

En åpenbaring...

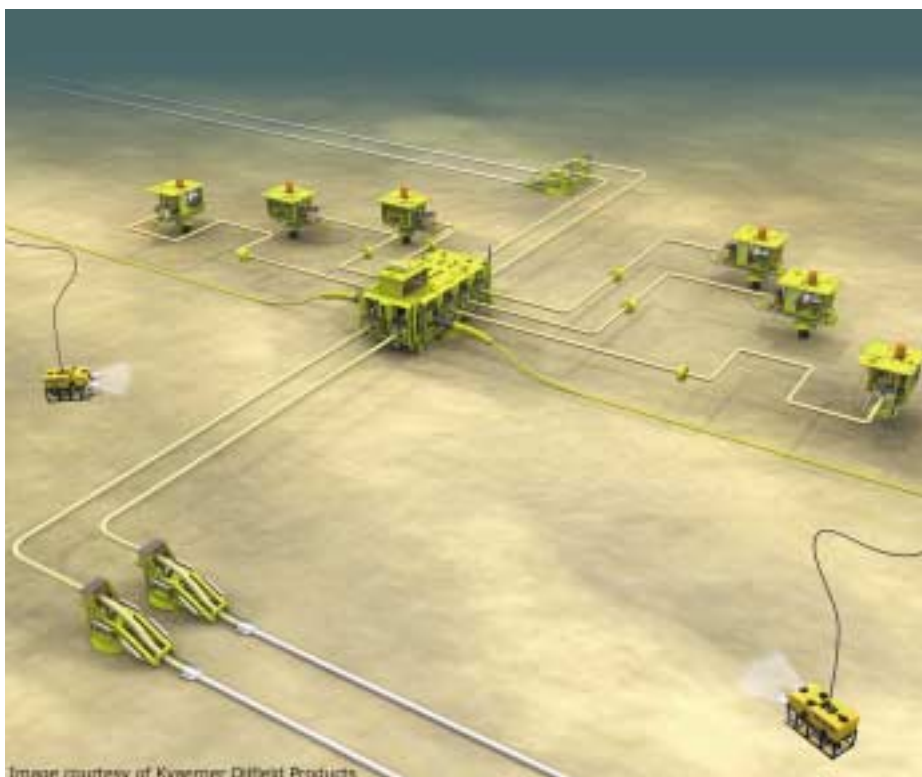


Image courtesy of Kvaerner Dillsted Products

Fra gamle dagers kunstnere med tusj og skalpell, via den spede fødselen med dataassisterte konstruksjonsverktøy, og fram til dagens gryende eksplosjon i bruk av 3D verktøy er en åpenbaring i undervannsentreprenørenes verden.

For å styrke samarbeidet

Side 4

Survey utstyr 3

Side 8

Challenges of the decommissioning of large steel jackets in the North Sea

Side 12

Scan Maskin Monitorerings System - MoS

Side 14

DIDSON Dual-Frequency Identification Sonar

Side 16

Om FFU

Side 19

OCEANEERING

FROM SEA TO SPACE!

WWW.OCEANEERING.COM

INTERVENTION SERVICES

Pipeline Installations
Offshore Rigging
Hardware Installation Services



ENTERTAINMENT

Custom Animation Systems
Jaws Exhibit
Jurassic Park Exhibit



ROVs

Remotely Operated Vehicles
Ordnance Training School
Drill Rig Installation



WASP

One Atmospheric Diving System
L400 - 2,500 ft Diving Depths



DIVING

Offshore Platform
Inspection
Maintenance
Repair

SEARCH & RECOVERY

H.L. Huntley
Liberty Bell 7
Titanic
TWA Flight 800
M/V Estonia



VESSELS

Multi-Service Vessels
Diving Support
Pipeline Installation

SPACE SYSTEMS

Robotics & Remote Support
Habitation & Life Support
Operations & Services
Extravehicular Activity
Technical Services
Product Assurance





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 Petroleumsforening

Strandgaten 59

5004 Bergen

STYRETS LEDER:

Jan Henrik Hatlestad, Statoil

E-mail: jaheha@statoil.com

Telefon: 51 99 72 44

Telefax: 51 99 50 00

STYREMEDLEMMER:

Terje Ollestad, Innova AS

Morten Rasmussen, Norsk Hydro ASA

Kjersti Kanne, ABB Offshore Systems AS

Magne Andersen, Oceanering AS

Haakon Robberstad, Stolt Offshore

Ingun Meiler, Norsk petroleumsforening

Svein Moldskred, Imenco Engineering AS

Tore Snekkevik, Bennex Transmark Norge a/s

REVISORER:

Tore Diesen

Erik Lutzi

FFUnytt

REDAKTØR:

Svein Moldskred, Imenco Engineering

Postboks 2143, 5504 Haugesund

E-mail: svein.moldskred@imenco.no

Telefon: 52 86 41 16

Telefax: 52 86 41 01

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

For å styrke samarbeidet

Side 4

En åpenbaring...

Side 6

Survey utstyr 3

Side 8

Challenges of the descommissioning of large steel jackets in the North Sea

Side 12

Scan Maskin Monitorerings System - MoS

Side 14

DIDSON Dual-Frequency Identification Sonar

Side 16

Om FFU

Side 19

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

Leder har ordet

Tiden går. En varm vinter med mye nedbør her på Vestlandet har snart passert. Sola har snudd, og vi er midt i et FFU-seminar og et nytt årsmøte. Det er på slutten av januar, og vi entrer snart inn i årets korteste måned.

I mine tidligere ledere har ordremengden på vinteren vært nevnt. Forrige vinter var det laber aktivitet. Nåværende vinter har høy aktivitet. Selv har jeg merket at det har blitt introdusert mye god teknologi den siste tiden, og da er spørsmålet om dette ble utklekket under den rolige vinteren eller er det noe som kommer i kjølevannet av høy aktivitet? Det sies at under krig med høy aktivitet kommer de største tekniske fremskrittene, ergo liten aktivitet er muligens ikke bra på noen måte!

Det har alltid vært trender i markedet eller fokus områder, som flere vil kalle det, det er en enighet om at pendelen skal svinge litt hele tiden. Flere områder som har stått sentralt er kvalitet, helse, miljø og sikkerhet. En ny trend er nå RISK, og gjerne da i samband med fastpris kontrakter (LS) eller arbeid på regning (PS). Hva er de største risikoelementene i fastpris kontrakter? Det kan være at man går inn med for liten ferdigstillelse av arbeidsomfanger og fokus blir endret fra fremdrift til å få spesifisert hva som er endringsarbeid. Eller forsinkelser kan fremkalle tap av insentiver for å gjøre en god jobb dersom alle liquid damaged elementene, samt penalty postene, kommer opp i maksimum verdier. Da forsvinner leverandørens evne til, og vilje til, å gjøre ekstra innsats for å komme på plan igjen. Dette kan fort ende opp med at oppdragsgiveren må sørge for nye incentiver i en presset situasjon der framdrift på makro-planer blir viktigere enn den enkelte kontrakt, og dens kompensasjonsformat. Eller til sist, muligheten for at kvaliteten på arbeidet blir lav, eller dårligere enn forventet, som resultat av evt. "overspending" tidlig i prosjektutførelsen under kontrakten.

Dette kan føre oss til hvilke tiltak som er viktige å redusere/styre risikoen i en fastpris kontrakt? Nøye oppfølging av planer og avtaler under planleggingsfasen. God og ofte kommunikasjon med leverandør. Samt satse på "Win / win" strategi under oppfølgingen av kontrakten.

Det var et år som leder i FFU, og jeg vil benytte anledningen til å takke for meg og ønsker FFU lykke til videre.

Med vennelig hilsen
Jan Henrik Hatlestad – Leder.

For å styrke samarbeidet

- Alle med respekt for seg selv bør ha hatt ett eller annet verv i FFU, sier Dag Ringen med glimt i øyet. Ringen en av grunnleggerne og første formann i foreningen.

Det var under Offshore Europe i Aberdeen 9. september 1987 at Dag Ringen, Lars Annfinn Ekornæs og Terje Miljeteig bestemte seg for å etablere FFU.

- Nå må vi komme i gang, sa vi til oss selv, forteller Ringen. Vi satte oss ned og konkretiserte planene. Møtereferat nr. 1 i FFUs historie var et faktum.

Utgangspunktet for FFU var at Dag Ringen hadde snakket mye med Lars Annfinn Ekornæs både i jobbsammenheng og på fritiden om å få til et bredere samarbeid i undervannssektoren. Skisser på hvordan en slik forening burde se ut ble luftet med andre profilerte personer i undervannsbransjen. Etter en stund trakk de også med seg Terje Miljeteig, som den gang drev et firma som ble til Haugesund Offshore Services.

Videre ble Jan Mikalsen fra Robertson Tritech, Øyvind Jensen fra Norsk Hydro, Eyolf Assersen fra Scandive og Henry Meling fra Statoil engasjert i det innledende arbeidet.

Var kreative

Mange møter, dype diskusjoner, mye arbeid samt et årstall senere, er det klart for etableringsmøte i Bergen.

Ringen, Jensen, Meling, Ekornæs, Assersen, Mikalsen og Miljeteig, representerte et bredt lag av næringen siden de jobbet henholdsvis i oljeselskap, operatørbedrifter og hos produsenter. Disse herrene ble valgt til det første styret i FFU av en forsamling på et førtitalls bransjefolk med representanter fra Olje og Energidepartementet, Oljedirektoratet, forsikringsbransjen, forsknings og utdannelseinstitusjoner, ingeniørselskap, oljeselskap, operatørbedrifter og utstyrsp produsenter. Fortsatt i dag er det en bred representasjon av bransjen i FFU-styret.

- I starten hadde vi ikke noen særlige midler, men vi var kreative for å ordne rimelige løsninger. Min arbeidsgiver, Saga Petroleum, støttet oss og vi fikk benytte møtelokaler der. Videre sponset Saga Petroleum med sekretærtjenester og korrespondanseutgifter.

I tillegg valgte vi å ha etableringsmøte samtidig med ROV konferansen i Bergen i 1988. Siden vi klarte å innlosjere de fleste



av deltakerne på Hotell Rosenkrantz, fikk vi også gratis møtelokaler med servering av kaffe og wienerbrød av hotellet til etableringsmøtet som fant sted på Bryggemuseet i Bergen onsdag 20. april 1988.

- Utgangspunktet for etableringen av FFU var et ønske om å skape de beste løsningene i fellesskap i AS Norge. Alt for ofte satt de ulike aktørene på hver sin tue. Vi ønsket at personene i miljøet skulle bli bedre kjent med hverandre og lære av hverandres erfaringer. Det var også viktig å jobbe for å styrke utdanning innen relevante fagområder, behov for mer forskning og utvikling og bedre sikkerhetsforskrifter blant annet innenfor håndtering av elektrisk kraft under vann. Vi ønsket å heve standardene i bransjen, forteller Ringen.

Stor aktivitet

- De første årene fikk vi oppnådd mye. Vi arrangerte flere fellesturer for medlemmene og uttallige temakvelder ble gjennomført. Kontakt med andre aktuelle foreninger og stiftelser ble etablert. Nyhetsbrev fra styret ble videreført i medlemsbladet som fikk navnet FFU-nytt.

Dessuten var vi opptatt av å ha en sunn økonomi i foreningen, slik at det ikke skulle være kun et blaff. Det økonomiske spillerommet var ikke særlig stort den gangen.

- I flere av prosjektene vi i gangsatte, var både myndigheter og oljeselskaper involvert. Oljedirektoratet så tidlig nytten av en slik forening. Blant annet jobbet vi med standardiseringsmetoder for tilkobling av nødutstyr for dykkerklokker, som kraft og pustegass. Av de andre prosjektene vi kjørte kan jeg nevne et prosjekt innen behovskartlegging for forskning og utvikling innen fjernstyrt undervannsteknologi, der Svein Kristiansen, professor

i marinteknologi i Trondheim, ledet prosjektet. Prosjektene våre ble sponset økonomisk av flere oljeselskap.

Stor arbeidsinnsats

- Jeg la nok sikkert ned bort i et årsverk de første årene foreningen ble drevet. Men jeg var ikke den eneste. Vi var idealister og vi fikk med folk fra hele bransjen, det var en skikkelig dugnadsånd, forteller Dag Ringen. Selv ledet han interimstyret og var formann i de to første driftsårene av FFU. Deretter leverte han klubben til Trond Hofseth i Phillips Petroleum, men Ringen var fortsatt med i styret et år til.

- I dag er det stort fokus på FFU samlingene i januar, som hvert år har et veldig bra innhold. Det ser man av den store oppslutningen og disse konferansene fungerer veldig bra. Engasjement og ønske om å utvikle vårt teknologiområde til felles beste var drivkraften vi startet med. Foreningen har fremdeles samme mål.

Midlene vi tar i bruk for å komme videre er selvfølgelig meget personavhengig. Det er og har alltid vært sittende styre sitt privilegium å stake kursen, sette seg mål og iverksette tiltak for å nå disse målene. Rammen for dette må selvfølgelig legges innenfor vedtektene i FFU. Styret rapporterer til og forholder seg til årsmøtet som er foreningens høyeste instans.

Ringen synes alle som har engasjert seg i FFU har gjort en kjempejobb.

- Man må huske på at folk er opptatt av sitt og sin egen jobb også, sier Dag Ringen.

Selv har han vært i bransjen siden 1976, da han ble ansatt i Fred Olsen Oceanics. Der jobbet Ringen med bemannede undervannsfarkoster frem til divisjonen ble lagt ned i løpet av 1980/81. Siden har det vært mye undervannsteknologi og operasjoner som ansatt i både Subsea Dolphin, Bergen Underwater Services, Saga Petroleum som ble til Norsk Hydro og Statoil. I dag jobber han i Statoils sektor for Undervannsteknologi & Operasjoner med fartøysoperasjoner.

- Jeg føler at FFU har vært med å utvikle bransjen i positiv retning. Samarbeid på tvers av bransjen fungerer utmerket. Utstyret vi setter ned på havbunnen i dag er atskillig mer gjennomtenkt nå enn før FFU ble etablert, med hensyn til bruk av fjernstyrt undervannsteknologi. På den måten kan man utnytte teknikken vi besitter og unngår belastningen med å måtte sende mennesker under vann, avslutter Dag Ringen.

MacArtney

MacArtney, Your new Gisma supplier



MacArtney Norge AS is pleased to announce that the company has been appointed as representative in Norway for Gisma Connectors.

MacArtney Norge AS

Strandsvingen 3
N-4032 Stavanger
Norway

Tel.: +47 5195 1800
Fax: +47 5195 1810

Bergen office:
Tel.: +47 5195 1800
Fax: +47 5195 1810

mac-no@macartney.com
www.macartney.com

Underwater Technology

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

En åpenbaring...

Av Carl Hartmark, Ingenium AS

Verken mer eller mindre, slik må det karakteriseres, det som har hendt på de sindige ingeniørenes arbeidsplass. Fra gamle dagers kunstnere med tusj og skalpell, pent javel, men ofte ikke helt enkelt å begripe, via den spede fødselen med dataassisterte konstruksjonsverktøy, og fram til dagens gryende eksplosjon i bruk av 3D verktøy hvor man omsider ser hva som egentlig tegnes, slik det virkelig blir seende ut, uten noen som helst form for tvil, verken for konstruktøren sjøl og aller minst for de som budskapet skal formidles til, personell som ofte har en svært begrenset evne og forståelse for å begripe teknisk kompliserte sammenhenger i utgangspunktet.....

Det har tatt mange år, men nå nærmer vi oss...

Men det er fortsatt store markeder som lever i steinalderen, ikke minst i undervannsentreprenørenes verden, en verden hvor store penger er i omløp, hvor konsekvensene av feil kan være store, menneskelig så vel som økonomiske, og hvor arbeidet utføres for oljeselskapene, som ofte skryter av å prioritere sikkerhet for mennesker og miljø i parallell med effektivitet. Allikevel tar det sin tid å få innpass med ny teknologi. Veldig mye av



3D brukes i omfattende grad under ingeniørfasen av et undervannsprosjekt i dag.

det som installeres under vann gjøres tilnærma i blinde.....

Men det er jo mulig å se hva som foregår under vann, til tross for at en russisk ubåtkaptein i Harald Heide Steens skikkelse hardnakket hevdet ”.....at man kan ikke se noen grense under vann, liker

de musik? vi har Balalaikaorkester ombord.....”

I dag brukes 3D verktøy i stadig større omfang i designfasene av prosjektene. Omfattende 3D modeller av komponentene som inngår i et undervannssystem blir som oftest utarbeidet. Disse modellene er godt egna til å simulere ulike scenarier av installasjonsarbeidet. Følgelig blir det gjort i stor grad. Det er kort vei videre til å bruke materialet ytterligere i familiarisering, sikkerhetsgjennomganger, risikovurderinger og HAZOP/SAFOP'er, ved å bygge noe videre på 3D modellene og utarbeide noen illustrative animasjoner, slik at den store gruppen av ulike personer som er tilstede på slike seanser virkelig klarer å begripe hva som foregår. Fint alt dette her, at dette omsider brukes, at teknologien virkelig drar dette videre i riktig retning.

Men når vi drar offshore og skal planlegge for en kritisk installasjonsjobb så stopper den avanserte tilnærmingen, da slår vi oss til ro med at når vi er under vann så skal vi ikke ha den helt store og klare oversikten, da skal vi bli nødt til å prosessere et bilde inni hodet basert på en mengde data fra ulike hold, ROV-bilder som ofte er grumsete, lengder på wire gitt ut på ulike winsjer, en dybdemåler eller to,

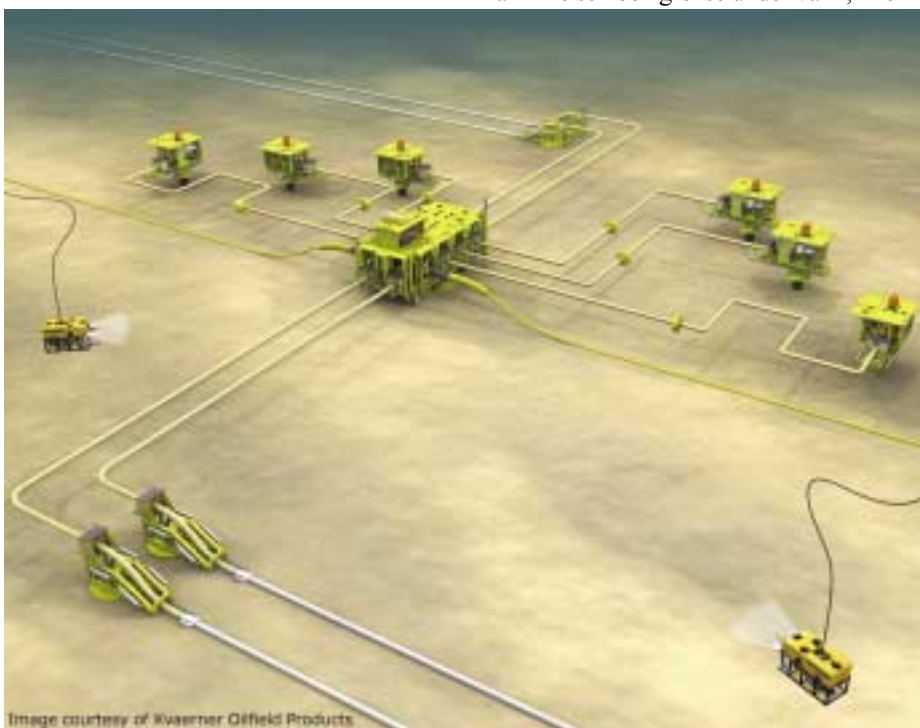


Image courtesy of Kvaerner Oilfield Products

Et typisk undervannsanlegg ferdig innstallert (KOP Dalia).

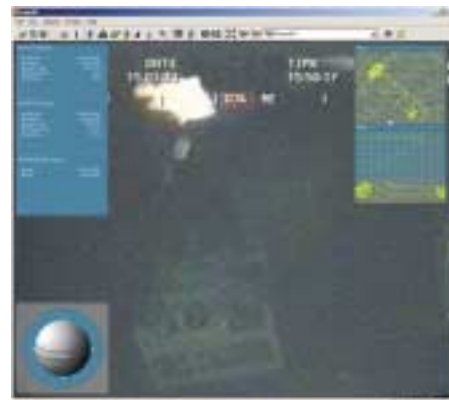
transponderinformasjon prosessert til 2D bilder mm, noe som tar tid, er høyst usikkert, er vanskelig å verifisere samt tilnærma umulig å henge med på for andre enn operasjonslederen om bord.

Det er selvfølgelig mulig å få framstilt en komplisert installasjonssekvens under vann, med mange ulike komponenter i kritisk bevegelse i forhold til hverandre som et "samtidig 3D bilde". Kombinerer man dette med eksisterende "virtuell virkelighets teknologi" som gjøre det mulig å "vandre inn i dette bildet" og se på de ulike komponentene i forhold til hverandre fra den posisjon og vinkel som måtte være ønskelig, og har muligheter til å vise hva som skjer på ulike plasser, for eksempel ikke bare ombord på operasjonslederens PC, men også hos plattformsjefen, hos oljeselskapet på land osv, ja da har man mer eller mindre kommet dit man vil.

Ingenium as har en gruppe ingeniører med bred entreprenørbakgrunn som har utviklet et slikt system i den seinere tid. Systemet baserer seg på bruk av kommersielt tilgjengelige 3D verktøy, eksisterende transponder/transducer teknologi, standard PC'er, standard telelinjer for overføringer til de ulike lokasjonene, samt en avansert form for bruk og spesialtilpassing av VR-softwaren for å presentere det hele som et praktisk system. Systemet er såpass enkelt

i bruk at selv "gamle menn som har vokst opp med regnestaven" er i stand til å bruke det etter en kort opplæringsperiode.

Kombinasjonen god praktisk entreprenørforståelse, mange offshore døgn som arbeidsledere, et avansert 3D konstruktørmiljø, utstrakt bruk av animasjoner, tilgang til resurser for å programmere softwaresystemene slik at de henger på greip samt et omfattende samarbeide med en anvendelig VR-software partner har muliggjort denne utviklingen som har foregått i egne lokaler for egen kostnad så langt. Komponentene er testet hver for seg, nå gjenstår en pilotsatsning før systemet forhåpentligvis brukes for første gang sommeren 2005. Ingenium er klippefaste i troen på at dette er et system som vil være økonomisk interessant, operasjonene kan gjennomføres raskere med større grad av sikkerhet, følgelig kan noen av priselementene samt noen av risikoelementene tas ut av kalkylen når en entreprenørjobb skal kalkuleres. Og ikke minst, sannsynligheten for å feile reduseres, et helt essensielt poeng i de tilfellene hvor personell er tett oppi operasjonene, for eksempel ved en dykkeroperasjon. En situasjon med reduserte muligheter for skader samtidig som kostnadene går ned burde være av interesse for noen og enhver.



"ROV-kamerabilde" under installasjonsfasen med "VIZeye" skjermbilder inkludert.



"VIZeye" hovedskjerm under installasjonsfasen, her kan man enkelt "vandre inn i bildet" og se på detaljer fra valgte posisjoner ("snu seg etter behov").

ARGUS-TECHNOLOGY FOR DEEP WATER

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

Electrical rovs with powerfull 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



ARGUS Remote Systems as

P.O. Box 38, 5861 Bergen tel. +47 55982950 fax. +47 55982950 www.argus-as.no

ROVER MkII

Survey utstyr 3

”Survey Utstyr” er et begrep som er godt kjent av oljeindustrien og det omfatter et stort og omfattende system av sensorer og teknologiske komponenter. Dette er den tredje artikkelen i denne serien som forsøker å belyse hvilke instrumenter som benyttes og hva de benyttes til. Artikkelen er ment til lesere som er interessert og opptatt av oppdrag på undervannsinstallasjoner for oljeindustrien, men som ikke har direkte kjennskap til hvordan data samles inn og benyttes. Forrige artikkel i denne serien omhandlet forventet nøyaktighet av visuelle systemer, magnetiske systemer, posisjoneringssystem og miljøsensorer.

Denne artikkelen skal belyse litt om anvendelser av noen hydroakustiske systemer.

Av Svein Molskred, Imenco Engineering AS

Hydro Akustiske systemer er utstyr som utnytter vannets evne til å overføre og reflektere lyd med høy hastighet fra svært korte (millimeter) til svært lange (kilometer) avstander.

Avstanden en kan måle er omvendt proporsjonal med frekvensen på lyden og kan derfor regnes i centimeter for høye frekvenser over 10 MHz og mange kilometer for lave frekvenser lavere enn 5kHz.

Avstandsnøyaktigheten som kan forventes er analog med frekvensen slik at høy frekvens gir høy oppløsning, men liten distanse, mens lav frekvens gir lav oppløsning, men lang distanse.

Valget av frekvens, utgangseffekt og prosesskapasitet er noen av de avgjørende faktorene for bruksområde til hydroakustiske systemer.

Hydroakustisk overføring i vann har en stor variasjon i anvendelse, men også mange begrensninger.

Datamengden som kan overføres over større avstand vil være en sterk begrensning for bruken av hydroakustikk til dataoverføring siden avstand på

overføringen er omvendt proporsjonal med frekvensen og høy frekvens er en begrensende faktor for avstanden.

Data

overføringshastigheter på mer enn 10 kbits per sekund over en avstand på mer enn 1 km vil være ustabil, eller helt umulig.

Andre begrensende faktorer er skikt (lag) i vannet::

- Temperatur skikt
- Skikt med forskjellig saltinnhold
- Skikt med strøm i forskjellige retninger
- Skikt med strøm i forskjellige hastigheter

Slike skikt innfører begrensninger og unøyaktigheter i avstandsmålinger eller retningsmålinger og vil av natur ha størst innflytelse dersom målingene foregår i nær horisontale retning (0 – 10 grader) og over større avstand (kilometer).

Ved vertikal overføring har lagene mindre betydning, men kan fortsatt gi feil på målingene.

Hydroakustikk benyttes til følgende målinger:

- Dybdemålinger
- Avstandsmålinger
- Hastighetsmålinger
- Kartlegging av bunnforhold
- Topografi kartlegging (måling av høyder og avsatter)
- Måling av profilen av sjøbunn og bunninstallasjoner
- Posisjonering av skip, ROV og plattform installasjoner
- Sediment kartlegging (nedbunnmålinger) normalt til 100 meter ned i sedimentet
- Ultra kort distanse måling med stor nøyaktighet
- Digitale transmisjonskanaler i vann
- Seismikk for avlesning av bunnforhold ned til 2000 til 5000 meter dybde under bunn

Seismikk er også basert på bevegelser av lyd i vann og i fjell, men blir ikke nærmere belyst i disse artikkelene siden dette er et spesialfelt som ikke inngår i begrepet ”Survey”.

Hydroakustikk blir også i stor grad benyttet til undervannsnavigasjon og senere artikler vil gi mer detaljert oversikt over LBL, SBL og USBL systemer.

De følgende artiklene vil beskrive vanligste hydroakustiske systemene som er i bruk i forbindelse med havundersøkelser for olje og gassindustrien.

Sonarer

Sonarer er et vanlig uttrykk for hydroakustikk som benyttes til horisontale eller delvis horisontale målinger under vann og som har som oppgave å gjengi omgivelsene i bilder og påvise objekter, hindringer og installasjoner.

Navnet ”Sonar” er en avledning av ”Sound Navigation and Ranging” og har mange av de samme funksjonene en finner i Radar som betyr ”Radio Detection and Ranging”.

En sonar er i motsetning til ekkolodd et instrument som normalt måler horisontalt mens ekkolodd måler normalt vertikalt.

Et annet spesielt trekk med sonar er at den gjengir resultatet på en skjerm som en radar og gjengivelsen vil både vise en avstand og en retning i opptil 360 grader rundt sender, mens ekkolodd gjengir resultatet som en grafikk hvor overflaten vil være øverst i bildet eller der senderen befinner seg mens det nederst vil gjengi bunn eller installasjoner.

Ekkolodd gir bilder som bygges opp som vertikale streker etter hverandre i en lang rekke, mens sonarer viser resultatet som et sirkulært bilde som oppdateres hele tiden.

Sonarer har en lang rekke anvendelser og felles for dem er at de sender ut lyd og mottar et ekko. Andre systemer kan være utstyr som kun lytter i vannet etter lyd generert fra andre kilder.

”Asdic” som er en forkortelse for ”Allied Submarine Detection Investigation Committee” var den tidligere betegnelsen på det vi i dag kaller for Sonarer, men de var ofte knyttet til militære formål som navnet kommer fra og var der mye benyttet til lytting mer enn til aktive systemer for kartlegging og målsøking selv om de også kunne være aktive systemer.

Sonarer har i dag en lang rekke brukere og de kan være montert direkte i skipsskroget, på ROV'er, AUV'er eller tauet som en tauefisk etter et skip.

Sonarer montert i skipsskrog

Sonarer i skip er normalt operert gjennom faste installasjoner i skipet og de består av et sensorsystem som er innsveist i bunnen av skipet i et område som er antatt å ha minst påvirkning fra støy fra skipets andre installasjoner.

Slike installasjoner er propellanlegg, maskinanlegg styrepropellere eller andre områder som avgir støy.

Oftest er disse sensorene mulig å trekke inn i skipet når de ikke er i bruk, men noen systemer kan også være faste installasjoner som er motert innenfor skipets hud i egne kister.

Noen av disse sensorene kan ha mekaniske roterende hoder som søker i 360 graders sektor, mens andre kan være "Solid State" sensorer som søker i samme 360 graders sektor.

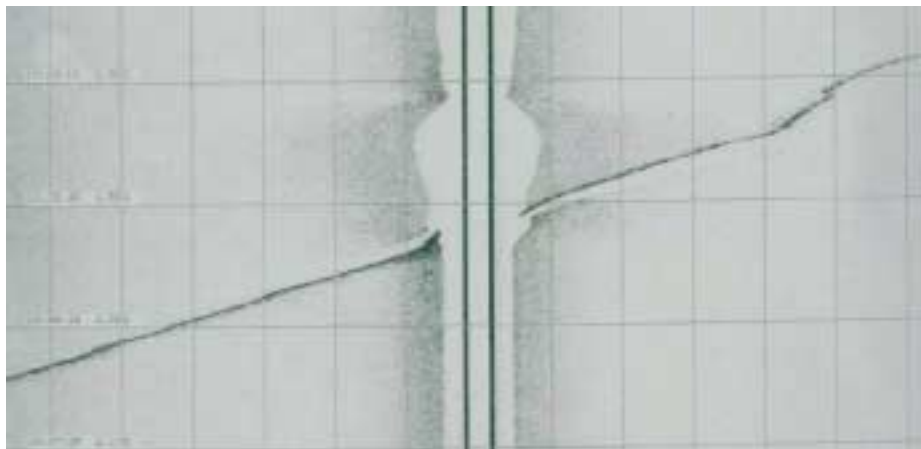
"Solid State" betyr sensorhoder som ikke roterer mekanisk, men som benytter en elektronisk teknologi for å sende ut og lytte til alle retninger med samme resultatet som fra mekaniske sveip.

I slike systemer er der ingen mekanisk bevegelige deler og sensorene kan derfor bygges som faste installasjoner i et skrog.

Ekko som kommer tilbake til sensorene fra den lyden som hodene sender blir tolket av dataprogrammer og resultatet gjengis på skjermer, papir eller som rene datafiler.

Opptak eller visning av resultatet fra slike sonarer blir normalt foretatt i nær tilknytning til skipets kontrollsystemer på broen.

Bruken av skipsmonterte sonarer er til å lete og posisjonere objekter som befinner seg i vannmassene under skipet. Slike objekter kan være marint liv, hindringer, undervanns



Figur 1: Eksempel på resultatet fra en sidesøkende sonar som avsøker et område med en kryssende rørledning

objekter som en trål eller ethvert annet objekt som befinner seg i sjøen under skipet.

Slike sonarer er høyt spesialiserte instrumenter for fiskeindustrien og de kan skille mellom de forskjellige fiskeartene og de vil kunne påvise et antall individer i en fiskeestim, men de er sjeldent benyttet i "Survey" industrien.

I senere artikler vil andre typer skipsmonterte sonarer, slike som Doppler Sonarer bli beskrevet.

ROV monterte Skanning Sonarer

ROV Skanning Sonarer er normalt montert på toppen av ROV'en som en utvidelse av ROV'ens muligheter for orientering i det rommet den befinner seg.

Sonarene blir vanligvis benyttet til oppdagelse og påvisning av hindringer i omgivelsene, leting etter spesifiserte mål, retningsbestemmelser, leting etter objekter eller andre ting i omgivelsene i et sirkulært horisontalt eller delvis horisontalt område rundt ROV'en.

Skanning Sonarer er i dag en standardutrustning for ROV'er og benyttes til overvåking av området rundt

operasjonsområdet til ROV'en i tillegg til andre visuelle systemer som videokamera systemer.

Sonarene vil også benyttes til navigasjonshjelpemiddel av ROV operatøren.

Resultatet som er hentet fra sender og mottaker hodet blir ført som digitale eller analoge signaler til overflate skjerm og opptaker i kontrollrommet via kabel fra ROV til skipet.

I kontrollrommet blir resultatet vist som et bilde på skjermer, ofte med samme funksjoner som en finner i et radar system.

Resultatet kan tas opp på opptakere og det blir mer og mer vanlig at opptakene skjer i datamaskiner direkte til disk som digitale signaler, men analoge signalopptak er fortsatt i bruk.

Skanning sonarer er i dag obligatorisk i bruk i ROV industrien og er benyttet som beskrevet til et stort antall bruksområder og spesielt for langdistanse (opp til 500 m) og i vann med dårlig sikt.

Sidesøkende Sonarer (Side Scan)

Sidesøkende sonarer opererer ved at der sendes ut lyd i vann på tvers (90 grader) på fremdriftsretningen.

Hvert av ekkoene eller hele ekkomønsteret som kommer i retur kommer derved inn fra siden og der vil tegnes et kontinuerlig bilde bestående av vertikale streker på papir eller på en skjerm som viser resultatet.

Sidesøkende Sonarer har en stor anvendelse både til ROV og til skipsopererte systemer.

Sidesøkende sonarer er utviklet både som enkeltstråle og som multistråle systemer.

Multistråle sonarer har normalt en høyere presisjon enn en enkeltstråle sonar siden hver retur dannes fra flere stråler som returneres fra samme retningen på tvers av fremdriften gjennom et sett av transducerelementer (sender og mottaker) som er vinklet litt forskjellig i vertikal retning for hvert element.

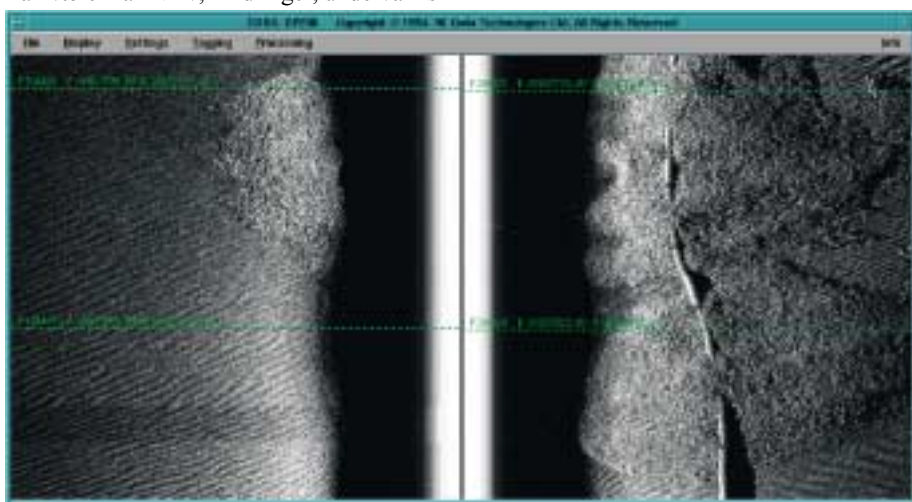


Figure 2: Eksempel på en sidesøkende sonar som viser en rørledning parallell med banen til sonaren. Merk at dette eksempelet også viser tendenser til at rørledningen har frie spenn hvor røret henger fritt i sjøen. Legg også merke til bølgeomønsteret i sjøbunnen. Dette indikerer oppløsningen en kan forvente fra slike sonarer.

Kilde: OmniTeck AS

Både multistråle og enkeltstråle sidesøkende sonarer er utviklet for høy oppløsning og vil søke over områder som er definert ut fra vinkelen på transducer elementene i sonaren.

Rekkevidden er avhengig av sonarens utforming, men er normalt fra ca 500 vertikal retning fra transduceren mot bunnen og ut til et maksimum ca 200 – 400 meter avstand fra sonarens banelinje.

Multistråle Sidesøkende sonarer kan også bestemme den vertikale høyden til objektene og kan gi 3 dimensjonale (3D) bilder av områdene omkring sonaren.

Sidesøkende sonarer benyttes oftest som tauete torpedoer eller som "tauefisker" (Towfish) og de blir sjøsatt fra bakdekket etter en kombinert kabel og slepewire. Lengden av kabelen blir kontrollert av en vinsj på dekk.

Høyere fart på skipet, eller kortere kabel vil heve tauefisker, mens lavere fart eller lengre kabel vil senke fisken mot bunn.

Kabelen inneholder ledere for strømtilførsel til fisken samt ledere for overføring av data mellom skipet og fisken.

I noen utforminger vil fisken bli kontrollert i høyden over bunn ved hjelp av høyderor samtidig som retningen blir bestemt fra sideror. Disse blir enten kontrollert manuelt fra skipet, men i noen utforminger vil innsamlede data fra høyden over bunn gi kontrollsignaler tilbake til høyderoret for styring

i konstant høyde over bunn. Likeledes kan måleinstrumenter også gi kontrollsignaler til sideroret for kontroll av banen til fisken.

Sidesøkende sonarer er i dag obligatoriske instrumenter for Survey industrien og vil benyttes i de fleste inspeksjonsoppdragene på rørledninger eller for å kartlegge store havbunnsområder.

Sidesøkende sonarer kan monteres på skroget på et skip, men er i de fleste tilfellene montert på en ROV eller som egne tauefisker som beskrevet.

Hydroakustisk sonar kamera

Industrien har lenge arbeidet med utvikling av sonarer til å lage bilder av målet tilnærmet likt et videobilde og operere som et undervanns kamera basert på lyd i stedet for lys.

Vanlige video signaler som baseres på lys vil bli hindret av partikler i vannet på grunn av reflektert lys tilbake til objektivet og dette kan gi dårlig eller ingen sikt.

Hydroakustikk vil bli lite påvirket av partikler og vil i teorien upåvirket av slike hindringer kunne gjengi bilder med samme kvalitet selv om den visuelle sikten er lik null.

Slike kamera består av et lydelement som sender ut lyd med høy frekvens (inntil 3 MHz) mot objektet og mottar og tolker reflekser i en konstant strøm. Resultatet vises på en skjerm og vil gi et levende bilde av objektet.

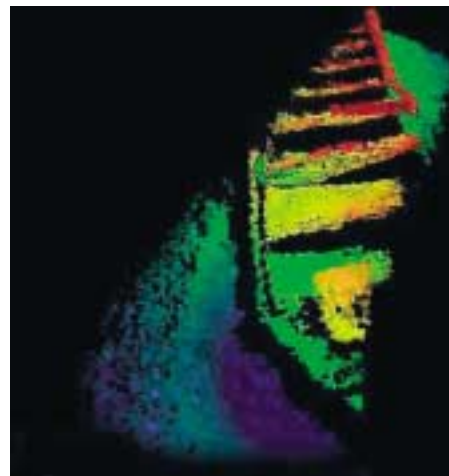


Figure 3: Presentasjon av resultat fra et undervanns Sonar kamera system.

Kilde: OmniTech AS

Bildene vil kunne benyttes som et tillegg til vanlig video og vil kunne utvide anvendelsen av en ROV i grumset vann.

Industrien har presentert slike kamera og både kvaliteten og bruksområdet er betraktelig forbedret i den senere tiden, men anvendelsen er foreløpig begrenset til Survey oppdrag.

Neste artikkel vil belyse litt om bruken av forskjellige typer ekkolodd og flere typer sonarer inklusive Doppler sonarer og profileringsystemer.

THE FULL PICTURE



HYDROACOUSTIC AIDED INERTIAL NAVIGATION (HAIN)

The HAIN Subsea system provides:

- Improved acoustic position accuracy
- Higher position update rate

Acoustic and Inertial positioning principles in combination is ideal, since they have complementary qualities. We have combined the two principles into a new unique product, the HAIN Subsea.

Underwater Instrumentation
SONARS
TELEMETRY
POSITIONING
HYDROGRAPHIC ECHO SOUNDERS
CAMERAS AND LIGHTS
AUTONOMOUS UNDERWATER VEHICLE

Norway: +47 33 03 41 00. USA: +1 425 762 1107
 Canada: +1 902 468 2268. UK: +44 1224 22 65 00
 Italy: +39 06 65 22 476. Singapore: +65 68 99 58 00

www.kongsberg.com
 e-mail: subsea@kongsberg.com



KONGSBERG



- DEEPWATER DREDGING
- DREDGING TECHNOLOGY
- SEDIMENT ENGINEERING

www.gto.no

Customer satisfaction provided through high efficiency and excellent performance

The patented GTO Technology is designed for quick mobilisation, easy operation and high efficiency

Verkstedveien 2
N-6517 Kristiansund N
Norway

Tel: (+47) 71 58 80 10
Fax:: (+47) 71 58 80 11
e-mail: gto@gto.no

- your provider of subsea dredging services

Challenges of the decommissioning of large steel jackets in the North Sea

Av Thore Grønvik, Stolt Offshore AS

The era of decommissioning and removal of large North Sea jackets is upon us. Over the past few years a number of small jackets have been removed in the Southern North Sea, in addition to two medium sized jackets in the Central North Sea. The immense size of structures further north presents special challenges to the marine industry. This article looks at the work undertaken over the last 4 years by Stolt Offshore concerning the technologies and issues for decommissioning steel jackets including: the use of divers versus ROVs, remote installed rigging, development of improved cutting processes, structural integrity of the jacket, the interface with the Heavy Lift Vessel in terms of backloading.

DIVERS Vs ROVs

Some people say that decommissioning is reverse installation. To date in water depths to 180m most underwater installation or construction work has been undertaken by divers. Even though divers can go deeper than this, it is a rarity and not a major issue with North Sea depths. Safety and the expense of saturation diving operations are the issues for consideration. ROVs have been evolving to undertake more of the divers work domain. The 'de-construction' of a jacket leaves structural members in a condition that they were not designed to experience, hence there is a level of uncertainty about their integrity, especially after decades underwater. Initially all the decommissioning studies, sponsored by the DTF, had the premise that the deconstruction work would be undertaken 'diverless'. This self-imposed restriction made us search for new ways to approach the problem. The main constraint of diverless technology was the potential cost of developing the full range of tools that would be required to negate the use of the diver. In the time frame of the decommissioning of the first large North Sea jacket, divers would be used mainly for the set up of rigging and for some cutting system intervention. ROVs and semi autonomous tools would be used for the deployment of cutting tools and small section rigging. The general rule that evolved was that divers could be used safely and effectively for pre-decommissioning rigging and equipment installation and intervention up to half way through a cut, otherwise remote technology should be used. This would remove some of the economic

burden of going 'totally remote' and would keep the divers out of the way during cuts.

STRUCTURAL PARAMETERS

Steel Jackets comprise legs of diameter 1m to 9m joined by members of different orientation and diameter 0.6m to 2.5m. The legs are held in place on the seabed by clusters of thick walled steel piles. The range of steel tubular section wall thicknesses to be cut is from 10mm to 75mm. A statistical analysis of the range of member diameters and wall thicknesses for a number of BP & Shell Jackets showed that 62% of all members were less than 60" (1.5m) diameter and 50mm thick; 74% of members were less than 84" (2.1m) diameter and 88% of all members were less than 96" (2.4m) diameter. This means that any tool that can cut up to 60" diameter and less than 50mm quickly will have a great impact on productivity. 60" diameter was seen as the practical upper limit for cutting by hydraulic shears (See Fig 1 Parrot Beak Shears in use underwater). In addition there are external features on members and legs, such as padeyes, grout and ballast pipework, anodes and impressed current systems, repair clamps and sleeves, debris and marine growth. These areas are avoided in the planning stage wherever possible. At sometime in the decommissioning process they will have to be cut to access the tubular member or leg. Internal features are more of a concern as they cannot be seen, are difficult to detect and cut, and they are not always shown on the construction drawings. These comprise bulkheads, anodes, stiffeners, cables, pipes and brackets, within caissons and legs. The latter may contain hydrocarbons and chemicals. One of the most difficult features to cut are internal stiffeners. Ring stiffeners that reduce hoop stress on legs and members can be avoided once they are detected, but we do not have a proven detection system yet. Longitudinal stiffeners in legs cannot be easily cut. They may extend for 20m vertically to stiffen the leg at pile guide attachments and may extend



Fig1: Stolt Offshore's 'Parrot Beak' shears being used on the decommissioning of the Eugene Island jacket GOM.

radially up to 1.2m into the leg centre and have thick and extensive flanges. Diamond wire might be considered to be able to cut through these but has not been proved to do so to date.

The existence of these features, seen and unseen, has prompted the elevated planning of cutting and rigging as a high priority. On a study concerning a large North Sea Jacket Ref 1 structural analysis showed that many members could not support their own weight when cut at one end. As a result the cutting strategy had to be radically changed. The cutting plan is an iterative process requiring two or three cycles to locate a group of cuts. Cut location can be made worse if the jacket has physically rotated or distorted in its life span. Half a degree in a single plane may mean a depth mismatch of 0.5m across a large jacket. This is placed in perspective when some of the opportunities to cut between an internal stiffener and an external feature can be as small as 0.3m. Integral with planning is a detailed structural survey to identify and measure all the features that will affect the cutting plan. This must be done before the cutting plan is complete and during the decommissioning process to confirm alternative 'secondary and tertiary cutting locations.

REMOTE CONTROLLED RIGGING

Rigging for smaller jackets has involved the attachment of ILTs in the top of the legs, fitted above seawater. The smaller lifts have involved the use of divers to set up the rigging. It would be a great benefit if ROVs could place the heavy duty rigging required to lift sections of a large steel jacket. It must be noted that structural analysis showed that large lifts cannot be undertaken with slings attached to members at node due to the members lack of strength. One of our earliest tasks was to look at remote controlled rigging. A generic analysis was undertaken of the different types of rigging currently available. These naturally fell into different types of Fasteners (ILTs, ELT,s shackles, releases etc) and 'Lifting Elements' (steel wire rope, plastic rope, nets etc.). Fasteners could be designed to be operated remotely but ROVs could only 'lift' the weight of small section steel lines to 'thread' around members or be led to fasteners. Leader lines are attached to increasingly larger section lifting elements and are 'pulled though' by the barge or DSV winches. Low density polymeric ropes such as 'Dyneamar' have challenges such as surface friction, drag underwater and internal heating in air. Currently divers would be used more effectively than ROVs for pre-decommissioning rigging of large capacity lifting elements and conversely for small lifts. The use of seabed storage for small loads, such as single members and debris in frames for later lifting by a large vessel, would minimize through air/water transfer and maximize productivity.

METROLOGY & BACKLOADING

When investigating structural parameters it became clear how important metrology and inspection were to the process of selection of optimal cutting locations. When independent metrology study and backloading study group were merged the relationship between them became apparent. The Heavy Lift contractors stated that they required a cutting accuracy in a plane across the jacket of + 50mm; so that the four touch down points of the legs of a square structure weighing a few thousand tonnes does not rock. That would have many safety and seafastening implications. The metrology study showed that in 2003 the best 'absolute' measurement for depth was + 90mm taking into account all cumulative errors such as swell and current etc. There is a 'trade off' between accurate measurement underwater and active capture systems and flexible grillage to 'lock' the legs of the jacket on the deck of the barge. This presents a conundrum between two different sectors of the marine industry. It may not be a problem if work on structural compliance shows that the structure has sufficient flexure or current work on testing a new absolute depth measuring technique shows that it has absolute accuracy within the specified cutting tolerance. As metrology and backloading are intrinsically linked, every iteration of development of one affects the other.

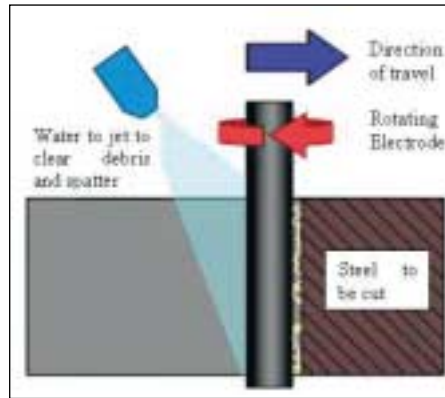


Fig 2 Sketch of the Rotating Electrode cutting configuration at steel surface.

CUTTING

A suite of cutting tools is required for the cutting up of a jacket. Existing tools such as Abrasive Water Jet Cutting (AWJ), Diamond Wire (DW) and flame cutting have competitive advantages and disadvantages. High speed and safe cutting is required for decommissioning of large jackets, thus an assessment of new cutting techniques such as Shears and Rotating Electrode has been performed. [The Rotating Electrode cutting system is a spinning rod conducting high current at low voltage. See Fig 2. The high electrical energy density results in target parent steel being melted into spherules, which are removed by a water jet.] The results were positive and implied the potential for a faster cutting technique. A generic comparative analysis was then performed to justify the further development of one cutting system. The analysis included quantitative cutting times and operating costs with and without deployment and maintenance. Qualitative analysis was included to assess overall performance

The Rotating electrode was selected as a key factor – it's cutting rate was 96mm /minute for 50mm wall thickness steel, which was significantly faster than any other technique except shears. Shears have a practical weight and size limit for deployment, which is determined by the required hydraulic power required to cut a combination of diameter and wall thickness of a structural element. Rotating Electrode does not have these constraints nor does it have a depth constraint (tested to 6,000msw) nor does it require fuel or oxygen.

Sixteen different cutting tools had recently been used by Stolt Offshore in the deconstruction of the hurricane damaged Eugene Island platform in the Gulf of Mexico. This included all the contenders recently investigated, except Rotating Electrode where quantitative data from trials was used. Results for cutting a whole jacket showing cumulative duration of cut versus duration of cut and deployment combined are shown in the table in Fig 3. On a purely cutting speed basis the results were more spread out and hence impressive than for the combined cutting and deployment durations. In comparison it was noticed that the times taken to undertake a cut were small compared with the associated time to deploy the cutting equipment. This means that there is significant advantage to be gained in improving the method of deployment for all techniques, but it is especially noticeable for Shears and Rotating Electrode with respect to their short cutting time. This work is ongoing and the enhanced development of the Rotating Electrode cutting and deployment system starts in January 2005.

THE FUTURE

A toolbox of equipment and techniques is evolving, but as we look deeper into decommissioning we find there is more that has not been addressed. The following areas of work have been identified as requiring more work:

- Sub Seabed pile and member cutting.
- Cleaning concrete storage cells
- Pipeline recovery and cleaning

Acknowledgement:

Stolt Offshore would like to thank the DTF for their support for most of this work.

Legend:

- ROV Remote Operated Vehicle
- MSW Metres of Sea water
- DTF Decommissioning Technology Forum
- ILT Internal Lifting Tool
- ELT External Lifting Tool

References:

Ref 1 Lindsey Fyffe, BP Exploration, Paper: 'Task Force Industry Study – Jacket Removal', at North Sea Decommissioning Conference , Solstrand Fjord Hotel, Os, Near Bergen, Norway 24/25 February 2004

QUALITATIVE CUTTING & DEPLOYMENT TIMES NORMALISED SO THAT UNITY THE FASTEST	Cutting Durations only		Cutting and Deployment Durations combined.	
	Wall thickness <= 50mm		Wall thickness <= 50mm	
	Member Diam < 60"	Member Diam < 80"	Member Diam < 60"	Member Diam < 80"
Hydraulic Shears	1.0	N/A	1.0	N/A
Rotating Electrode	1.3	1.0	1.4	1.0
Abrasive Water Jet Cutting	6.3	4.7	2.3	1.6
Diamond Wire	11.9	8.8	3.9	2.8

Fig 3 Quantitative comparative analysis of the cumulative 'cutting only' versus 'cutting and deployment durations combined' for all members in specific ranges on a large North Sea Jacket. All the results have been divided through by the durations of the fastest technique and hence are normalized with the fastest duration = 1.0 (unity).

Erfaringer med bruk av virtuelle systemer

Scanmaskin Monitorerings System - MoS

Av Scanmudring AS

Scanmudring har opparbeidet seg en betydelig kompetanse innen fjernstyrt masseforflytning under vann. Firmaet ble etablert i 1985 og har base med kontorer, verksted og test område i Mandal. Målsetningen er å være en totalleverandør på tjenester og utstyr innen virkeområde. Firmaet tilbyr og opererer 3 stk Scanmaskin, 12 stk 4" – 10" ROV Jet Ejektør Pumper og et 3,2 m3 hydraulisk operert grabbsystem.



Bilde 1: Scanmaskin nr 2 på dekk Toisa Polarissubsea7

Scanmaskinene er utviklet basert på modifiserte anleggsmaskiner og drar nytte av mange års erfaring fra bruk av tilsvarende utstyr i anleggsbransjen på land. Eksisterende verktøy og metoder fra anleggsbransjen utnyttes for å lage kostnadseffektive løsninger for bruk i operasjoner under vann. Systemene styres og opereres via et ROV type kontrollsystem. Scanmaskin inkluderer hydrauliske og elektriske grensesnitt for en rekke verktøy og instrumenter. MoS er en integrert del av Scanmaskin mkII systemene.

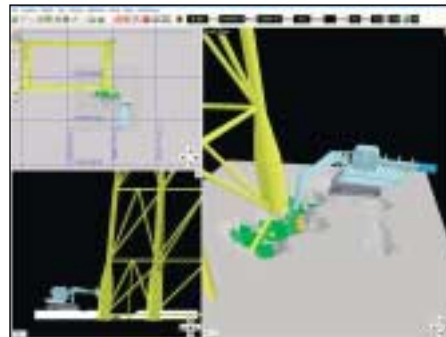
Mer info om systemene og referanselister finnes på <http://www.scanmudring.no>. Scanmudrings erfaringer fra utvikling og operasjon av undervannsmaskiner tilsa at det var et potensial for å øke systemets effektivitet ved å:

- bedre utnyttelsen i perioder med redusert sikt
- visualisere maskinens posisjon og konfigurasjon for operatørene.
- muliggjøre arbeid innenfor definerte toleranser

Sommeren 2001 ble det satt i gang en studie for å evaluere utstyr og metoder for

å forbedre Scanmaskin operatørmiljøet. Konklusjonen ble å inkludere en virtuell 3D modell av maskinen med kontinuerlig oppdatering, basert på tilbakemelding fra sensorer på maskinens bevegelige deler. Studien dannet grunnlag for utvikling av MoS systemet.

MoS har siden våren 2003 vært testet i operasjon med Scanmaskin og har siden gjennomgått en rekke oppdateringer. I denne perioden har det også vært et svært nyttig verktøy for å assistere operatørene. Utvikling, test og verifikasjon har vært svært resurskrevende prosess.

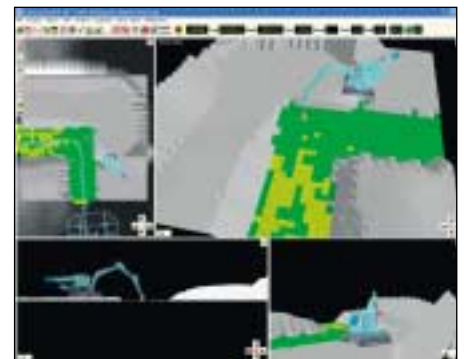


Bilde 2. MoS arbeidsmiljø med simulering med jacket plattform

Følgende hovedfunksjoner er i dag tilgjengelig i systemet:

- En virtuell representasjon av arbeidsområde som viser konfigurasjon av Scanmaskin
- Import av survey data som blir representert ved inkludering i en visualisert terrengmodell
- Import av måldata med kundens spesifikasjon av hvordan området skal modifiseres og visualisere dette i terrengmodellen.
- Import av 2D dxf filer.
- Import av 3D modeller av strukturer (opp til 25 samtidige)
- Global posisjonering av Scanmaskin via fartøyets hydroakustiske posisjoneringssystem eller basert på referansepunkter i arbeidsområdet.
- Vise operasjonsfremdrift
- Verktøy for måling av avstand og vinkler mellom valgte punkter i arbeidsområde med nøyaktighet ± 5 cm
- Verktøy for operasjonsplanlegging, simulering og tilgangstudier.

Den grafiske presentasjonen av arbeidsområdet med 3D visualisering av Scanmaskin kalles fremdriftsmodellen. Denne oppdateres kontinuerlig mens arbeidet utføres. Fargene på skjermen representerer nivåer i fremdriftsmodellen og viser en simulering av hvordan området er modifisert. Grått område representerer terrenget basert på survey data eller oppbygd modell for området, grønt indikerer øvre toleranse område for det som skal fjernes, gult indikerer nedre toleranseområde mens rødt indikerer at en har fjernet mer masse enn det som er spesifisert i målmodellen.

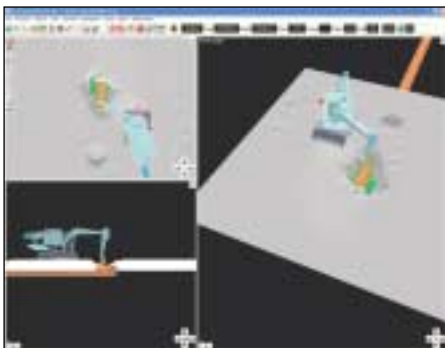


Bilde 3: MoS Arbeidsmiljø simulering avdekking av rør.

Vinduet i øverste venstre del av skjermen viser en 2D presentasjon av arbeidsområdet i fugle(fiske)perspektiv. I dette vinduet oppdateres fremdriften og en kan også importere dxf filer for å vise posisjon av omliggende strukturer, kotekart og rør-trasèr.

Vinduet nede til venstre viser Scanmaskin sett fra siden og et snitt av arbeidsområdet. Vinduene til høyre viser 3D presentasjoner av Scanmaskin og arbeidsområdet. Systemet har vært svært nyttig ved forberedelser til operasjoner. MoS har da vært brukt som verktøy ved trening og simulering av operasjoner. Modifikasjoner i metode, justering på utstyr og mulighet til trening, har ført til betydelige besparelser i operasjoner.

Første konkrete jobb der MoS ble benyttet som verktøy, var planering og verifikasjon av et steindumpet område rundt en template på Åsgard feltet.



Bilde 4: MoS Arbeidsmiljø simulering av røravdekking

MoS ble siden benyttet i en rør-avdekkings operasjon på Ekofisk feltet.

Bunnforholdene var slik at sikten raskt ble redusert. På grunn av massens konsistens ble det utgravde området tilbakefylt svært hurtig, slik at det var viktig å kunne operere systemet kontinuerlig. MoS viste seg her å være et verktøy som bidro betydelig til utførelse av en sikker operasjon. Systemet muliggjorde arbeid i perioder der en tidligere hadde ville måtte ha stoppet for å vente på sikt og bidro derved til bedret utnyttelse av fartøystiden. Neste steg var å kunne bruke MoS systemet mot en forhånds definert terreng modell. Dette ble gjort for Subsea7 på et prosjekt for DONG (Dansk Olje og Natur

Gass) på Stine feltet. Her ble det brukt posisjoneringsystem samt gyro på Scanmaskin for å orientere maskinen i terreng modellen. Terrengmodellen representerte de ønskede modifikasjonene av området. Konklusjonen var igjen at MoS muliggjorde arbeid i perioder med svært redusert sikt. En annen erfaring var betydelige besparelser i operasjonstid ved at en ikke fjernet masse utfor målområdet.

I løpet av denne perioden ble det sett behov for følgende ytterlige forbedringer:

- muligheten til å kunne inkludere 2 terreng modeller samtidig slik at det var mulig å se fremdriftsmodellen samtidig med målmodellen og visualisere forskjellen mellom disse.
- simulering av masse som var fjernet
- legge inn vindu med 2d "overlay" fil.
- legge inn 3d objekter

I dagens versjon av systemet er disse funksjonene inkludert.

Den oppdaterte versjonen av systemet ble benyttet ved utførelsen av et prosjekt på Jotun for Subsea7.

MoS vil ved enhver Scanmaskin operasjon være et svært nyttig hjelpemiddel for operatørene ved å gi operatørene forbedret oversikt. I tillegg bidrar systemet til å øke

utnyttelsen av kapasiteten til Scanmaskin i perioder med redusert sikt. MoS systemet muliggjør også utførelse av arbeidet med forhåndsdefinert presisjon og kontroll av dette med en nøyaktighet som ikke tidligere har vært tilgjengelig. Å benytte MoS for å simulere operasjoner gir spennende muligheter til kostnadseffektiv optimalisering av prosedyrer og verktøy. Operasjonsplanlegging inkludert operatør trening med Scanmaskin kan utføres enten i et rent simulert miljø eller ved å lage enkle test strukturer og grafiske modeller hvor Scanmaskin faktisk kjøres. MoS kan også benyttes for å assistere med posisjonering av verktøy. Et eksempel er operasjon av kutteverktøy hvor selve verktøyet kan modelleres og tilleggs sensorer monteres på verktøyet. Kutteverktøyet vil da fremkomme som en integrert del av Scanmaskin. MoS benyttes da for å hjelpe operatørene med å posisjonere verktøyet.

Erfaringene fra operasjon med MoS viser at systemet er et fleksibelt hjelpemiddel som bidrar til å bedre utnyttelsen av Scanmaskin, samt bidrar til å bedre sikkerheten og kontinuiteten i operasjoner. MoS vil også kunne muliggjøre nye typer oppdrag. Scanmudring imøteser gjerne tilbakemelding vedrørende mulige måter å utnytte og videreutvikle systemet.

Cost efficient corrosion protection for offshore installations

Imenco offers a wide range of engineering services and products to the shipping, offshore and subsea industry. We have specialised in mechanical engineering, strength calculations and electronics.

Among Imenco products you will find:

- Subsea guiding systems
- Anode systems
- Pull-in and mooring Fairleads
- Wire blocks
- Wire sheaves
- Crane Hooks & Swivels
- Cutting & drilling tools
- Subsea Lifting tools
- Subsea cameras
- Diver communication & monitoring
- Hydraulic actuators



Imenco's ROV installable anodes are Used on Troll B's underwater structure and Anchor lines

Rov installable anodes

With Imenco's anode system you will save time and money in operations. The system is based on expansion bolts and plate clamps with excellent mechanical and electrical connection to the steel constructions you want to protect. Tools for quick installation of the anodes are available

P.O.Box 2143, NO-5504 Haugesund, Norway
Tel: 52 86 41 00, Fax: 52 86 41 01, www.imenco.no / email: imenco@imenco.no

imenco
smart solutions

DIDSON

Dual-Frequency Identification Sonar

Av Hans Jørgen Hansen og Anders Andersen, MacArtney AS

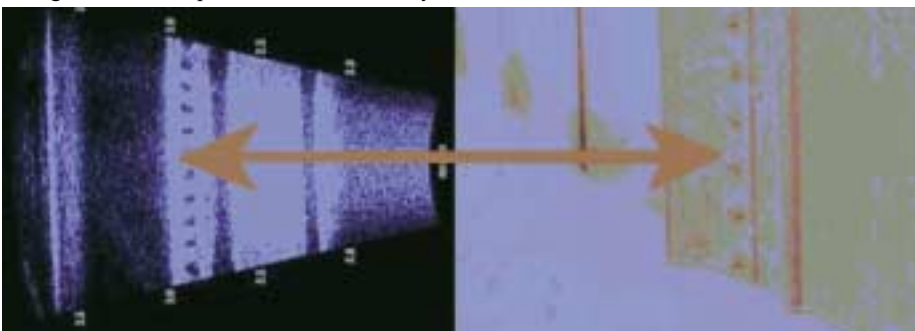
With increasing frequency, underwater work is situated in areas where visibility is a fraction of a meter. The Dual-Frequency Identification Sonar (DIDSON) is a unique high-definition sonar that uses acoustic lenses to make almost photographic quality images in dark, turbid waters where optical systems are ineffective. DIDSON replaces optical systems for offshore work in turbid water. DIDSON provides biologists with a new technology for observing marine life including counting crustaceans and monitoring fish behavior.



Fig.1. The DIDSON. The acoustic lenses are in the compartment above the electronics bottle.

In clear water and with appropriate lighting, optical systems such as cameras and the human eye can image out to 15 m. With increasing frequency, however, underwater work is situated in rivers, lakes, harbors, bays and other coastal areas where visibility is a fraction of a meter. There, optical systems have dark screens and divers resort to tactile means. This article describes a sonar that bridges the gap between typical sonars and optical systems. The combination of extremely high (for a sonar) resolution and rapid refresh rate allows DIDSON to substitute for optical systems in turbid water. It is compact and consumes little power (30 Watts), which is good for small submersibles and AUVs with limited power budgets. DIDSON is quite suitable for a number of applications such as: Positive identification and inspection: The sonar can be mounted on a submersible and generate images in turbid water that allows inspection and feedback for manipulator operation. DIDSON has aided in recovery operations, relieving divers from having to search by tactile means.

Navigation in close quarters: The sonar's very



A DIDSON image and photograph of the wall of a caisson in the Missouri River.

high resolution and rapid refresh rate may allow guidance of a vehicle in/out of docking fixtures. DIDSON mounted on a submersible allows a detailed search of a local area for geological formations, man-made objects, or aquatic life on the bottom or in the water column. The sonar would allow a submersible to follow and inspect a small cable or pipeline lying on the bottom.

Monitoring: DIDSON can observe fish, mammal, and crustacean activity in turbid water. Specifically, the sonar can be mounted at a fixed location to observe fish movement near a turbine intake on a dam with the goal of improving deflectors to keep fish out of the turbines.

The DIDSON can be used as a security video camera, but used underwater in dark and turbid conditions where optical systems fail.

The DIDSON, shown in Fig. 1, was developed to identify underwater intruders detected by a harbor surveillance system. It mounts on the front of a submersible or under the hull of a small surface craft sent to identify the intruder-like detection acquired from a larger coverage, low-frequency surveillance sonar. DIDSON operates at two frequencies. At 1.8/1.1 MHz and 1.2/0.7 MHz



Fig. 2 The acoustic lenses.

DIDSON uses acoustic lenses (Fig. 2) to form very narrow beams during transmission of pulses and reception of their echoes.

Conventional sonars use delay lines or digital beamforming techniques on reception and generally transmit one wide beam on transmission that covers the entire field of view. Acoustic lenses have the advantage of using no power for beamforming, resulting in a sonar that requires only 30 watts to operate. A second advantage is the ease to transmit and receive from the same beam. The selective dispersal of sound and two-way beampatterns make the images cleaner due to reduced acoustic cross talk and sharper due to higher resolution.



Fig. 3 Image of a diver 6.5 m from the sonar

Fig. 4 is an image from DIDSON showing the top of a concrete foot under a bridge abutment. Note the detail in the image allows one to see the debris on the surface, a pipe at 7 m, and a tire at 12 m. The numbers on the side of the image give ranges from the sonar in meters. The DIDSON was operating at 1.8 MHz.

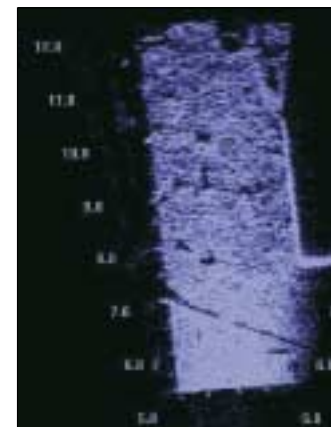


Fig. 4 The surface of a concrete foot of a bridge abutment. Range markers are in meters.

A remote focus capability allows DIDSON to focus on objects that range from 1 m to 40 m from the sonar. When the operator selects a range span for an image, DIDSON sets the optimum focus to be in the center of that span. The operator can override the auto-focus and set optimum focus to any range in the image. As can be seen in the figures, the focus generally remains good throughout the range span in the image.

The image update rate varies from 21 frames/s to 5 frames/s depending on the operating frequency and the maximum range imaged. The 1.8 MHz mode builds an image with 96 0.3∞ beams spaced 0.3∞ apart. It builds up this image with eight transmit/receive cycles, each using a different set of 12 beams. The 1.1 MHz mode builds an image with 48 0.6∞ beams spaced 0.6∞ apart. It builds this image with four transmit/receive cycles, each using a different set of 12 beams. The 1.1 MHz mode generally is used for longer ranges (greater than 15 m) but requires half of the transmit/receive cycles so the frame rates of the two modes are similar. Figs. 5-6 show two additional versions of DIDSON.



Fig. 5
Diverheld version of DIDSON

DIDSON has two body styles (standard or splitbody). The split-body DIDSONs are easily integrated into small AUVs or ROVs. Standard DIDSONs mount on larger submersibles, on dams, along riverbanks, below the keels of boats, and can be held by divers. The customer can choose one of two pairs of frequencies for either body style. The 1.1 MHz- 1.8 MHz frequencies give the highest resolution and range out to 30 m. The 700 kHz -1.2 MHz frequencies give lower resolution and range out to 90 m.



Fig. 6 *Split-body DIDSON*

The topside requirement is a PC that runs Windows and has an Ethernet card. The topside control and display window is shown here. The operator can set parameters on the left panel with a keyboard and mouse. Status is shown on the right panel. The sonar images arrive topside as digital arrays for display and as PAL/NTSC video for a monitor and VCR. Due to the acoustic measuring principle DIDSON can be used for detection of a variety of liquids and substances in the watercolumn.

It can be used for detection of oil and gas leaks as well as detecting temperature differences in the water eg. hot water in a cold and vice

versa. This allows for the use of DIDSON on ROV/AUVs for inspecting pipes.



Fig. 7 *Leak detection using ROV and DIDSON.*

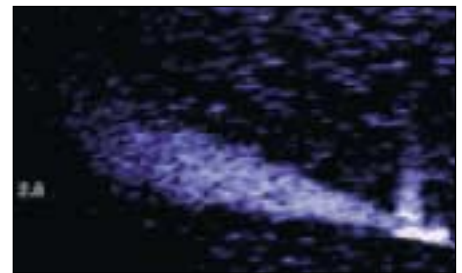


Fig. 8 *Hot water intrusion in cold water*

INNOVA underwater news

NEW Innova Luxar Deepwater 150 W Gas Discharge Lamp

sub-Atlantic

NEW

- T4 with in-arm electronics
- T3 upgrade kit available
- Rental manipulator available in Stavanger

SCHILLING

INNOVA
Best – under water!

Visitor adress: Lagerveien 12C, 4033 Stavanger.
 Mail adress: P.O. Box 390, 4067 Stavanger.
 Phone: +47 51 96 17 00. Fax: +47 51 96 17 01.
 E-mail: post@innova.no
 Web: www.innova.no

We provide personnel, 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

DREDGING • LEVELLING • TOOL CARRIER • INSTALLATION ASSISTANCE

scanmudring SERVICES:

scanmaskin 1000

- Subsea precision dredging
- Levelling of seabed
- Rock dump and drill cut removal
- Pipeline deburial and maintenance
- Assistance for installation and decommission of offshore oilfields
- Tool carrier for cutting tools and other tools

ROV JET PUMP DREDGES

- Rental services of ROV Jet Pump dredges from 4" to 10"

SCANGRABBER

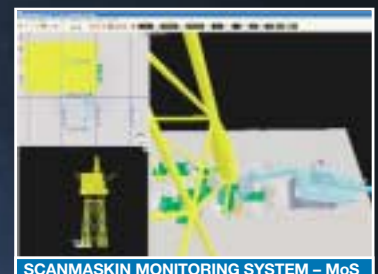
- 3,2 m³ hydraulically operated grabber system

PROJECT SERVICES

- Project planning and preparations
- Feasibility studies



SCANMASKIN 1000



SCANMASKIN MONITORING SYSTEM - MoS

scanmudring as

postmaster@scanmudring.no
Tel.: +47 38 27 80 30

www.scanmudring.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

Ny adresse:

BENNEX AS

Thormøhlens gate 49
N-5006 Bergen
P.O. Box 14, Møhlenpris
N-5006 Bergen
Norway
Phone: (+47) 55 30 98 00
Fax: (+47) 55 30 98 01
E-mail: bergen@bennex.no
www.bennex.no



BENNEX

1. januar var subsea- og ventilbedriften Bennex i Bergen på plass i nye kontor- og produksjonslokaler med Puddefjorden og Høyteknologisenteret som nærmeste nabo. Samtidig skiftet vi navn fra Bennex Transmark Norge AS til BENNEX AS. Og allerede nå ser vi at 2005 kommer til å bli et nytt spennende år for norsk og internasjonal offshorevirksomhet...



A Transmark International company

BENNEX AS

Kongsberg Næringspark
Kirkegårdsveien 45
P.O. Box 375
N-3604 Kongsberg
Norway
Phone: (+47) 32 28 61 10
Fax: (+47) 32 28 61 11
E-mail: kongsberg@bennex.no
www.bennex.no

BENNEX ABERDEEN

Badentoy Avenue
Badentoy Park
Portlethen
Aberdeen AB12 4YB
Scotland
Phone: (+44) (0)1224 787200 Fax:
(+44) (0)1224 787233
E-mail: aberdeen@bennex.co.uk
www.bennex.co.uk

BENNEX SUBSEA HOUSTON, INC

1330 Sherwood Forest, Suite 106
Houston, Texas
USA 77043
Phone: +1 (713) 973-9000
Toll free: (877) 612-1991
Cell: +1 (713) 410-1487
Fax: +1 (713) 973-9013
E-mail: houston@bennex.com
www.bennex.com