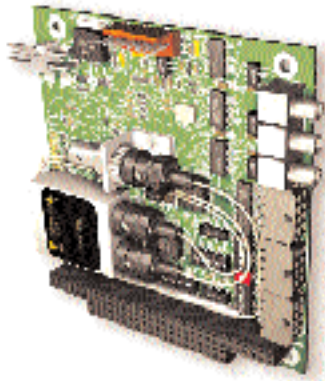


”Maritime communication and surveillance”, av Asbjørn Haram fra NUI Marine.

”ROV based fluid injection system”, av Alan Niven fra Bennex Aberdeen.

18 forskjellige selskaper hadde stand på messeområdet. Vi håper å kunne komme igjen med et nytt TAW basert på samme opplegget høsten 2005.

MacArtney



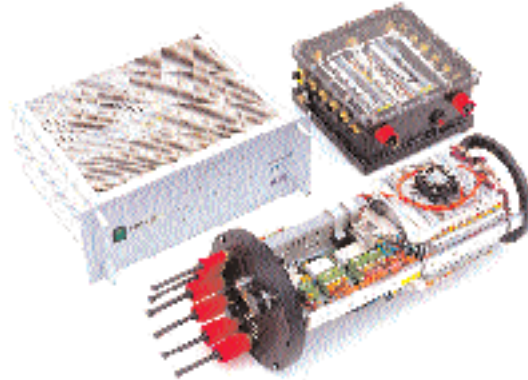
FOCAL Model 907 Video/Data Multiplexer

The Model 907 Single-Board Video and Data Multiplexer provides digital fibre optic transmission for 3 high quality video and 6 data channels in an extremely compact form factor PC/104 (90,2 x 95,9 x 12,7 mm). Each remote and console module requires only a single +5 VDC power input and supports both PAL and NTSC composite video along with 4 RS-232 and 2 RS-485/422 channels of bi-directional data.

The standard 1310 nm dual fibre link supports operation on multimode or singlemode fibre with a typical optical budget of 20 dB.

An optional external WDM and 1550 nm transceiver option permit operation on a single fibre. LED indicators provide on-board diagnostics.

The Model 907 is ideal for use with small remotely operated vehicles (ROVs) or other compact instrumentation packages.



Nexus MKX Fibre Optic Multiplexer

The latest model in the Nexus range of fibre optic multiplexers can be used as a main mux for a work class ROV system.

It will transfer the data from 8 video cameras and 2 multibeam sonars from the sub sea unit to the topside, furthermore the system has a number of full duplex serial data channels (RS 232, RS 422, RS 485, TTL, ArcNet, Ethernet). Finally the system has a built in control function for control of camera functions (zoom in/out, focus near/far), pan and tilt control and power management system.

MacArtney Norge AS

Strandsvingen 3
N-4032 Stavanger
Tel.: +47 5195 1800
Fax: +47 5195 1810

Bergen Office
Tlf: +47 5520 5319
Fax: +47 5195 1810

E-mail: mac-no@macartney.com
Web site: www.macartney.com

Underwater Technology

Denmark • Norway • Germany • Benelux
France • United Kingdom • USA

Power Jack stopper innsynkning av havbunnsinstallasjoner

Offshore Resource Group har ved hjelp av en ny metode klart å stoppe innsynkningen av havbunnsinstallasjoner. Metoden er installert på Statoils Vigdis- og Tordisfelt med gode resultater.

Offshore Resource Group A.S. (ORG) er et privateid, norsk selskap i Stavanger som i hovedsak arbeider med tjenester og utvikling av nye konsepter rettet mot oljeindustrien. ORG har nylig avsluttet en vellykket jobb for Statoil på undervannsfeltene Vigdis og Tordis i Nordsjøen. Undervannsfeltene Vigdis og Tordis i Tampen-området opereres av Statoil, og ligger like øst for Statfjordfeltet. Sjøbunnen på stedet består av myk leire, som har medført innsynkning av havbunnsinstallasjonene. Innsynkningen er antatt å være en kombinert effekt av innsynkning i havbunnen forårsaket av utvasking ved boreoperasjoner samt at havbunnsinstallasjonene synker ned i grunnen p.g.a. lav fasthet i leiren.

Statoil har i lengre tid jobbet for å finne permanente løsninger på problemet. En av utfordringene har vært at selve bunnrammen har fulgt med sjøbunnen nedover, mens ventiltrærne som er montert på brønnhodene inne i 30 tommeres foringsrør, blir stående igjen i opprinnelig høyde. Dette forårsaker over tid strekk på rørforbindelsene mellom ventiltrærne og manifoldstrukturen montert på bunnrammene. I verste fall kan det medføre nedstengning av produksjonen fra havbunnsinstallasjonene. Hittil har man omgått dette problemet ved å jekke opp manifoldstrukturen til normalt nivå i forhold til ventiltrærne, men dette kan bare gjøres i en viss utstrekning. På lang sikt har man søkt å finne en metode som kan stoppe innsynkningen av havbunnsinstallasjonene for godt slik at man unngår de problemer dette medfører.

Basert på en egen ide har ORG, på oppdrag fra Statoil, designet, fabrikkert og gjennomført en omfattende kvalifikasjonstesting, dels i samarbeid med ABB, av et helt unikt utstyr som låser bunnrammen fast mot 30" foringsrøret, og dermed hindrer ytterligere innsynkning.

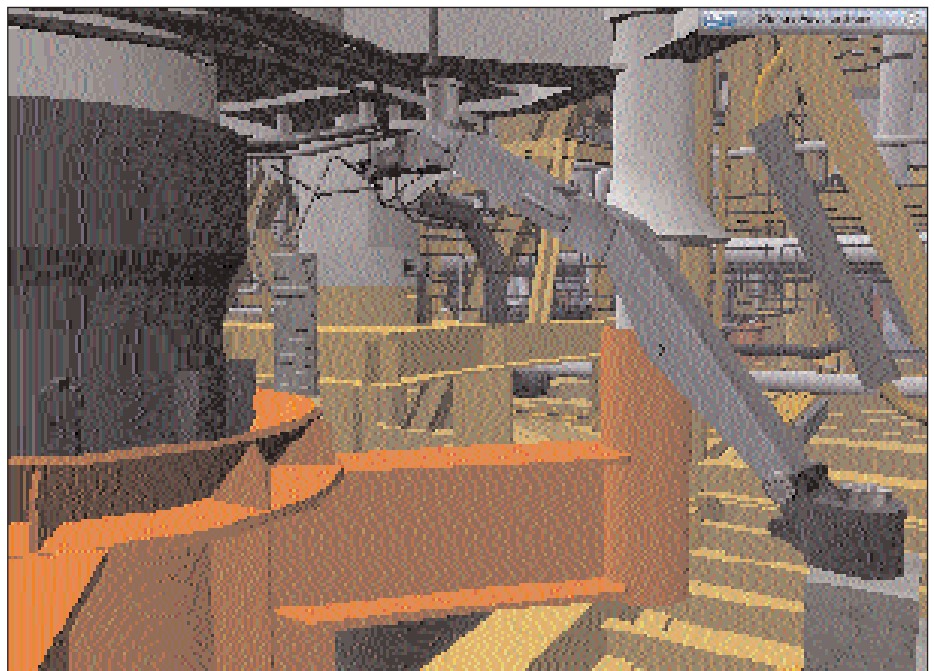


Fig. 1. ROV installerer shims i mellomrom TWGB Guid Funnel – 30• Conductor.

Utstyret ble installert på undervannsinstallasjoner på henholdsvis Vigdis- og Tordisfeltet uten at man måtte stenge ned produksjonen. Konseptet krevde heller ingen modifikasjon av eksisterende havbunnsstrukturer, og ble utført med en fjernstyrt undervannsfarkost utstyrt med installasjonsverktøy. Arbeidet ble utført på 290 meters vanddyb og med relativt vanskelig tilkomst som satte strenge krav til installasjonsmetode og presisjon. Senere ble det samme utstyret installert på en undervannsinstallasjon på Tordisfeltet, da på ca. 200 meters vanddyb. Begge installasjonene ble gjort med vellykket resultat.

Hovedideen bak løsningen til ORG er basert på et ROV-operert system og egenutviklede hydrauliske "Power Jacks". Power Jack konseptet består av to stålplater med tenner som holder en ekspanderende stålpute mellom seg. Ved

hydraulisk trykk fra spesialfabrikerte ROV-paneler ekspanderer puten og skyver platene mot de delene som skal låses. Når ønsket effekt er oppnådd blir en mekanisk kilemekanisme aktivert, og bevegelsene er stanset permanent med mekanisk låsing. En skive ("shim") ble plassert i åpningene mellom 30 tommeren og guide funnelen for å justere gap i mellomrom, og fungerte samtidig som en guide for selve Power Jack.

ROV-ene måtte i forbindelse med oppmåling og installering operere i trange rom med små klaringer under de installerte ventiltrærne. For oppmåling av mellomrom hvor Power Jacks skulle installeres var det nødvendig med millimeterpresisjon. Måleverktøy med stor nøyaktighet var derfor påkrevet og måtte spesiallages for formålet. For å komme til i alle områder hvor Power Jacks skulle installeres, ble det også utviklet en

hydraulisk operert extention skid, som kunne forlengje ROV-ens rekkevidde med opp til to meter ved at to stk 7-funksjonsarmer ble montert på forlengelsesbommene. Videre kunne ROV sitte på fire hydrauliske føtter justerbare i høyden slik at man slapp å virvle opp mye slam fra bunnen.

I forkant av installasjonene utviklet ORG ROV opererte, hydrauliske paneler (Torque tools), og et cutting and sealing tool i tillegg til selve Power Jacks, som skulle låse fast bunnstrukturene til 30" lederør.

Videre ble det utviklet en 3D interaktiv simulator som kunne simulere alle faser av installasjonen. Dette var med på å danne underlaget for fastsettelse av installasjonsmetode, verktøy, opplæring, trening og dokumentasjon. Simulatoren var også spesielt nyttig i offshorefasen, da de operasjonelle prosedyrene kunne visualiseres for involvert personell slik at de raskt fikk en klar forståelse av fremgangsmåten. Dette var en stor fordel både under planleggingen på land, men også for ROV operatørene forut for oppstarten av installasjonene offshore. Dette ga alle en felles forståelse av utfordringer og gjennomføring.

Sverre Kolrud, prosjektleder i Statoil for

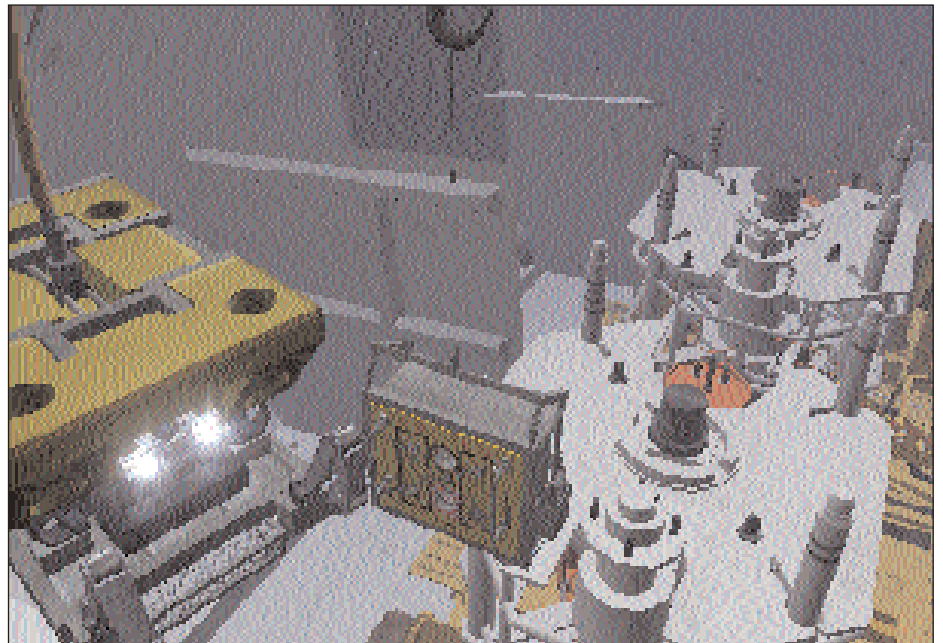
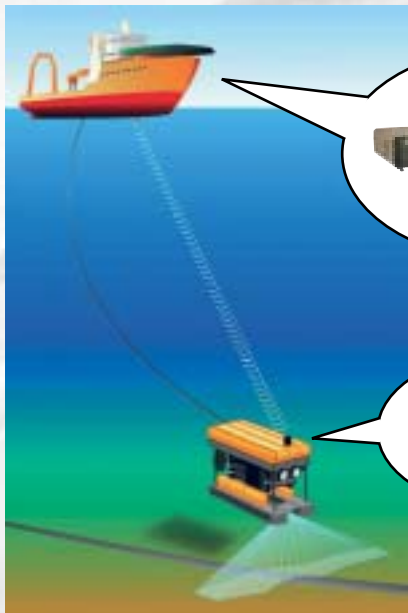


Fig. 2. ROV guider ROV-panel for landing på toppen av X-Mas Tree Guide Post.

disse oppdragene, sier til "FFU-Nytt" at ORG i alle faser av prosjektet har vist en stor grad av fleksibilitet og kreativitet for å komme fram til brukbare løsninger. I kvalifikasjonsfasen har det vært mye prøving og feiling, men ORG fant alltid en løsning på problemene. Det er også viktig å framheve ABB's rolle med å sikre at kvalitet, design, fabrikasjon og testing ble utført i.h.h.t. aksepterte standarder og

dermed bidro til at sluttresultatet ble en suksess. Videre bør det nevnes at DnV bidro med spisskompetanse på materialsiden for å sikre at spesialmaterialer i Power Jacks fikk en akseptabel kvalitet. Hele installasjonsfasen var en meget ROV-intensiv operasjon som ble gjennomført på en meget proffesjonell og dyktig måte av personell om bord på Stolt Offshore fartøyet "Far Saga".

< 5=B 'Gi VgYU



KONGSBERG

< mXfc UWëi ghjW5 jXYX'
=bYfhjU`B Uj || Uh|cb `È` < 5=B

H\Y`< 5=B 'Gi VgYU' gmghYa`
dfcj jXYg.

j`|a dfcj YX UWëi ghjWdcg|h|cb`UWW fUWh
j`|\Yf`dcg|h|cb`i dXUHy`fUHy

5Wëi ghjWubX`=bYfhjU`dcg|h|cb|b|`df|b|
Vjd Yg`|b`Wëa V|bUh|cb`|g`|XYU`z`g|bW`
h\Ym`Uj Y`Wëa d`Ya YbHfmei U`|h|Yg`
K Y`Uj Y`Wëa V|bYX`h\Y`tk c`df|bVjd Yg`
|bhc`U`bYk`i b|ei Y`dfcXi Wëz`h\Y`< 5=B`
Gi VgYU"

k k k "_cb[gVYf["Wëa

Bcfk Um`Z`(+`'|`S&`,`SSzI G5.`Z`%`+`%`'-`'(`,`.,`,`)
7UbUXU.`Z`%`9S2`(*`8`2268zI`?`.Z`((`%`&&`(`&&`*)`S`S
=HUm`Z`'-`S`*`*)`)+`+(`z`G|b|UdcfY.`Z`*)`*,`'-`-`)'S`S`S

? cb[gVYf['A Uf]h)a Y`5 G

''9!a Uj`.subsea4_cb[gVYf["Wëa

Pipeline Stroking System (PSS) – enda et nytt koplingsssystem?!

Av Fredrik Witting, ABB Offshore Systems

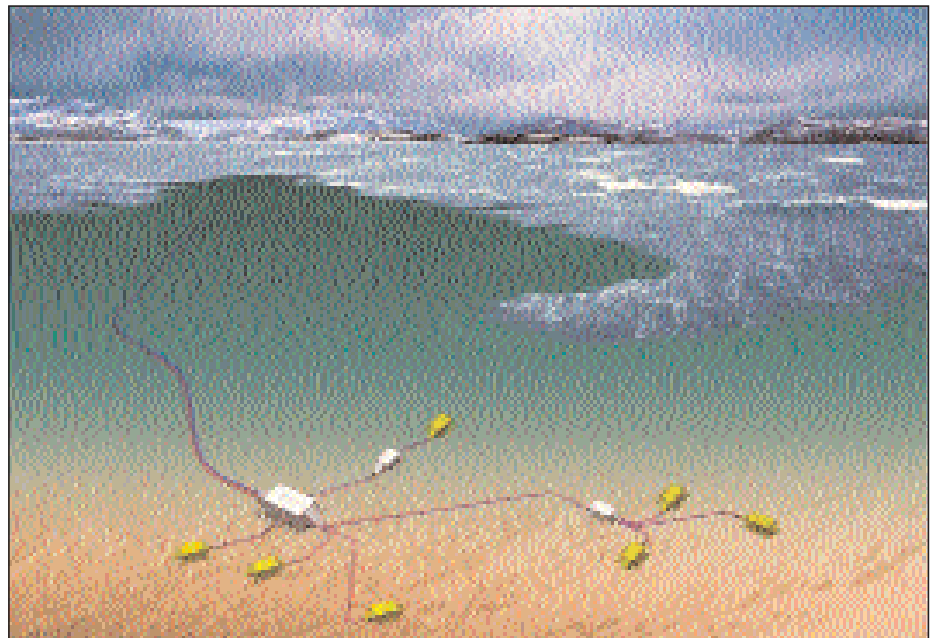
Som en del av subsea-leveransen til Statoils Snøhvit prosjekt i Barentshavet utvikler ABB Offshore Systems nå et nytt dykkerløst koplingsystem, for bruk ved oppkopling av 16", 20" og 30" rørledninger. Noen skulle kanskje være tilbøyelig til å spørre: "Trenger vi virkelig enda et koplingsssystem?". Dette er et godt spørsmål – hva er det egentlig som gjør at standardisering av slike løsninger tilsynelatende virker så vanskelig, selv etter at de norske oljeselskapene, med Statoil i spissen, over de seneste tiårene har brukt nær sagt alle koplingsystemer som finnes, og opparbeidet en verdensunik kompetanse og erfaring innen alle faser og typer av undervanns koplingsoperasjoner?

Nytt system eller gjenbruk?

Historisk sett har mange subsea prosjekter ofte gått sin egen vei og hatt en god del av "reinventing of the wheel", med bruk av nye koplingsystemer isteden for å basere seg på eksisterende utstyr. Dette kan ofte ha hatt kontraktuelle og kommersielle årsaker heller enn rent tekniske behov for noe helt nytt – en subsea utstyrsleverandør eller en installasjonskontraktør vil ikke gjerne ta ansvar for "andres" løsninger uten å ha ryggdekning, og har dessuten ofte en egen forretningsinteresse i å levere nytt utstyr.

Statoil er forbilde?

Som representant for en av leverandørselskapene får man fort inntrykket at Statoil, basert på en stor kompetanse og erfaring i basisorganisasjonen relatert til koplingsystemer, gjør mye for å standardisere på tvers av prosjektene der dette er mulig, slik at synergier med



Subseainstallasjoner på Snøhvit (kilde: Statoil)

eksisterende verktøypark kan utnyttes når dette er hensiktsmessig. Samtidig som standardisering derfor har høy fokus er det tydelig at Statoil også opererer etter den grunnleggende devisen at det ikke finnes ETT koplingsystem som ALLTID er den optimale løsningen for ALLE applikasjoner, slik at en vurdering av fordeler og ulemper med valg av et nytt system alltid må vurderes i hvert enkelt tilfelle – et visst mål av skreddersøm fra prosjekt til prosjekt vil nesten alltid være nødvendig. Dette trenger for så vidt ikke bare relatere seg til selve koplingsystemet, men kan også påvirkes av valg av installasjonsmetode og spesifikke fartøysbegrensninger / muligheter.

Totalitet viktig

Det er en klar trend at Statoil, sammen med andre oljeselskaper, legger alt større vekt på et totalperspektiv, der

koplingsystemets innvirkning på hele feltets levetid, og potensiell innvirkning på andre og fremtidige prosjekter, får større fokus. Det er nettopp disse vurderingene som er nødvendig for å finne riktig balanse mellom nytt utstyr og gjenbruk.

Kanskje har vi innen leverandørindustrien ikke alltid vært like flinke til å fange opp disse signalene, og ofte hatt en mer "her & nå" holdning til hvert prosjekt. Det virker imidlertid som om dette er på vei å forandre seg til det bedre, og leverandørindustrien tar i økende grad innover seg at Nordsjøen og deler av Norskehavet nå begynner å bli en moden provins, der ettermarkedsaktivitetene over et felts levetid etter hvert vil få en større betydning i forhold til nye utbyggingsprosjekter, og at man derfor i høyere grad er nødt til å tenke levetid og

totalitet. Gjenbruk vil også bli viktigere på bakgrunn av den økende interessen for marginalfelt, som ikke alltid selv kan bære kostnadene for nytt utstyr.

”Pick & Choose”

At oljeselskapene allerede tenker totalitet sees blant annet i måten Statoil opererer i Subsea Rammeavtalen med de største norske utstysleverandørene. Her har Statoil forbeholdt seg retten å ”løfte ut” deler av koplingsystemspakken fra et subsea EPC system leveranseprosjekt, i tilfelle en løsning fra en annen leverandør, eller basert på eksisterende utstyr, skulle oppfattes som mer optimal.

For ABB er det derfor ekstra gledelig at Statoil har valgt ABB og PSS (Pipeline Stroking System) for å utføre rørledningskoplingene på Snøhvit. PSS er et nytt system, med lite gjenbruk av eksisterende verktøy, men har likevel vunnet frem i en totalitetsvurdering.

Contract Award er bare begynnelsen...

Totalitet må ivaretas gjennom hele prosjektet, og et nært, godt og åpent samarbeid mellom oljeselskap, pipeline engineering kontraktør, utstysleverandør og installasjonskontraktør er derfor helt grunnleggende. For Snøhvit involverer denne dialogen Statoil, ABB, Reinertsen Engineering og Technip, som nylig ble tildelt installasjonskontrakten.

Hvorfor PSS?

Helge Ingebretsen, teknisk ansvarlig for PSS-utviklingen i ABB, kommenterer:

”- Jeg tror at grunnen til at PSS ble valgt som løsning kanskje fremst relaterer seg til tre ting:

- PSS er et ENKELT system, med et absolutt minimum av kompleksitet. Dette bidrar til å gjøre systemet kostnadseffektivt. Denne enkelheten baserer seg først og fremst på at PSS er designet KUN for oppkopling av store tie-in spools. All ”nice to have” ekstrafunksjonalitet er fjernet.
- PSS er designet med tanke på TOTALITET, for å muliggjøre enklest tenkbare installasjon. Dels relaterer dette seg til at PSS legger et minimum av krav til fartøy og leggenøyaktighet, og dermed gjør det mulig for Statoil å være fleksibel med valg av fartøy.

- Et annen totalitetsaspekt er at den påkrevde slaglengden for å trekke inn tie-in spool'en er satt til et absolutt minimum. Dette har stor innvirkning på fleksibilitetskravene til tie-in spool'en, noe som igjen gjør det mulig å lage en mindre tie-in spool som er lettere og billigere å installere. For en 30” kopling trenger vi ikke mer enn 500 mm slaglengde.



Helge Ingebretsen (t.h) sammen med Rune Emblemvåg, med en 16” pakning for Snøhvit.

Alle disse egenskapene er lagt vekt på i Statoils ”Best Practice” dokumentasjon, som baserer seg på erfaring (noen ganger dyrkjøpt) fra hundrevis av dykkerløse koplingsoperasjoner. Jeg synes vi har klart ganske bra å ta innover oss disse erfaringene i vårt designarbeid, og i dialogen med Statoil, Reinertsen og Technip”.

Hva er PSS?

Helge forklarer: ”- Som navnet antyder er PSS i prinsipp ikke noe annet enn et rent ”stroke”-verktøy, for bruk sammen med enkle og kostnadseffektive Clamp type koplinger. Det nødvendige oppretningsmomentet blir generert av sylindre som plasseres på begge sider av koplingen. Disse sylindrene blir båret i en kjøreramme med guide funnels, og får sin kraftforsyning fra en ROV-montert HPU og blir styrt av ROV'en via et panel på toppen av kjørerammen.



16” PSS kjøreramme, med sylindre og guide funnels

Helge fortsetter: ”- Alle ”hjelpverktøy” for pakningsbytte, rengjøring og inspeksjon av pakningsflater blir båret og operert av ROV, istedenfor å være integrert i kjørerammen. Dette er i tråd med vår ambisjon om å lage et enkelt og robust verktøy – vi skal ikke gjøre 5 koplinger om dagen med dette systemet, og enkelhet kan være viktigere enn hurtighet.”



PSS under testing

Egentlig lager man ikke ett men to PSS verktøysystemer – ett for koplinger opp til 16”, og en ”storebror” for koplinger opp til 30”. For Snøhvit vil det største verktøyet bli brukt både for 20” og 28” tie-in spool operasjoner – Snøhvit inneholder kun én stk 20” kopling, og det ville ikke vært hensiktsmessig å lage en ”one off” kun for denne koplingen.

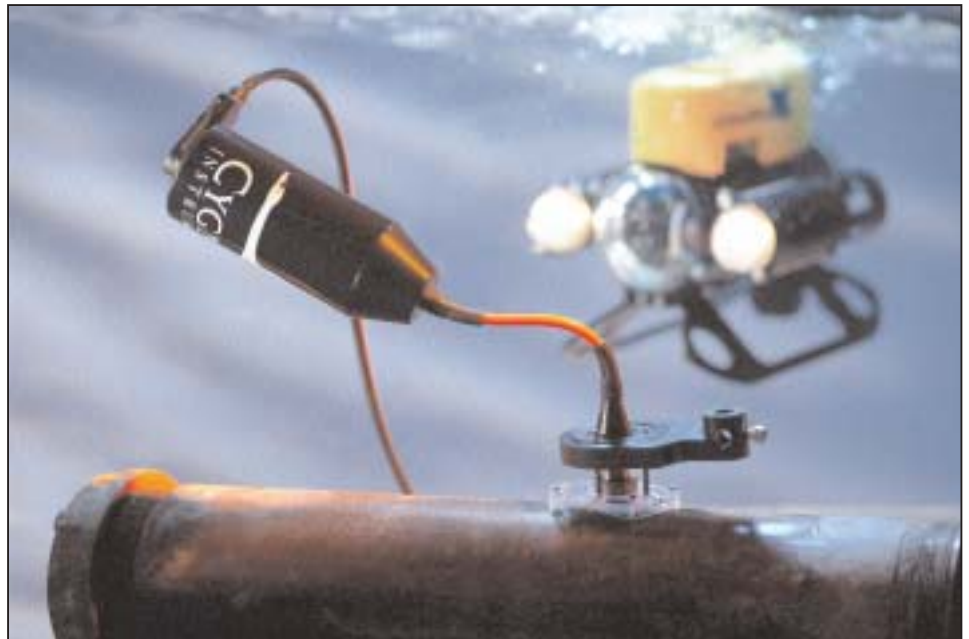
Veien videre...

Helge avslutter: ” – Vi er nå i bygge- og testfasen av PSS, og så langt har systemet fungert over forventning. Levering til Statoil vil finne sted i mars neste år, med offshore oppkoplingsoperasjoner til sommeren. Dette vil bli den virkelige testen – vil PSS fungere som planlagt? Jeg tror at forutsetningene er bedre enn for mange andre liknende ”first-off”s”, basert på at vi har fått til en god og løsningsorientert dialog med alle involverte aktører, på tvers av kontraktsgrensene. Det er gull verdt!”, avslutter Helge.

BENNEX Transmark Norge AS introduces a mini ROV Mountable Thickness Gauge

The Underwater range of thickness gauges from Cygnus Instruments have long been a favourite in the offshore and underwater industry. The instruments have become the industry standard due to their durability, ruggedness, ability to ignore coatings and extreme ease of use and they have already been proven many times over in the harsh conditions that exist in these industries world-wide.

Cygnus has now developed a Mini ROV Thickness Gauge that can be mounted onto small ROV's. "This opens up a whole new area of applications," says Jon Sharland, Sales & Marketing Manager at Cygnus, "The Mini ROV can be used to inspect inside pipelines and other difficult to reach places where it is too dangerous for divers to go. It is also ideal for taking thickness measurements on ships hulls at the same time as doing a visual inspection."



The gauge incorporates the same technology as all the other gauges in the range which means that coatings do not have to be removed. The measurements are transferred to the surface via the ROV's umbilical and are displayed on a PC using the dedicated software supplied with the kit.

The gauge is supplied as a complete kit including probe, software, spare parts and communications cable in its own carry case and comes with a two-year warranty.

How Multiple Echo Works

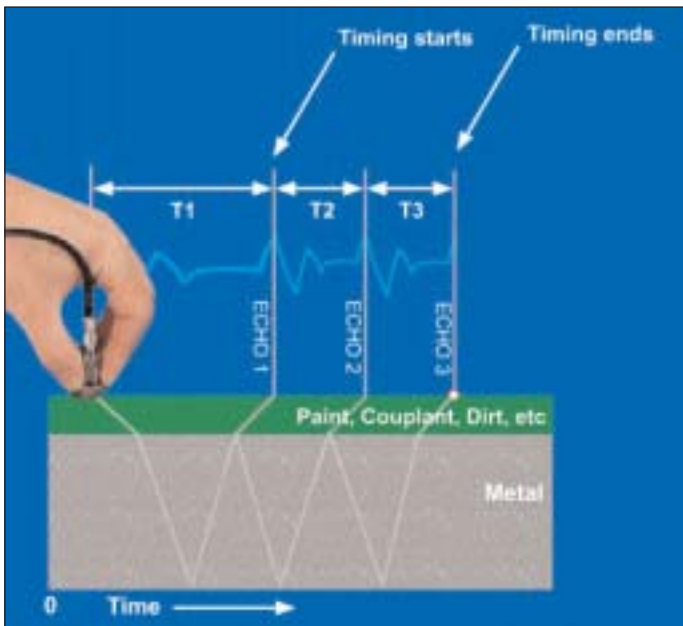
The multiple echo technique was developed to allow accurate measurements to be taken confidently without removing the coating. It works by monitoring three consecutive back wall echoes which are required for a single measurement. By using three echoes, each measurement is in fact verified to ensure that all errors are removed from the calculation, and any

spurious readings are neglected. This means that only the metal thickness is measured and the coatings, which can be up to 6mm thick, are completely ignored.

The multiple echo beam travel is spread out for time, to illustrate the timing method. The beam path is in fact straight, at 90 degrees to the surface, and the ultrasonic energy reverberates up and down within the metal when using a single crystal probe. Each time the echo is reflected back down, a small portion of the energy comes up through the coating, striking the probe which now acts as a receiver.

The delay between echoes at the probe face is exactly equal to the delay at the interface of the coating and metal. This in turn is equal to the time taken to pass through the metal twice. Therefore coatings are completely ignored and the measurement displayed is of the metal thickness only.

All the measurements are verified because T2 is compared with T3, and only if they are equal will a measurement be displayed.



Specification

Materials: Sound velocities between 1000 to 9995 m/s

Range in steel: 3mm – 250mm with 2.25 MHz probe
 2mm – 150mm with 3.5 MHz probe
 1mm – 50mm with 5 MHz probe

Accuracy: ± 0.1mm OR ± 0.05mm
 Resolution: 0.1mm OR 0.05mm

Probes: Single crystal soft faced compression remote probe
 13mm – 2.25, 3.5 or 5 MHz
 19mm – 2.25MHz

Power: 7.5 – 30 V DC @ 150 mA (max)
 Size: 160mm x 62mm
 Weight: 550g
 Ambient Temp.: -10°C to 50°C
 Communication: Standard RS 422

imenco
smart solutions

ROV INSTALLABLE ANODES

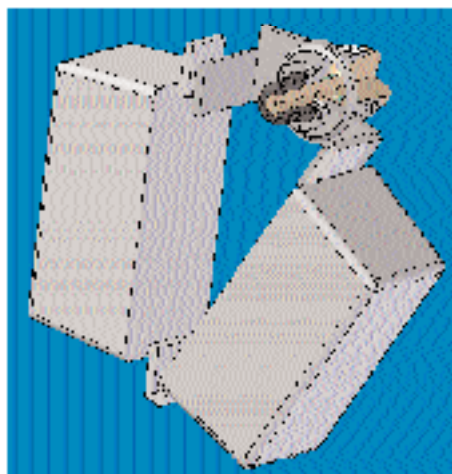
TIME SAVING INSTALLATION

Imenco offers a wide range of engineering services and products to the Subsea Industry.

Imenco has specialised in mechanical engineering, strength calculations and electronics.

Among Imenco's products we find:

- Guidingsystems
- Anode systems
- Cutting & drilling
- Lifting tools
- Expansion bolts
- Torquetool
- Bolt tensioning
- Subsea cameras
- Diver communications & monitoring



PROBLEMS WITH EXISTING PROTECTION?
 CONTACT US:

With Imenco's ANODE system you will save time and money in operations.

The system is based on Expansion Bolts and Plate Clamps which gives excellent mechanical and electrical connection to the steel you want to protect.

Tools for very quick installation of the Anodes are available.

Tailor made anode Configurations.

imenco Postboks 2143, NO-5504 Haugesund, Tel: 52854100 / Fax: 52854101
 www.imenco.no / e-mail: imenco@imenco.no

The Norwegian and Finnish navies performing operations with the Kongsberg Hugin AUV and minesniper mine disposal vehicle in Finnish waters

Following the successful operations with the Hugin AUV, early September in Luce Bay, Scotland (in conjunction with the NATO exercise Northern Light), the Royal Norwegian Navy mine hunter HNoMS Karmøy, transferred east to Finnish waters for further challenges with the Hugin AUV and the Minesniper.

In co-operation with the Finnish Navy a series of survey tests were carried out over a one and a half week time period to test and evaluate the HNoMS Karmøy's capability to detect, classify and neutralize mine threats using the vessels complete range of mine countermeasure capability, including the Hugin AUV, the MICOS C2 system and the Minesniper mine disposal vehicle.

The Finnish waters represent a significant challenge with mixed fresh and salt water, water layers, and very variable sea bottom conditions – mainly very soft but also rocky. A number of mine like objects, cylindrical and manta mine shaped were laid by the Finnish Navy in different areas, with varying bottom conditions and water depths.

Several missions were conducted in different areas to demonstrate the HUGIN's capability in REA and MCM operations including mine detection, localization and classification. The vehicle was mostly run in autonomous mode, surfacing at regular intervals for vehicle navigation system updates by GPS and communication with the mother ship via the radio link.

Submerged, the acoustic links were used to communicate vehicle status and changes to the mission, if found necessary. For most of the operations the Hugin AUV was operated autonomously at very remote distances from the mother ship, HNoMS Karmøy

During the survey tests, the whole chain of MCM operation capability was successfully demonstrated by large area detection/classification by the Hugin AUV, re-localisation by the MICOS C2 and hull



mounted sonar systems and identification and disposal by the Minesniper. To verify data consistency and to demonstrate differential detection methodology, repeated AUV missions were conducted in the areas.

In summary the Hugin AUV proved a very reliable operation with a significant demonstration of survey efficiency and accuracy. The mine-like objects, deployed by the Finnish Navy, were detected and classified from the HUGIN data. All but one of the exercise mines were detected and positioned within 8 meters of the Finnish Navy's ground truth. Only one false contact was reported, which turned out to be a man-made object dumped in the area. There was a very good consistency between lines and between runs providing repeated detection accuracy better than 5 meters.

The Hugin AUV used for these survey tests was the HUGIN I that has now been operated by the Norwegian Navy since 2001

for evaluation and field operations. This system will be replaced by end of this year with the new HUGIN 1000 AUV and operated by the Norwegian Navy from early 2004. This HUGIN I was equipped with a Kongsberg Maritime EM3000 multibeam echo sounder, EdgeTech dual-frequency chirp side scan sonar and a Falmouth Scientific CTD sensor. Accurate navigation was provided by an Integrated Inertial Navigation System, using a Honeywell high-grade inertial measurement unit, an RDI WHN-300 Doppler velocity log, a GPS receiver, and a Digiquartz pressure sensor. The HiPAP acoustic positioning system permanently installed on the HNoMS Karmøy was used for position tracking. Underwater acoustic communication was provided by the Hugin Acoustic Command Link, allowing several km of communication in shallow water.

The Hugin 1000 MRS will be equipped with synthetic aperture sonar.

We provide personell, services & expertise within the areas of:

- ROV & ROT Operations
- Remote Intervention
- Marine Operations
- Underwater Inspection
- Subsea Equipment Maintenance



AS Technocean

P.O. Box 6134 Postterminalen
N-5892 Bergen, Norway

Tel: +47 55 94 49 10
Fax: +47 55 94 49 11

E-mail: post@technocean.no
www.technocean.no



DeepOcean

SUBSEA SERVICES

DeepOcean AS - Subsea Services, are located in Haugesund Norway. Since the establishment of the company in 1999, the owners have invested significantly in new equipment. Today we operate modern Work ROVs, Module Handling System and is operating our own developed Data Processing Software. Through our strategic owners, the company has access to a fleet of several modern DP ship. MPSV Normand Mermaid was delivered in May 2002, and the latest new build, the highly specialized MPSV Edda Fonn, was delivered in June 2003.

Looking for a Flexible Subsea Services Contractor?

DeepOcean AS is a Norwegian company with extensive in-house experience. Our strategy is to compete in the exiting worldwide subsea market. The industry exploration and IRM activities require our skilled services in still deeper waters -ROV based survey work deeper than 2000 msw has been performed. To support these operations we are continuously maintaining our organisation by recruiting young - and well educated individuals to join our teams, -always searching for new challenges! DeepOcean possess competitive advantage through flexibility, experience, low overheads and first class technology.



DeepOcean AS holds long term Subsea Services Frame Agreements with Statoil, Norsk Hydro and Technip Offshore Norway, Mærsk Olie & Gas and co-operation agreement for Marine and Subsea Services with FMC Kongsberg Subsea.

The company provides the following services:

- Survey and positioning • ROV services and ROV intervention
- Module Handling • External Pipeline Inspection
- Inspection, Maintenance and Repair (IMR)
- Construction support • Seabed mapping

DeepOcean AS - Stoltenberggaten 1
Postboks 2144 Postterminalen - N-5504 Haugesund
Telephone: (+47) 52 70 04 00 - Telefax: (+47) 52 70 04 01
E-mail: post@deepocean.no - www.deepocean.no

FFU - Forening for Fjernstyrt Undervannsteknologi

www.ffu-nytt.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 som har muliggjort egen sekretærfunksjon hos Norsk Petroleumsforening. FFU har ca. 90 medlemmer og har gjennomført flere utredninger knyttet til aktuelle undervannsteknologiske problemstillinger. Resultatet av disse tilflyter medlemmene gjennom blant annet temakveldene.

Hvem kan bli medlem?

Medlemmene kommer fra oljeselskaper, engineeringsselskaper, kontraktører, offentlig forvaltning, forskning og utdanningsinstitusjoner. Se under for priser og kategorier.

Temakvelder

Gjennom temakveldene tilbys medlemmene faglige foredrag innen aktuelle temaer eller visning av nytt utstyr.

Foreningen har blant annet som mål med temakveldene å formidle informasjon mellom ulike interessegrupper innen bransjen.

Utstillinger, konferanser, fellesreiser

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. FFU arrangerer fellesturer for medlemmene til konferanser og utstillinger som ligger innenfor foreningens virksomhetsområde. I 1992 arrangerte foreningen turer til San Diego og Monaco.

Utredninger

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

- * 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:	RETTIGHETER:	KONTINGENT:
Bedriftsmedlem	Deltakelse på FFUs arrangementer og aktiviteter åpen for alle ansatte - 25% rabatt	kr. 4.000,-
Personlig medlem	Som bedriftsmedlemskap, men ingen rabatt. Rettigheter begrenset til kun innehaver.	kr. 950,-
Offentlig instans - Ny kategori!	Samme rettigheter som bedriftsmedlem, men kun for den offentlige forvaltning.	kr. 500,-
Studentmedlem	Som personlig medlem, men redusert kontingent (hvis student)	kr. 100,-

Be FFU om innbetalingsblankett for kontingent eller nærmere informasjon om FFU:

FFU sekretariat v/ Ingun Meiler:

Telefon: 55 21 27 90
Telefax: 55 31 09 40
E-mail: ingun.meiler@npf.no
Post: Strandgaten 59, 5004 Bergen

Fiber optic plug and play multiplexers

By Lars F. Hansen, Technology and Business Development Manager, MacArtney A/S

For the last 18 years MacArtney A/S has been involved in underwater fiber optic connectors, cables and transmission systems. During that period of time we have developed new technologies, mainly focused on external pressure impact on fiber optic attenuation in cables, penetrators and connectors using "dry" cables rather than pressure balanced oil filled (PBOF). As a result of this development we now have a complete series of underwater fiber optic connectors in our program. This series of connectors is rated for 6000 m. water depth operation, and includes connectors for single as well as multi mode optical fibres. Our fibre optic connectors do all use expanded beam technology, which is a big advantage when used in harsh environment like open ship deck.

Optolink fiber optic single mode connector.

In 1999 MacArtney A/S developed its first plug and play multiplexer in the series of Nexus products. The philosophy behind the Nexus range of multiplexers is that the system should be very easy to mobilise, and basically the only things needed from the ROV system is power supply (85 – 250 VAC) and one or two optical fibres (single or multi mode) in the umbilical and through the slip ring to the top side unit. Whenever this is established, the Nexus system will give the user a number of real time, fully transparent, full duplex, high speed serial data lines. Furthermore local power supply for the underwater sensor will be provided from the Nexus system (12 V, 24 V, 48 V, DC). The topside unit will fit a 19" rack mount, and the underwater unit will be contained in a 3000 m. rated aluminium bottle.

The first system (Nexus MKI) was developed for use on work class ROV systems, especially when a big survey



spread was to be mobilised, but has also been used on deep tow systems. This system will accept one or two multibeam sonar heads with fast data uplink (100 Mb/s – (P)ECL format) and will fit the most common used systems from Reson and Kongsberg Simrad. Furthermore this system have 10 full duplex, medium speed (5 Mb/s) serial data channels to be used for other sensors normally used in a survey set-up like MRU, F.O. or mechanical gyro, DVL, bathy system etc.

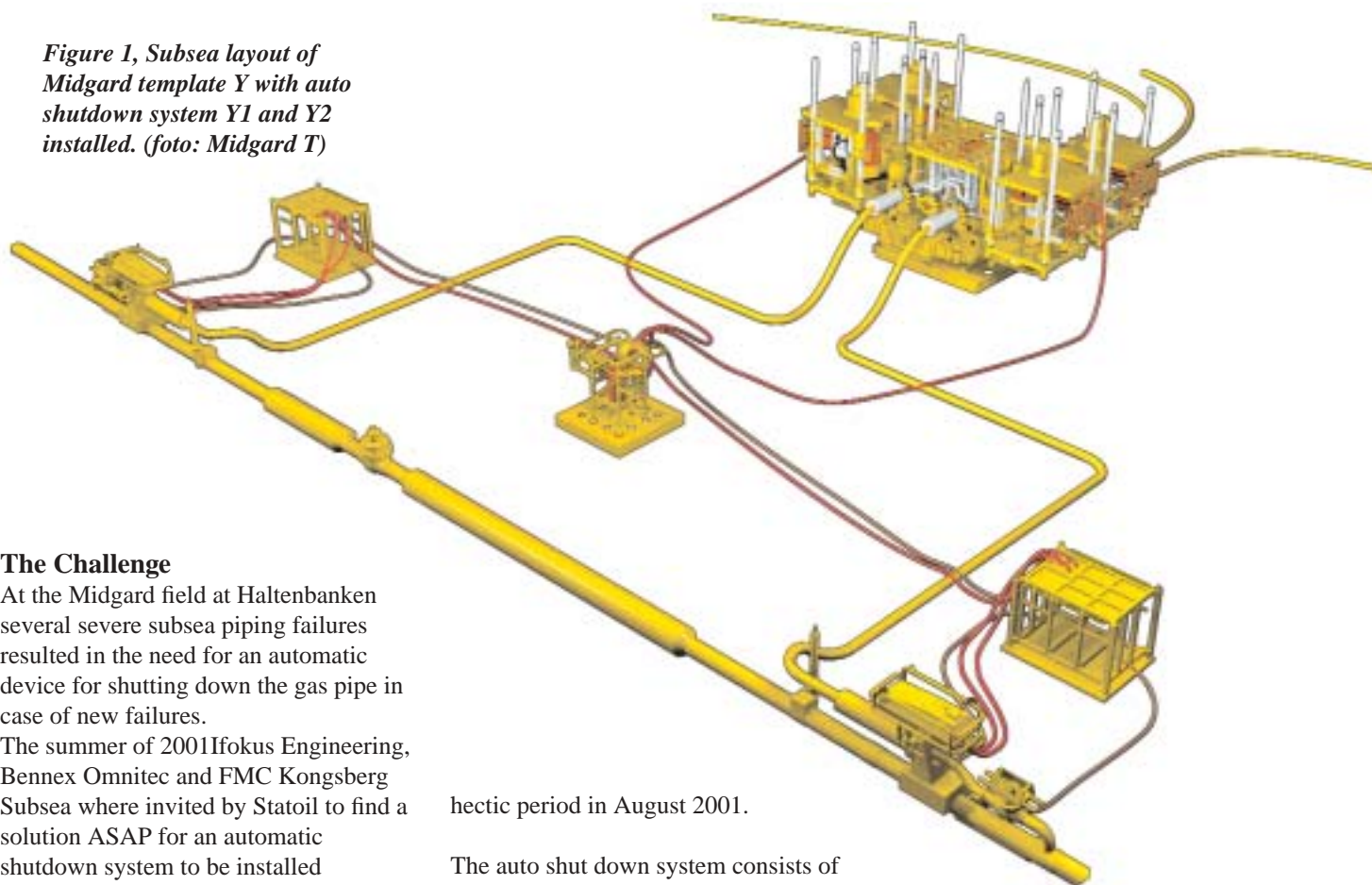
Nexus MKI sub sea unit

The latest model in the Nexus range is the Nexus MKX. This model uses the same principles as the previous models, but has a much larger capacity. It will transfer the signal from the sub sea unit to the surface for eight video cameras and two multibeam sonar systems, furthermore up to 64 serial, full duplex, fully transparent. The serial channels can be configured for RS232, RS422, RS485, TTL, ArcNet and Ethernet. This system is based on Focal Technologies multiplexer model 903. As for the other Nexus systems the MKX has power

supply (12 V, 24 V, 48 VDC) for cameras and other sensors connected, but on top of that the MKX has a built in micro controller which is used for camera controls like focus near / far, zoom in / out, pan & tilt incl. brake current applied whenever the P & T unit is idle. The micro controller can also switch the power on / off to all sensors connected, and have a feed back feature for power status on all sensors. The topside control unit is a 19" rack mount 4U high has a range of LED's for sensor power feed back as well as a bar display for total current consumption monitoring. The controls for the power management system, can be done either by hard switches or controlled by a MacArtney Windows based software program. The camera and multibeam sonar connections is done directly to Subconn connectors on the end flange of the underwater electronics bottle, and from end flange, a multi cable is routed to an oil filled pressure compensated junction box which has a number Subconn micro connectors for connection of survey sensors.

Midgard T Gas Shut Down System,

Figure 1, Subsea layout of Midgard template Y with auto shutdown system Y1 and Y2 installed. (foto: Midgard T)



The Challenge

At the Midgard field at Haltenbanken several severe subsea piping failures resulted in the need for an automatic device for shutting down the gas pipe in case of new failures.

The summer of 2001 Ifokus Engineering, Bennex Omnitec and FMC Kongsberg Subsea were invited by Statoil to find a solution ASAP for an automatic shutdown system to be installed temporarily.

The Solution

A multi-discipline project group involving representatives from Statoil and the above mentioned companies came up with a design for a reliable and redundant shut down system after a

hectic period in August 2001.

The auto shut down system consists of the following main components:

- Gas collector with gas detectors and trigger valve, Ifokus Engineering.
- 45kNm actuator installed at the 10" T-valve, Ifokus Engineering.
- Shut down basket with accumulator bank, Ifokus Engineering.
- SCM skid with accumulator bank, gas detectors and control module for control and communication, FMC Kongsberg Subsea / Bennex Omnitec.

The gas collector can be described as a tray to be positioned over the Icarus porch. If a gas leak occurs, the tray will be filled with gas and tilt into an upraised position due to the buoyancy. The trigger valve connected to the accumulators in the shut down basket will be opened as the tray tilts and hence supply hydraulic fluid to the torque tool and close the 10" ball valve. The 10" ball valve will then

be closed and shut off the gas leak in only 15 seconds. This operation represents the primary and all-mechanical part of the shut down system.

The secondary shut down mechanism supplied by FMC Kongsberg Subsea consists of the SCM skid and gas detectors. This system is connected to the template's communication system and gives possibility for remotely control and monitoring of the system from Åsgard B.

The two gas detectors are positioned in the gas collector and will provide an alarm signal in the control centre if gas is detected. An operator can then remotely operate the SCM to supply hydraulic pressure to the torque tool and close the 10" ball valve leak.

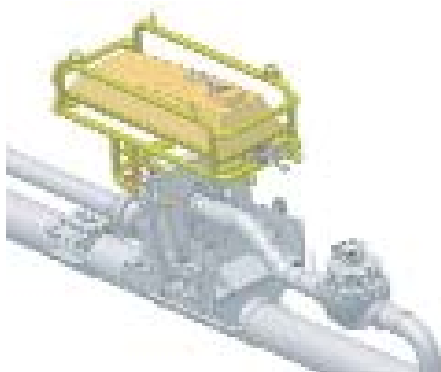


Figure 2, Gas collector installed on Icarus porch.

Detection and Project Description

Utilizing two separate systems for closing the 10" T-valve makes the complete auto shut down system highly reliable and redundant. System flexibility is maintained through the module-based design.

Project Execution

The Midgard T Gas Detection and Auto Shut Down System project was carried out in an urgent manner in order to start gas-production as soon as possible. In order to save time, design, engineering and fabrication were carried out in parallel. Due to a tremendous spirit in the project group and sub-suppliers, the engineering, fabrication and assembly process was executed in a short period of time and with few problems. After fabrication, the equipment was sent to Kristiansund for full scale integration testing together with the system delivered by FMC Kongsberg Subsea and Bennex Omnitec.

With highly motivated project participants and the helpful staff in Kristiansund, full scale testing was carried out successfully. The testing also included wet testing of all the collectors for function verification.

The equipment was mobilised onboard the vessel "Viking Poseidon" and installed at Midgard in October-November 2001. The subsea installation and activation of the three shutdown systems were performed without problems of any kind, and the gas-production started as planned.

Midgard T Gas Detection and Auto Shut Down System, Phase II

During summer of 2002, the second phase of the Midgard auto shut down project was triggered. The scope was to expand the three systems' subsea lifetime to 4 years and install a new



similar system at the Midgard Z template.

The project group was re-established and the work started up involving the same companies and staff participating in the previous project.

The three systems installed at template X, Y1 and Y2 was modified during an offshore campaign in September 2002. The modifications consisted of adding

sacrificial anodes, replacing all trigger mechanisms and replacing all torque tools with the Ifokus Engineering 45kNm actuators,

Simultaneously the fabrication of the new auto shut down system for template Z started up. This system was successfully installed at Midgard Z template in November 2002.



Seaway Petrel

- nytt spesialfartøy

Det første spesial fartøy for inspeksjon og kartlegging av havbunn og rørledninger ble overlevert fra Aker Brattvåg til Uksnøy & Co etter en rekord rask utrustningstid på bare 12 uker. Fartøyet, som er det første i sitt slag, er chartet av Stolt Offshore AS for en periode på fem år med opsjoner for forlengelse. Skipets gudmor er Randi B. Noyes, gift med daværende adm. direktør i Stolt Offshore, Bjørn Myklatun.

Skroget er bygget i Romania og ferdigstilt i Brattvåg

Skrogets form er bygget for å kunne gi optimale sjøegenskaper ved operasjon under meget vanskelige værforhold. Videre er det lagt stor vekt på å redusere utstrålt støy til vannet. Det er for å gi fartøyets akustiske instrumentering de beste forutsetninger for å fungere under vanskelige værforhold.

Fartøyets største lengde er 76,45 m. Bredder er 15 m og tonnasje på 3300 tonn. Dekksområdet er på 350 m² og nyttelasten 500 tonn.

Utrustning

Fartøyet er utrustet med diesel elektrisk fremdrifts maskineri bestående av fire dieselmotorer på hele 8000 kW i to separate maskinrom som driver de to frekvens styrte hoved azimuth propellene akterut, samt en nedsenkbar azimuth og to tunnel thrustere foran. Dette gir stor fleksibilitet, redusert drivstofforbruk og stor trygghet under operasjon.

Innredningen er tilrettelagt for 48 personer, hovedsakelig i enmannslugarer med egen dusj og toalett, samt en stor messe, lyse og trivelige oppholds rom, sauna og trim rom. Det er lagt stor vekt på støy og innneklima, og fartøyet har oppnådd den såkalte "Comfort Class" status.

State of the art – ROV system

Fartøyet er permanent utrustet med en stor ROV, Solo Mark II, som er spesial utviklet (designet) av Stolt Offshore AS, og bygget lokalt hos Malm Orstad. Farkosten kan operere på vandyp ned til



3000 meter og kan kjøre med en hastighet på fire knop.

For å møte de operasjonelle kravene, samt et ønske om å forbedre sikkerheten ved inn og utsetting av farkosten, ble et nytt ROV sjøsettingssystem utviklet sammen med Hydramarine. Dette muliggjør arbeid i dårlig vær med høye bølger.

Datakommunikasjon

Et eget rom inneholder all data/telekommunikasjons utrustning. Data netverket ombord er basert på CAT 7 standarden, og det er installert et dedikert satellitt basert samband for data/telefon med en båndbredde på hele 256 kbit.

I tillegg til det siste innen dynamisk posisjoneringssystemer fra Kongsberg Simrad er fartøyet også utrustet med et avansert multistråle ekkoloddsystem fra samme selskap. Dette gjør fartøyet i stand til å utføre detaljkartlegging av havbunnen ned til vandyp på 6000 meter.

Krankapasitet

Fartøyet er også utrustet med en aktiv hiv kompensert kran. Den kan håndtere last på 15 tonn ned til vandyp på 1500 m. Et "anti healing system" er installert for å holde fartøyet stabilt ved kranoperasjoner.

State of the art – Survey ROV system.

Solo Mk II er permanent montert ombord i Seaway Petrel. Den er spesial utviklet (designet) av Stolt Offshore AS basert på selskapets over 20 år lange survey-erfaring.

Farkosten kan operere på vandyp ned til 3000 meter og kan kjøre med en hastighet på fire knop. Under designarbeidet ble det lagt stor vekt på å få en så stabil farkost som mulig. I samråd med DnV ble det også valgt et hydraulisk/propell design for å redusere støynivået for å gi optimale forhold for de akustiske sensorene som benyttes på Survey ROV'en. Det har også vært fokus på ergonomien i kontroll rommet (On-line rommet) for å gjøre det bekvemt for operatørene.

Tekniske data for Solo MK II:

Lengde: 4,90 meter

Bredde: 2,20 meter

Høyde: 2,40 meter

Vekt: Max. 5,5 tonn

Hydraulisk system:

150 HP, fordelt på 9 x 380 cc thrustere.

Elektrisk System:

8 stk kameralinjer samtidig.

32 stk RS-232 linjer samtidig.

2 stk Ethernet og 8 stk RS 422

samtidig.

Survey Utstyr:

Alle brukte systemer for en full skala survey har sin faste plassering på farkosten med dedikerte kraft uttak, noe som sparer tid for mobilisering og oppmåling.



Sertifisering:

DnV –Lifting appliance 1994.

For å møte de operasjonelle kravene, forbedre sikkerheten ved inn og utsetting av farkosten, og sørge for at umbilicalen (33,6 mm diam, fra Nexans) blir behandlet etter designet av denne, ble et nytt design av LARS (Launch And Recovery System) utviklet sammen med Hydramarine. Tekniske data for LARS:

Lengde: 8,5 meter
Bredde: 4,3 meter
Høyde: 7,2 meter
Løfte kapasitet: 12 tonn
DAF: 3 G
Umbilical vinkel pitch: +/- 75 grader
Umbilical vinkel roll: +/- 25 grader
Snubber rotation: 330 grader



Sertifisering: DnV - Lifting appliance 1994.

Vinsjen til LARS systemet er en total elektrisk drevet vinsj. Den er laget sammen med NTD Offshore for å få redusert støy nivået fra normale vinsjer og i for å få en god virkningsgrad for systemet.

Tekniske data for Vinsjen:

Lengde: 4,1 meter
Bredde: 2,5 meter
Høyde: 2,5 meter
Løfte kapasitet: 12 tonn
Sertifisering: DnV - Lifting appliance 1994.



Alt utstyret er installert i en 100m2 stor hangar, hvor vi også har et olje renseanlegg med en kapasitet på 3000 liter olje. Hangaren er også laget slik at den samler opp evt. oljesøl fra SOLO MK II.



I fokus

Godt arbeidslys er halve jobben

Bennex har mer enn 25 års erfaring med alle typer arbeidsoperasjoner under havoverflaten. Fra vårt lager leverer vi en lang rekke typer kameraer, lys og dykkerumblicals for yrkesdykkere. Vi utfører også reparasjoner og vedlikeholdsarbeid.

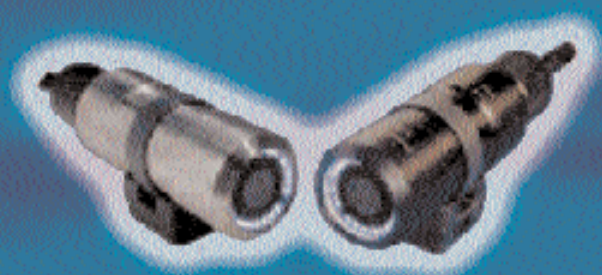
Ring oss på telefon:

55 30 98 00

eller 24 timers hotline:

97 02 20 00

Vi hjelper deg med riktig utstyr når du vil se hva som skjer.



Bergen

bennex Transmark Norge AS
+47 55 30 98 00
bergen@bennex.no

Kongsberg

bennex Omnitel AS
+47 32 72 06 65
kongsberg@bennex.no

Aberdeen

bennex Aberdeen
+44(0) 1224 78 72 00
aberdeen@bennex.co.uk

Houston

bennex Subsea Houston, Inc.
+1 713 973 9000
houston@bennex.com