



Offshore 2010

Sluttrapport

Forskning har åpnet en ny
industriell verden på
bunnen av Nordsjøen



Norges
forskningsråd

INNHold

Kyrre Nese: Må satse der vi er sterke	4
Gunnar Berge: Ny teknologi for å hente ut ekstra milliarder	6
TotalFinaElf: Tar ny teknologi ut i verden	8
IFE: Troll kan temmes, korrosjon må hemmes	10
Drops Technology: Simulert boring sparer store summer	13
ABB, Norsk Hydro og NTNU: Nytt fagområde	14
Thermotite: Olje må isoleres for å holde på varmen	17
Magtech: Ny teknologi der databrikker kommer til kort	18
Roxar: Ny flerfasemåler klar for store dyp	22
Framo Engineering: Sentrifuge for store oppgaver	24
Aukra-Midsund: God dråpevekst gir bedre separatorer	25
Technoguide: Små hastigheter gir store verdier	26
FEM Engineering: Oljeutvinning forandrer bergartene	26
Petrotech: Tøffe målere med akustisk kommunikasjon	28
ProAnalysis: Laserjakt på ørsmå oljeutslipp	30

Offshore 2010

Sluttrapport

Oslo, september 2001



Norges
forskningsråd

Området for industri og energi
Stensberggt. 26
Postboks 2700 St. Hanshaugen
0131 Oslo
Tlf. 22 03 70 00
Faks 22 03 70 01
www.forskningsradet.no

Tekst: Faktotum Informasjon AS
Design: Faktotum Informasjon AS
Trykk: Comitas as
Opplag: 1000
ISBN 82-12-01645-5

Copyright © Norges forskningsråd 2001

PROGRAMSTYRET

Kyrre Nese Statoil (1998-2000) Liv Lunde Institutt for energiteknikk (1998-2001) Jan B. Strømme Landsorganisasjonen (1998-2001) Johan Sjøblom Statoil (1998-2001) Arild Glæserud Fortum Petroleum (1999-2001) Eilen Arcander Vik Aquateam (1998-2001) Øyvind Isaksen Fluenta/Roxar (1999-2001) Else Ormaasen Oljedirektoratet (1998-2001) Knut Skjæveland Norske Shell (1998-1999) Astri Kopernæs Smedvig Technology (1998-1999) Jan Tore Elverhaug Kværner (1998-1999)

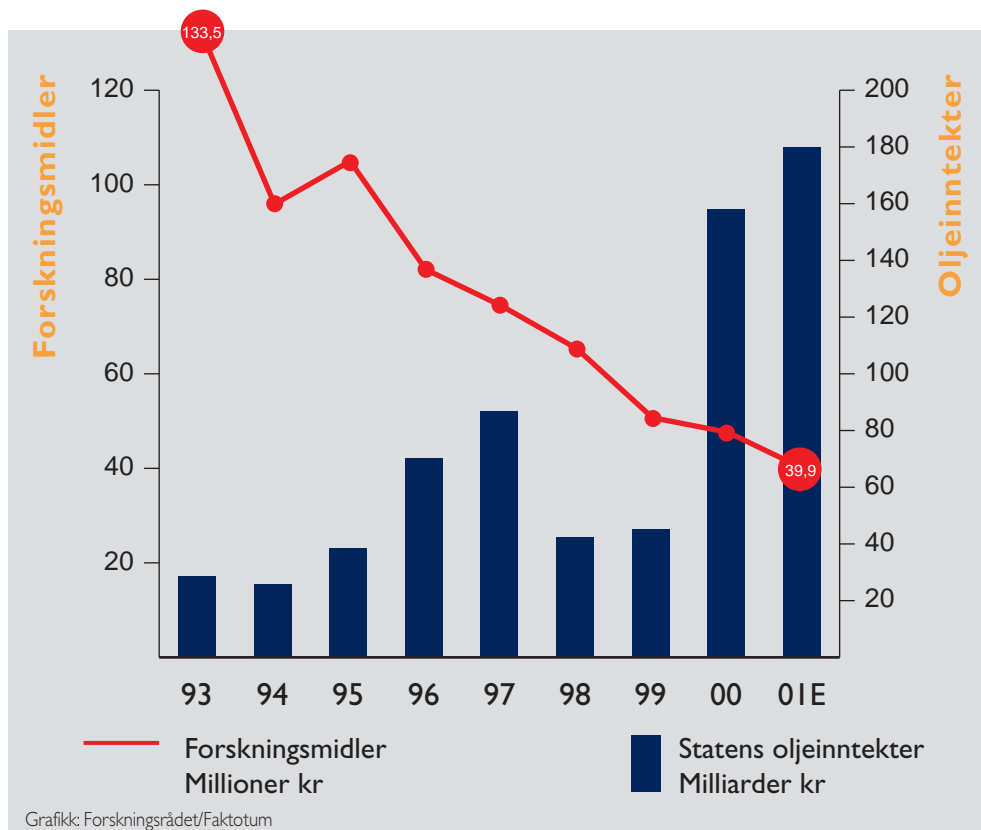
Kyrre Nese var leder fra 1998 til 2000, hvorefter Liv Lunde overtok.

Bred satsing på verdiskaping

Norges forskningsråd går de kommende årene inn for en betydelig økt satsing på brukerstyrt petroleumsforskning og teknologisk utvikling. Den norske kontinentalsokkelen skjuler fortsatt olje- og gassressurser som kan gi opphav til en stor og langsiktig verdiskaping, men det er nødvendig med en stor satsing på forskning og teknologiutvikling for å realisere disse verdiene.

Fremtidens olje- og gassutvinning i Nordsjøen byr på store tekniske og kunnskapsmessige utfordringer, ikke minst fordi det planlegges utvinning på store havdyp og i sårbare områder som Barentshavet. Det er også behov for ny kunnskap for å øke utvinningsgraden fra eksisterende olje- og gassfelt. Selv små prosentvise forbedringer på dette området representerer svært store økonomiske verdier. Virksomheten på kontinentalsokkelen vil fremover bli sterkt preget av økt gassproduksjon. I tillegg er det stort behov for mer kunnskap om hvordan leting, utbygging og drift kan gjennomføres mer effektivt og økonomisk – for å nevne noen av utfordringene.

Forskningsrådet tar sikte på å møte



HVER SIN VEI: Statens inntekter fra Nordsjøen har økt fra ca. 18 milliarder kroner i 1993 til ca. 180 milliarder i 2001 (verdien for 2001 er estimert av Olje- og energidepartementet). I den samme perioden har de brukerstyrt petroleumrelaterte forskningsbevilgningene til Forskningsrådet sunket fra ca. 135 til ca. 40 millioner kroner. (Alle beløp i 2000-kroner).

denne spennende fremtiden gjennom arbeidet med det nye brukerstyrte forskningsprogrammet Olje og gass. Programmet skal blant annet gjenspeile de teknologirådene som er prioritert i OG21 (Olje og gass i det 21. århundret), som er en nasjonal teknologistrategi for økt verdiskaping og konkurransekraft i olje- og gassnæringen. Forskningsrådet legger opp til et samarbeid med OG21, blant annet ved at noen av de samme bedriftene skal

være representert både i programstyret for Olje og gass og i OG21s styre.

Offshore 2010 har vært en spesialisert satsing rettet mot nedihulls- og undervannsprosessering samt flerfasetransport over store avstander, og med et fokus rettet mot SMB-sektoren. Denne sluttrapporten viser at sat-

singen har vært svært verdifull. Offshore 2010s eksisterende prosjektportefølje blir nå overført til Olje og gass-programmet, som også viderefører noen prosjekter fra andre FoU-programmer.

En studie av petroleumsvirksomheten på norsk sokkel (VERTEKS-rapporten) har vist at fremtidig verdiskaping kan gi opphav til en merverdi på 1500 til 2000 milliarder kroner med dagens oljepris. Det tilsvarer omtrent det dobbelte av verdien av samtlige selskaper notert på Oslo Børs i 2001. Men disse fremtidige inntektene kan bare realiseres dersom de bevilgende myndigheter styrker satsingen på petroleumrelatert, brukerstyrt forskning og teknologiutvikling. De siste åtte-ti årene har bevilgningene dessverre sunket istedenfor å stige, og det haster nå med å snu denne trenden. Norge har lenge hatt et kunnskaps- og kompetansemessig fortrinn innen petroleumsnæringen, som har en stor del av æren for at Norge er blitt en internasjonal høyteknologinasjon.

Internettadresser

Olje og gass: www.program.forskningsradet.no/olje-gass
OG21: www.og21.org

Norges forskningsråds kontaktpersoner for Olje og gass-programmet

Siri Helle Friedemann, rådgiver, programkoordinator
Tlf 22 03 72 52 Epost: shf@forskningsradet.no
Aud Alming, rådgiver
Tlf 22 03 72 86 Epost: aalm@forskningsradet.no
Anita Tomic, konsulent
Tlf 22 03 72 87 Epost: ajt@forskningsradet.no

Må satse der vi er sterke

– Norge konkurrerer ikke med Schlumberger eller Halliburton. Men vi kan finne nisjer der norsk oljevirksomhet har spesielle forutsetninger for å lykkes. Og undervannsteknologi er et slikt område.

● AV HÅVARD SIMONSEN

Det sier Kyrre Nese som har vært programstyreleder for Offshore 2010 i fem år. Nese har mer enn 25 års fartstid fra norsk sokkel, og er nå produksjonsdirektør for Statoil på Sleipner-feltet. I 1995 ble han spurt om å lede Forskningsrådets programstyre for petroleumssektoren.

Strategiske valg

Nese understreker at programstyret la stor vekt på å meisle ut en strategi.

– Til å begynne med opplevdes det som vi skulle gjøre alt samtidig. Det haglet på med saker og søknader over «hele fjøla». Men med begrensede midler til rådighet, måtte vi sette fokus. Det var naturlig å spørre hva som skulle være programmets strategi, og dette arbeidet endte med at vi la noen klare føringer for hvilke typer prosjekter vi skulle støtte. Vi ønsket å prioritere utvikling av teknologi på områder der Norge hadde spesielle forutsetninger kunnskapsmessig, og der det en kunne oppnå hadde verdi for AS Norge. Samtidig var vi opptatt av å ikke gå for tungt inn i de områdene der store markedsaktører uansett vil finnes, og hvor den norske innsatsen vil være et «piss i havet», for å si det litt spissformulert. Vi ville unngå å være naive, men ta nødvendige markedsmessige hensyn, sier Nese, og fortsetter:

– Vi ønsket med andre ord å satse på områder og prosjekter der begrensede offentlige midler over noe tid kunne gjøre en forskjell. Her hadde jeg selv erfaring med teknologi utviklet gjennom forskningsprogrammer som ble satt i gang av NTNF på 80-tallet, og som vi profitterte



Foto: Håvard Simonsen

på under Åsgard-utbyggingen i 90-åra. Det tar tid før ny kunnskap og teknologi kommer til praktisk anvendelse – som også var noe av bakgrunnen for at dette programmet fikk navnet Offshore 2010.

På dypt vann

Konkret falt valget på undervannsteknologi. Allerede på begynnelsen av 90-tallet mente mange at gigantplattformenes tid var på hell, og at mindre installasjoner på havbunnen og flerfasetransport av olje, gass og vann i samme ledningsnett ville overta.

– Undervannsteknologien var viktig for norsk sokkel, og vi mente vi lå i forkant kunnskapsmessig og teknologisk, sier Nese.

– Hvilke muligheter ser oljeindustrien i undervannsproduksjon og bedre utnyttelse av reservoarene?

– Det er fremtiden, fastslår Nese. Han viser blant annet til Sigun – et mindre felt der fire brønner opereres på bunnen med minst mulig utstyr og koples til Sleipner-

plattformen. Her opererer man i grenseland for hva som er mulig av hensyn til strømmingen i ledningsnettet (flow assurance), men utbyggingen blir rimelig og reservoarutnyttelsen bedre.

– I Sleipner-teamet er vi ikke i tvil om at dette er riktig. Men for Norge er spørsmålet om vi vil spille en sentral rolle innenfor denne teknologien. I dag er svaret ja. Men i fremtiden? Jeg vet ikke.

– Hva må til for at vi skal kunne ha en sentral rolle?

– Personlig mener jeg det er vesentlig å ha et nasjonalt fokus på de områder vi ønsker å være i front. Vi har en tendens til å ville gjøre alt. Men jeg mener det er viktig å erkjenne hvilke områder Norge kan og hvilke vi ikke kan konkurrere på. Norge konkurrerer ikke med Schlumberger og Halliburton. Vi må ikke være naive!

– Er det snart ingen begrensninger i hvor dypt en kan operere oljebrønner?

– Undervannsprosjekter blir ofte rammet av økonomien før teknologien. Hvis



SOLNEDGANGSTEMPELET

– Oljeindustrien er svært syklisk

– Denne næringen styres i sterk grad av oljeprisen og er svært syklisk. Vi må nok også innrømme at vi har ganske kort hukommelse. Når prisen er lav «glemmer» næringen at den har vært høy – og omvendt. Vi har litt for lett for å oppføre oss ut fra hvordan oljeprisen er i øyeblikket. Denne psykologien har ikke vært gunstig for næringens image, sier Kyrre Nese.

Slik sett mener han oljenæringen må gå i seg selv for å unngå for pessimistiske (og optimistiske) strømninger.

I begynnelsen av 90-åra førte prosjektørken til NOROK-initiativet. – Alt skulle gå 40 prosent fortere og bli 50 prosent billigere, minnes Nese.

– Vi fikk en eksplosjon i prosjekter, deriblant Åsgard-utbyggingen, som jeg selv hadde ansvar for. I perioden som fulgte oppnådde vi mye, men gikk også på noen kraftige smeller. Noe av smellene skyldtes kompleksiteten ved å ta i bruk ny teknologi, som jo alltid innebærer en risiko. Da vi så fikk krakket med oljepris ned i 10 dollar, kom næringen i en bølgedal som blant annet gjorde at ungdommen ble mindre interessert i oss. Men nå er stemningen lettere, fastslår Nese. Han mener imidlertid man må nysensere effekten av nedturen i næringen.

– Jeg vet ikke hvor skadelig det var for samfunnet at oljeindustrien mistet en del flinke folk i denne tiden. Kanskje er samfunnet tjent med nettopp en slik mobilitet i kompetansen, sier han.

SATSET I DYPET: Offshore 2010 har finansiert mange dypvannsteknologi-prosjekter. Her er Kyrre Nese ved modellen av en komplisert produksjonsenhet tilknyttet Statfjord-feltet.

ledningsnett skal opereres over lange avstander med naturlig driv, blir strømmingen så lav at prosjektet ikke er økonomisk forsvarlig. Dessuten klarer vi ikke å oppheve tyngdekraften, poengterer Nese.

SMB

Offshore 2010 har også hatt som et av sine hovedmål å stimulere små- og mellomstore bedrifter (SMB) til innovasjon og kommersialisering av ny teknologi og nye produkter.

– Hvis søknadene falt utenfor undervannssegmentet eller SMB-sfæren, måtte det være et superprosjekt for å nå opp. Og det var god respons på denne strategien i bransjen. Vi opplevde at næringen kjente seg igjen i vår måte å tenke på, sier Nese.

Men også i forhold til den «politiske korrekte» satsingen på SMB-er, advarer han mot å være naiv.

– Vi må hele tiden stille spørsmål om hva teknologien og bedriftene kan oppnå. Vi kan sponse enkeltindivider som utvikler patenter, etablerer bedrifter og finner sitt segment i markedet en tid. Men få av dem vil kunne bli sterke, og de blir raskt slukt av de store internasjonale aktørene dersom disse fatter interesse for teknologien og finner at tiden er inne. Personlig mener jeg vi må være bevisste og ikke for blåøyde, ellers kan vi lett hive penger ut av vinduet. I mange tilfeller vil det være riktigere av norsk oljeindustri å kjøpe teknologien av andre i stedet for å utvikle den selv, sier han.

Unik kompetanse

– Dette betinger imidlertid at norske selskaper er krevende og gode kunder. Og her har utdannings- og forskningsmiljøene en viktig oppgave: De skal levere ungdom som skal være krevende kunder

for de store aktørene i oljemarkedet i 2030. Dette er det viktig at det offentlige føler ansvar for, sier Nese.

Nese er imidlertid ikke i tvil om at bedrifter som Aker, Kværner, ABB og Kongsberg-gruppen har kompetanse og industriell erfaring til å utvikle og bygge komplekse anlegg som få andre. Og han understreker at oljenæringen har kvaliteter som det er viktig å ta vare på.

– I en fase var oljeindustrien høystatus og sugde til seg sivilingeniører. Dette har gitt oss et høyt kunnskapsnivå. Det som først og fremst kjennetegner norsk oljeindustri er denne høye basiskunnskapen, evnen til å håndtere komplekse løsninger, og evnen til å integrere kunnskap og teknologi. Dette er unikt, sier han.

Nese mener at nettopp dette er årsaken til at norske miljøer er kommet i front når det gjelder undervannsteknologi.

Oljedirektør Gunnar Berge vil svinge «slikkepotten» for å hente ut flere hundre ekstra milliarder fra norsk sokkel. Men økt utvinningsgrad forutsetter ny teknologi. Her har oljeselskapene og det offentlige et delt ansvar, mener Berge, som er sterkt bekymret for reduserte statlige bevilgninger til petroleumsforskningen.

Ny teknologi for å hente ut ekstra milliarder

● AV HÅVARD SIMONSEN

— **V**i er nødt til å leve med at petroleumsvirksomheten er en syklisk bransje, der oljeprisen er avgjørende. Men det er som i universet: Solen går ned, men den kommer også opp igjen. Når jeg er ganske optimistisk, er det fordi det er vanskelig å se alternativer til olje og gass i nær fremtid. Jeg er overbevist om at dette vil være den viktigste energibæreren i hele dette århundret. Og det interessante i et slikt perspektiv, er at i nettopp denne perioden skal det produseres store gjenværende ressurser av olje og gass på norsk sokkel, sier Berge.

I Oljedirektoratets 2001-rapport om petroleumsressursene går det fram at vi hittil har hentet ut bare 22 prosent av de utvinnbare ressursene på sokkelen. Og det slås fast at vi har olje for minst 50 år og gass for mer enn 100 år.

Få prosenter blir hundretalls milliarder

— Men det vil bli stadig mer krevende å hente opp oljen og gassen. Alle våre anslag bygger derfor på at det blir utviklet ny teknologi som gjør dette mulig, understreker Berge.

Oljedirektoratet har som mål å få den

gjennomsnittlige utvinningsgraden opp i 50 prosent for oljefeltene og 75 prosent for gassfeltene. I dag ligger utvinningsgraden for oljefeltene på 44 prosent. En slik økt utvinning representerer enorme verdier. I VERTEKS-rapporten, som er utarbeidet av Rogalandforskning for Offshore 2010-programmet, er det anslått at de samlede tilleggsverdiene representerer 390 milliarder for olje og 300 milliarder for gass fra felter som enten er i produksjon eller godkjent for utbygging. Tallene forutsetter en oljepris på 125 kr pr. fat og en gasspris på 0,60 kr pr. m³.

— Det er et enormt potensial i å bruke «slikkepotten» for å ta ut mer fra reservoarene. Dette er viktig rent samfunnsøkonomisk, men også riktig ut fra en forsvarlig ressursforvaltning, sier Berge.

Han er imidlertid bekymret over at utvinningsgraden har stått stille på omlag 44 prosent de tre siste årene.

— Dette har blant annet sammenheng med at utvinningsgraden er lavere ved undervannsproduksjon. Her må vi rett og slett utvikle ny teknologi for å få ut mer, samtidig som utvinningen må være lønnsom. Det er minst like god økonomi i å få mer ut av reservoarene som å lete etter og bygge ut nye felter, sier han.



Bekymret for lavere FoU-bevilgninger

Berge mener staten og oljeselskapene må dele ansvaret for å drive denne prosessen. De generelle rammebetingelsene på norsk sokkel er helt avgjørende, men oljedirektøren understreker også at det offentlige må bruke betydelige midler på forskning og utvikling.

— Vi må ha i bakhodet at staten har tatt inn 1200-1300 milliarder kroner på olje og gass, og at oljefondet er i ferd med å nå 600-700 milliarder og kan fordobles om få år slik det nå ser ut. Forskning og utvikling på norsk sokkel må skje gjennom et kombinert ansvar mellom det offentlige og oljeselskapene. Og hvorfor skal staten bidra på alle andre områder, og ikke i oljesektoren som er så lønnsom for fellesskapet? Statens deltakelse sikrer forskningsmiljøene i Norge samtidig som den er en helt nødvendig betingelse for å



BEKYMRET:
– Statens del-
takelse sikrer
forskningsmiljø-
ene i Norge
samtidig som
den er helt
nødvendig for å
få selskapene til
å samarbeide.
Derfor ser jeg
med bekymring
på de reduserte
statlige be-
vilgningene til
petroleums-
forskningen,
sier oljedirektør
Gunnar Berge.

Foto: Håvard Simonsen

få selskapene til å samarbeide. Derfor ser jeg med adskillig bekymring på de reduserte statlige bevilgningene til petroleumsforskningen, sier Berge, som smilende – men likevel alvorlig – legger til at en slik uttalelse er å strekke seg langt for en tidligere finansminister.

– Er du overrasket over politikernes nedprioritering?

– Jeg tror man i for stor grad tar for gitt at utviklingen i olje- og gassnæringen går av seg selv. De bør dessuten legge vekt på den innvirkning petroleumssektoren har på annet næringsliv. Det er ikke tvil om at oljenæringen har løftet Norge teknologisk.

Klimautfordringen

Berge innser at olje- og gassektoren står overfor betydelige klimautfordringer, men mener det ikke er noen løsning å redusere produksjonen på norsk sokkel.

– Den norske produksjonen har lavere utslipp av CO₂ og andre klimagasser per fat olje og kubikkmeter gass enn andre steder i verden. Å flytte produksjonen vil derfor både ha sterk økonomisk betydning for Norge og en uheldig klimavirkning, sier han.

Oljedirektøren synes for øvrig debatten om gasskraftverk har vært nokså håpløs.

– Uansett hva man måtte mene, har vi med dagens utvikling behov for mer kraft i Norge. Vannkraftutbyggingen er ved veis ende. I alle fall vil det ikke være noen stor skade om de som kommer etter oss får avgjøre utbyggingen i de få mulighetene som er igjen. Og vi har et relativt miljøvennlig alternativ, nemlig gasskraft. Da bør vi vedta utbygging og komme i gang. Det er først når denne beslutningen er tatt at vi vil få fart i teknologiutviklingen. Man må ha prosjekter å arbeide med! Det er slik vi har utviklet stadig bedre

teknologi på sokkelen, sier Berge.

Norge bør være aktiv

Foruten å bruke norsk gass som direkte erstatning for forurensende kull- og oljekraft i Europa, er Berge opptatt av alternativ anvendelse av gassen, for eksempel å bruke den til produksjon av hydrogen som miljøvennlig drivstoff for bilindustrien. I dag satser de store industrilandene tungt innen forskning på hydrogen og brenselcelleteknologi.

– Jeg synes Norge skal ha ambisjon om å delta i dette. Vi er den tredje største oljeeksportøren i verden og blir en stor gassleverandør. Derfor har vi en egeninteresse i å være med, og vi har selvfølgelig en miljøforpliktelse. Men uten at det offentlige går i bresjen, vil vi ikke få tilstrekkelig tyngde i dette arbeidet, mener Berge.

SER MULIGHETER: Svein Tore Sivertsen, som arbeider i skjæringsfeltet mellom forskning og industriutvikling for TotalFinaElf, mener selskapet har mer å hente på teknologiutvikling i samarbeid med forskningsmiljøer i Norge enn de fleste andre steder i verden.



Tar norsk teknologi ut i verden

På 1400 meters dyp utenfor Angola står avanserte undervanns produksjonsenheter fra Kongsberg klare til å pumpe olje fra Girassol-feltet. Installasjonene er et godt eksempel på hvordan norsk oljeteknologi kan nå utenfor hjemmemarkedet.

● AV HÅVARD SIMONSEN

— **K**unnskap og teknologi som utvikles i Norge er viktig for oss, ikke bare i Nordsjøen, men i høy grad også globalt. Som operatør på norsk sokkel, har vi med oss prosjektledere og eksperter fra andre deler av selskapet i utbyggingprosjekter. Når disse drar videre til nye oppdrag andre steder i verden, tar de med seg erfaringene fra teknologiutviklingen her i landet. Slik er utenlandske selskaper, som har operatøroppgaver i Norge, gunstig for internasjonaliseringen av norsk leverandørindustri, sier Svein Tore Sivertsen. Han er industri- og forskningskoordinator i TotalFinaElf Norge. Og nettopp TotalFinaElf er operatør på blokk 17 på Girassol-feltet. Her har Kongsberg Offshore levert alle brønnhoder, manifolder og kontrollmoduler for undervanns produksjon.

HOST (Hinged Over Subsea Template) er resultatet av et teknologisamarbeid mellom Kongsberg Offshore, Statoil, Elf, Shell og Mobil for å få ned kostnadene og øke effektiviteten ved undervannsoperasjoner. Prosjektet har ingen direkte tilknytning til Offshore 2010, men illustrerer likevel et viktig poeng for Sivertsen som representant for et utenlandsk oljeselskap i Norge.

— Det er vår innsikt i hva norske miljøer er gode for som har gitt selskaper som Kongsberg Offshore, Stolt-Nielsen og

CorrOcean mulighet til å bli leverandører til Girassol-prosjektet, sier han.

— Hvor store sjanser har norske leverandører til å lykkes?

— De har gode sjanser, og mange av dem lykkes jo allerede. Jeg tror kompetanse og teknologi er de viktigste suksesskriteriene. Dette er nok viktigere enn pris for de norske bedriftene i dag.

Skaper samarbeid

— Myndighetenes påtrykk for å stimulere forskning og utvikling i oljesektoren er spesielt for Norge. Her har ikke minst Forskningsrådet spilt en viktig rolle. Vi og de andre selskapene trekkes aktivt med i strategiprosesser, og for TotalFinaElfs del vil jeg si vi har tett og god kontakt med Forskningsrådet og andre myndigheter. Dette skaper et miljø for samarbeid. Sammenlignet med andre land med et hjemmemarked innenfor olje og gass, er klimaet for samarbeid mye sterkere utviklet i Norge. Langt sterkere enn for eksempel i Mexicogulfen, sier Sivertsen, som mener samfinansiering mellom det offentlige og industrien gir god uttelling.

— Vi ser at oljeselskapene kan få mye mer igjen, ofte 5-6 ganger det vi investerer i prosjektet. Dessuten er samarbeid mellom Forskningsrådet, forskningsinstitusjonene og flere oljeselskaper en garanti for at man arbeider med sentrale og viktige problemstillinger, sier han.

Sivertsen er imidlertid opptatt av at den offentlige innsatsen er samordnet. — Den må være styrt, slik at den får en felles retning. Slik sett ser vi gjerne at arbeidet organiseres gjennom Forskningsrådet, sier han.

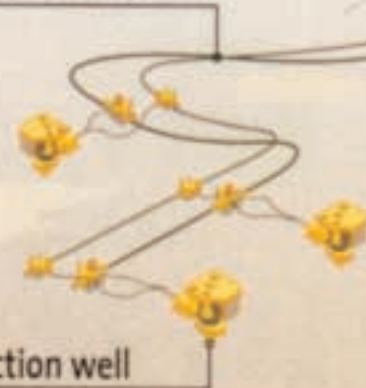
Offshore 2010 har gitt ny kunnskap

— Kan de relativt små prosjektene som det offentlige er med i virkelig bidra i en gigantnæring som oljeindustrien?

— Man trenger ikke ha et stort prosjekt for å komme opp med en god idé. Men for å industrialisere idéene trengs det store prosjekter, og da er det ofte naturlig at selskapene selv har ansvaret, sier Sivertsen.

For TotalFinaElf har prosjektene i Offshore 2010 hatt betydning når det gjelder flerfasetransport over lengre avstander og hydratdannelse. Det siste er

Injection lines



Injection well

en form for «isdannelse», eller utfelling av faste stoffer i gassen. Dette er et problem under dypvannsforhold med lave temperaturer og høyt trykk.

– Det er helt klart at vi har bedre kunnskap om disse forholdene i dag enn før Offshore 2010. Men det er fortsatt mye som gjenstår før vi har kontroll over dem. I tillegg har programmet bidratt med kunnskap om produksjon på store dyp mer generelt, som flerfasemåling og flerfase undervanns prosessering og nedihullsseparasjon. Her er norske miljøer i front, og det er grunnlaget for at vi kunne velge utstyr fra Kongsberg Offshore til Girassol, forklarer Sivertsen.

Sats på SMB!

–Når det gjelder dypvanns produksjonsenheter, er det stort sett bare norske leve-

randører, understreker han. De store er FMC Kongsberg Subsea (tidligere Kongsberg Offshore), ABB Offshore, Aker Maritime og Kværner. Men Sivertsen sier oljeselskapene har mye å hente også hos mindre leverandører.

– Jeg synes det absolutt har vært naturlig og fornuftig å satse på små og mellomstore bedrifter (SMB), slik man har gjort i Offshore 2010-programmet. Det er mye kreativitet og innovasjon i mindre bedrifter, og ofte lettere å dra i gang nye systemer, sier Sivertsen. Han ser heller ikke noen ulykke i om de blir «slukt» av større aktører.

– Vi skal ikke glemme at oppkjøp kan ha sine fordeler for mindre bedrifter som på denne måte kan bli tilført både kapital og bredere kompetanse. Om utenlandske

aktører overtar, er det ikke nødvendigvis slik at virksomheten blir ført ut av landet. Den kan tvert i mot vokse i Norge, sier han.

Øker i Norge?

– Hva avgjør når TotalFinaElf satser i Norge?

– Det viktigste er at vi finner kompetanse og ekspertise, og det er selvfølgelig viktig at vi er til stede og har en operasjon her. Klimaet for samarbeid med andre er som nevnt godt, noe som gjør det lønnsomt å satse på FoU i Norge, sier Sivertsen, som forsikrer at dette er realiteter og ikke uttalelser for å «gjøre seg lekker» for norske myndigheter.

TotalFinaElf Norge brukte 73 millioner i 2000 på FoU, og Sivertsen tror innsatsen kan øke i tiden fremover. (I tillegg kommer ca. 24 millioner finansiert over ikke opererte lisenser.)

– Det er mer å hente i Norge enn andre steder innenfor de teknologiske områdene vi er mest interessert i, sier han.

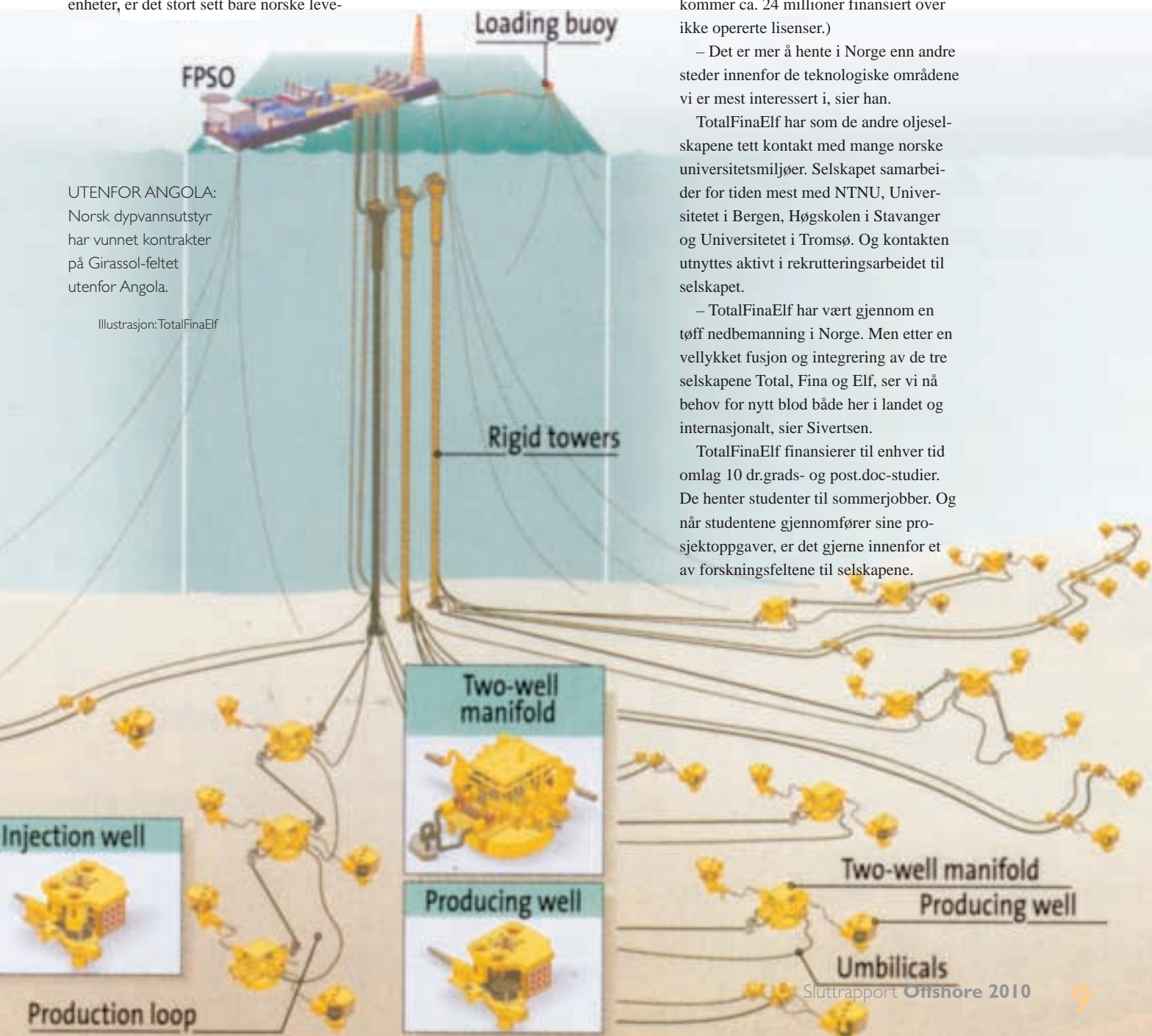
TotalFinaElf har som de andre oljeselskapene tett kontakt med mange norske universitetsmiljøer. Selskapet samarbeider for tiden mest med NTNU, Universitetet i Bergen, Høgskolen i Stavanger og Universitetet i Tromsø. Og kontakten utnyttes aktivt i rekrutteringsarbeidet til selskapet.

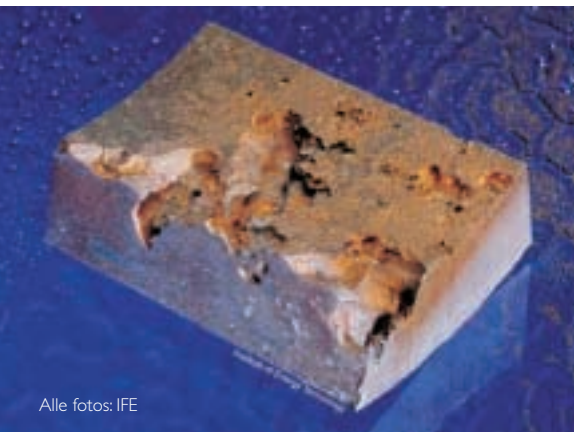
– TotalFinaElf har vært gjennom en tøff nedbemanning i Norge. Men etter den vellykket fusjon og integrering av de tre selskapene Total, Fina og Elf, ser vi nå behov for nytt blod både her i landet og internasjonalt, sier Sivertsen.

TotalFinaElf finansierer til enhver tid omlag 10 dr.grads- og post.doc-studier. De henter studenter til sommerjobber. Og når studentene gjennomfører sine prosjektoppgaver, er det gjerne innenfor et av forskningsfeltene til selskapene.

UTENFOR ANGOLA:
Norsk dypvannsutstyr har vunnet kontrakter på Girassol-feltet utenfor Angola.

Illustrasjon: TotalFinaElf





Alle fotos: IFE

KAN GÅ RASKT: Dette bildet viser et CO₂ korrosjonsangrep. Bildet viser at korrosjonen innvendig i rørledninger kan gå svært raskt dersom den ikke hindres, og angrepet kan trenge gjennom rørveggen på få år.



SVEISESKJØT I: Rørene blir føyet sammen ved sveising. I dette tilfellet har røret og sveisen ikke korrodert, men den varmepåvirkede sonen av rørmaterialet er kraftig angrepet.



SVEISESKJØT II: Ulike forhold kan føre til store forskjeller i korrosjonen. Dette bildet viser et tilfelle hvor sveisen har korrodert bort.

Troll kan temmes, korrosjon må hemmes

Foto: Bjarne Røsjø

De fleste bileiere har hatt det samme problemet som oljeselskapene: Hvis du senker jern eller stål ned i vann, begynner rustangrepene straks. Institutt for energiteknikk (IFE) har gjort en stor innsats for å redusere korrosjonen i rørledninger, og kunnskapene derfra sparer oljeselskapene for mange millioner kroner hvert eneste år.

● AV BJARNE RØSJØ

Rørledningen fra Troll-feltet i Nordsjøen korroderte egentlig svært lite – bare 0,2 millimeter i året – de første månedene etter at den ble tatt i bruk. Men en ørliten korrosjon i en 70 km lang rørledning ble likevel et stort problem, fordi det kom hele 70 kilo oppløst jern frem til prosessanlegget på Kollsnes hver eneste dag. – Dette jernet felte ut i anlegget på Kollsnes, noe som ga uholdbare driftsforstyrrelser og vedlikeholdsproblemer, forteller seniorforsker Egil Gulbrandsen ved IFE.

Troll-rørledningen er ett blant mange eksempler på de store problemene korrosjon i rørledninger kan skape for olje- og gassproduksjonen i Nordsjøen. Oljeselskapene bruker en rekke ulike korrosjonshemmende stoffer for å bekjempe problemet, men kunnskapen rundt bruken av

disse stoffene har til dels vært mangelfull.

Gulbrandsen og kollegaen Jon Kvarekvål avsluttet i 2000 et Offshore 2010-prosjekt som hadde til hensikt å studere hvilke faktorer som er viktigst når det gjelder å påvirke effekten av korrosjonshemmende stoffer som tilsettes i rørledninger. Prosjektet har frembrakt ny kunnskap som blant annet kan føre til sikrere valg av den beste korrosjonshemmeren til hvert enkelt bruksområde.

Problemer i Alaska

– Foranledningen til prosjektet var at oljeselskapet BP hadde problemer med korrosjon i den store rørledningen i Prudhoe Bay i Alaska. BP hadde kjørt tester som viste at den korrosjonshemmeren de brukte var effektiv i laboratoriet, men ute i rørledningen ble korrosjonen mye større –



KORROSJON: IFE-forskerne Jon Kvarekvål (t.v.) og Egil Gulbrandsen har bidratt med ny kunnskap om hvordan korrosjon i olje- og gassrørledninger kan hemmes.

uansett hvor mye hemmer som ble brukt. Dette førte til at BP henvendte seg til oss for å diskutere hvordan problemet kunne løses, forteller Gulbrandsen.

Rørledningen i Prudhoe Bay er en såkalt flerfaseledning, hvor en blanding av olje, vann, naturgass, karbondioksid (CO₂) og sand/kalkstein blir transportert sammen. I de fleste flerfaseledninger dannes det propper eller slugger av væske, omtrent som i gjærlåsen på en vinballong. Bak sluggen bygges det opp et stort gass-trykk, som i dette tilfellet førte til at sluggene raste gjennom rørledningen med store hastigheter. – Det var nærliggende å tro at disse kjempeproppene rev de korrosjonshemmende stoffene løs fra rørveg-

gen, men da vi kjørte innledende forsøk kunne vi ikke se spor etter en slik effekt. Derfor begynte vi å lete etter andre forklaringer, sier Gulbrandsen.

Forskningsrådet bevilget 1,5 millioner kroner til prosjektet, og det utløste raskt nye 4,8 millioner fra sju oljeselskaper samt en internasjonalt ledende stålleverandør og en produsent av korrosjonshemmere. IFEs resultater i prosjektet har styrket instituttets stilling som verdensledende når det gjelder forskning på korrosjon i rørledninger.

Rustfritt stål er for dyrt

– Oljeselskapene kan teoretisk sett bruke rørledninger i rustfritt stål, men det vil bli

ca tre ganger dyrere enn rørledninger i lavkarbonstål. Rustfritt stål inneholder blant annet krom og nikkel, og det finnes trolig ikke nok produksjonskapasitet for rustfritt stål i verden til å produsere en rørledning til det omdiskuterte Snøhvitfeltet i Barentshavet. En rørledning fra

Kort om prosjektet

- Egil Gulbrandsen har vært leder for Offshore 2010-prosjektet «Critical Parameters Influencing Inhibitor Performance in Multiphase Flow»
- Budsjett: 1,5 mill. fra Forskningsrådet, 4,8 mill. fra industrien
- Kontraktspartner: Institutt for energiteknikk (IFE):



Snøhvit til kysten av Finnmark vil bli ca 15 mil lang og ha en diameter på ca én meter, forteller Gulbrandsen.

Jon Kvarekvål forteller at IFE hadde to hovedmål med prosjektet. – Det ene var å bestemme hvilke faktorer som er kritiske når det gjelder effekten av korrosjonshemmende stoffer, og det andre målet var å utvikle testmetoder som kan hjelpe oljeselskapene med å foreta et sikrere valg av korrosjonshemmer til hver enkelt rørledning, sier han.

– Gjennom prosjektet har vi påvist at innholdet av faste partikler i den transporterte massen er viktig, og dette er et helt nytt funn. Det er nemlig slik at olje/gass/vann-blandingene også inneholder en del faste partikler av stoffer som sand, leire og kalkstein. Disse faste stoffene kan ofte være finfordelt, noe som betyr at de har stor overflate. Vi har funnet at de korrosjonshemmende stoffene binder seg i stor grad til disse overflatene, og dermed blir effekten av dem redusert på overflaten av rørledningen, utfyller Gulbrandsen.

Miljøaspektet

IFE-prosjektet har også dokumentert at korrosjonshemmerne blir mindre aktive hvis det dannes en emulsjon av olje og vann i rørledningen. Denne emulsjonen har en stor overflate mellom olje- og vannfasene, og overflaten virker tiltrekende på de hemmende stoffene. Korrosjonshemmende stoffer minner for øvrig på mange måter om lange såpemolekyler, som er vannløselige i den ene enden og oljeløselige i den andre.

– De nye kunnskapene gjør at oljesel-

skapene med større sikkerhet kan velge den beste kombinasjonen av karbonstål og korrosjonshemmer, ut fra de kritiske faktorene som finnes i hver enkelt brønn. Denne kunnskapen har også et miljøaspekt, fordi et riktig valg vil bety lavere forbruk og utslipp av korrosjonshemmende stoffer, sier Gulbrandsen.

Også stålprodusentene kan ha nytte av IFE-resultatene, fordi forskerne har sett at korrosjonen kan reduseres betraktelig ved å tilsette små mengder hjelpstoffer. Men det er en annen historie, utenfor rammen av Offshore 2010-programmet. Rørledninger representerer i parentes bemerket en betydelig del av de totale kostnadene ved en feltutbygging i Nordsjøen. På Åsgard-feltet kostet rørledningene til sammen ca sju milliarder kroner, mens den totale utbyggingen kom på ca. 60 milliarder.

Lut løste problemene

Problemene med utfelling av jern på Kollsnes-anlegget ble løst av IFE, men utenfor rammen av Offshore 2010-programmet. – Oljeselskapet Elf hadde en idé om å tilsette organiske baser som kunne øke pH-verdien i brønnstrømmen. Men de basene var miljøfiendtlige, så vi gjorde isteden forsøk med andre stoffer.

Til slutt konstaterte vi at vanlig lut var godt egnet, og det viste seg snart at luten reduserte korrosjonen med 90-95 prosent. Statoil har sagt at de sparte flere hundre millioner kroner ved at problemet ble løst på den måten, forteller Gulbrandsen. Dermed unngikk de nemlig en kostbar ombygging av hele anlegget.

Det opprinnelige Offshore 2010-prosjektet ble avsluttet i 2000, men i 2001 ble prosjektet forlenget med 100 prosent industrifinansiering. Norsk Hydro, Statoil, samt tre av verdens største kjemikalieleverandører og fem internasjonale oljeselskaper har spleiset på et stort prosjekt som skal utvikle enda mer kunnskap om sikrere valg av korrosjonshemmende stoffer. Prosjektet har gjort IFE til den første norske forskningsinstitusjonen som har fått oppdrag fra Saudi-Arabia, i og med at oljeselskapet Saudi Aramco er en av deltakerne.

– Det opprinnelige prosjektet ville neppe kommet i gang uten Forskningsrådets bevilgning, og ga så gode resultater at industrien har valgt å fortsette et egenfinansiert prosjekt. Dette er på mange måter et skoleeksempel på hvordan Forskningsrådets penger bør brukes, sier Gulbrandsen.

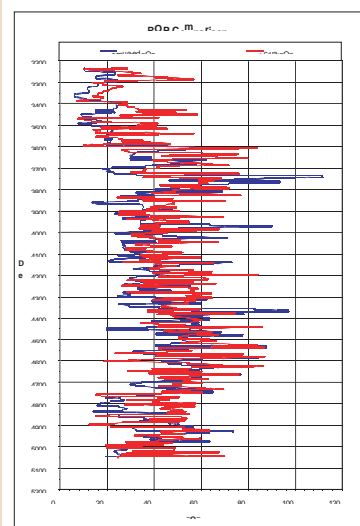


70 ÅRS LEVETID: Egil Gulbrandsen og Jon Kvarekvål inspisierer et stykke av Troll-rørledningen, som er konstruert med 36 tommer diameter for 70 års levetid. Korrosjonshastigheten var beregnet til 0,2 mm i året, men forskerne har bidratt til å redusere den med ca 90 prosent.

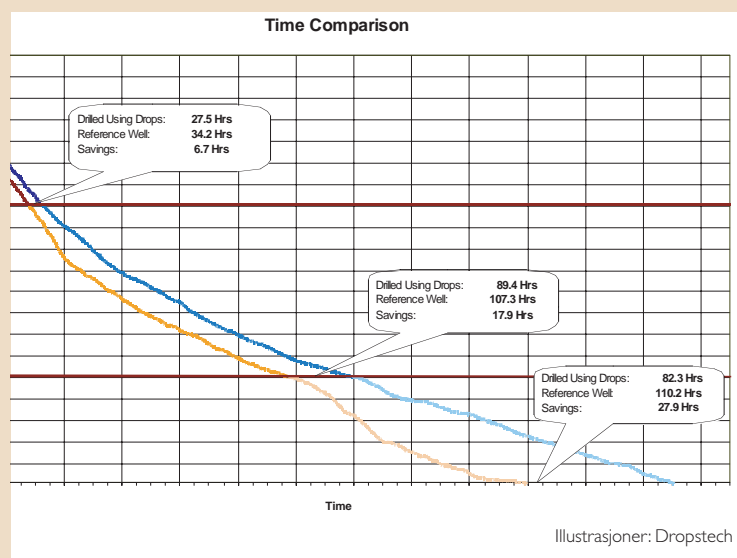
Foto: Bjarne Røsjø

Simulert boring sparer store summer

Når oljeselskapene borer etter olje eller gass, koster operasjonen ofte nærmere tusen kroner i minuttet. Bedriften Drops Technology A/S har utviklet en simulator som gjør det mulig å foreta hundrevis av digitale prøveboringer på forhånd, slik at datamaskinen kan finne frem til den beste boremetoden i virkeligheten.



SIMULERING SPARER TID: Digital «prøveboring» ved hjelp av Drops Technologys boresimulator kan typisk redusere den virkelige boretiden med 15 til 25 prosent.



Illustrasjoner: Dropstech

STIFINNERE: DDS-simulatorene bruker dataene fra én eller flere brønner til å simulere den neste brønnen som skal bores i nærheten, slik at operatørene kan finne den beste veien gjennom de ulike bergartene. Figuren viser en sammenlikning mellom simulert gjennomtrengingshastighet (ROP – Rate of penetration) og den virkelige hastigheten.

– Forsøkene våre tyder på at simuleringsmodellen kan bidra til at de tidsbaserte borekostnadene reduseres med mellom 15 og 25 prosent, sier daglig leder Runar Nygård i Drops Technology.

Boresimulatorene DDS (Drops Drilling Simulator) tar utgangspunkt i data som blir samlet inn under boring av den første brønnen i et område. DDS-simulatorene kan også bruke data fra seismiske undersøkelser i det aktuelle området.

– Noen bergarter er som tre å bore i, mens andre er som betong. Simulatorene bruker dataene fra én eller flere brønner til å simulere den neste brønnen som skal bores i nærheten, slik at operatørene kan finne den beste veien gjennom de ulike bergartene. Simulatorene gjør det også mulig å prøve seg frem med forskjellige borekroner, forskjellige hastigheter, osv. Dermed blir det mulig å prøvebore flere hundre ganger i datamaskinen, før den virkelige boringen skjer, sier Nygård.

Grunnlegger Geir Hareland begynte å jobbe med simulerte boringer omkring 1985, da han var tilknyttet Amocos forskningssenter i Oklahoma, USA. Amoco avviklet forskningsprosjektet noen år

senere, under en konjunkturedgang, og i 1991 forlot Hareland konsernet for å bli professor ved New Mexico Institute of Mining and Technology. Konsulentselskapet Drops Offshore as ble etablert i 1997 for å utvikle prosjektet videre, og i 1999 gikk Forskningsrådet inn med støtte midler. Ved årsskiftet 2000/2001 flyttet Hareland til Norge for å ta seg av det voksende selskapet.

Ifølge planene skal kundene kunne få lisens til å kjøre simulatorene selv i løpet av 2001. Kundene kan nå kjøpe lisens av programmet, og de første kundene har allerede startet å benytte dette. – Ved hjelp av støtten fra Forskningsrådet har selskapet ferdigutviklet simulatorene for salg, og denne støtten var svært viktig for å komme frem til et ferdig produkt, sier Hareland.

Kort om prosjektet

- Geir Hareland har vært leder for Offshore 2010-prosjektet «Development of the Drilling Optimization Simulator (DDS) and a totally integrated drilling optimization system».
- Budsjett: 3,7 mill. fra Forskningsrådet, 12,2 mill. totalt
- Kontraktspartner: Drops Technology As, 1326 Lysaker.

Nye utfordringer krever nytt fagområde

Når olje og gass skal utvinnes fra stadig større havdyp, og transporteres i rør over stadig lengre avstander, oppstår det nye tekniske utfordringer. ABB, Norsk Hydro og NTNU har tatt konsekvensen av dette, og er i ferd med å utvikle et nytt fagområde med kunnskap som kan løse utfordringene.

● Av BJARNE RØSJØ

— **M**yndighetenes krav om mindre utslipp av drivhusgasser, samt oljeindustriens orientering mot produksjon på stadig større havdyp og fra mindre og vanskeligere reservoarer, krever nye typer produksjonsanlegg og bedre transportmetoder, forteller produsent Morten Dalsmo i ABB AS, Divisjon Prosessindustri. Han har gått løs på de nye utfordringene i et bredt samarbeid med Norsk Hydro og hele fem institutter ved NTNU. Samarbeidspartnerne er i full gang med å utvikle et nytt fagområde: Petronics.

– Petronics er et nytt og tverrfaglig fagområde i Norge og faktisk også i global sammenheng. Gjennom prosjektet vårt prøver vi å skape nye faglige koblinger, som er helt nødvendige for å kunne løse de problemene vi står overfor når olje og gass skal produseres på store havdyp. Petronics går ut på å koble sammen kunnskap fra de eksisterende fagområdene petroleumsteknologi, flerfaseteknologi, reguleringsteknikk og systemteknikk, sier Dalsmo.

Ledelsen i det multinasjonale ABB-konsernet satser sterkt på olje og gass, fordi de vurderer bransjen som fremtids-

rettet. I Norge har Divisjon Prosessindustri i ABB AS fått et globalt konsernansvar for å utvikle skreddersydde løsninger for automasjon og optimal drift av olje- og gassteknologi.

– De involverte fagmiljøene i Norge er veldig viktige for ABB i denne satsingen, fordi miljøene har en unik kompetanse på dette området, forteller Dalsmo.

Fagpionerer

Morten Dalsmo forteller at hans gruppe er de første til å ta i bruk petronics som betegnelse på et nytt fagområde. – ABB er i denne sammenhengen en leverandør av automatiseringsløsninger. Norsk

Hydro er «problemeieren» i den forstand at de skal utvinne olje og gass, og NTNU representerer fagkunnskapen, sier han.

Petronics retter seg blant annet inn mot flerfasetransport, som er et av de store problemene i petroleumsbransjen. Begrepet «flerfasetransport» henspiller på at de volumene som skal transporteres gjennom rørledningene, fra reservoarene under havbunnen til produksjonsanleggene på overflaten, kan være i flere såkalte fysiske faser: Oljen er i flytende fase, mens gassen naturlig nok er i gassfase. I tillegg kommer det som regel mye saltvann inn i rørene, samt sand og andre faste stoffer. Det er svært utfordrende å transportere en blanding av sand, vann, olje og gass gjennom rørledninger som kan være mange kilometer lange. Et eksempel på et problem som kan oppstå er såkalt slugging.

– Slugging er betegnelse på en tilstand der det bygger seg opp pluggen (eller slugger) med væske i en rørledning, på en slik måte at gassen bak sluggen ikke kommer forbi. Dette fører til at det bygger seg opp et stort trykk i gassen bak væskepluggen, og til slutt blir trykket så stort at væskepluggen «skytes ut» av rørledning-

Kort om prosjektet

- Morten Dalsmo er leder for Offshore 2010-prosjektet «Produksjonsoptimalisering og automatisk styring av brønner og rørledninger» som har fått navnet PETRONICS
- Budsjett: 9 mill. kr fra Forskningsrådet, 52,5 mill. kr til sammen
- Prosjektperiode: 01.06.2000 –

de



UTVIKLER NYTT FAGOMRÅDE: – Petronics går ut på å koble sammen kunnskap fra de eksisterende fagområdene petroleums-teknologi, flerfaseteknologi, reguleringsteknikk og systemteknikk, sier Morten Dalsmo. (Foto: Bjarne Røsjø)

en med stor hastighet. Dette gjentar seg ofte periodisk, og fører til en veldig ujevn og støtvis produksjon av både olje og gass. Dette skaper store problemer for separatorer og kompressorer i prosessanlegget, forklarer Dalsmo.

Mer miljøvennlig produksjon

Flerfasetransport har alltid vært et problem i Nordsjøen, men problemene blir større når utvinningen skjer på store havdyp langt fra land. – ABB så på et tidlig tidspunkt at vi måtte bringe sammen eksperter med forskjellig bakgrunn for å løse de nye problemene, og vi tok derfor initiativ til å sette sammen et større prosjekt rettet mot Norsk Hydro, som er en av våre største kunder. En ustabil produksjon av olje og gass fra rørledninger fører blant annet til unødig store utslipp av CO₂, men vi er i ferd med å utvikle ny teknologi som kan redusere disse utslippene. Samtidig får vi mer olje og gass ut fra reservoarene, dvs at vi øker utvinningsgraden, og i tillegg kan anleggene kjøres på en sikrere måte. Risikoen for

ulykker eller driftsstans reduseres når produksjonen skjer jevnt, uten voldsomme utblåsing av gass med ujevne mellomrom, forteller Dalsmo.

Petronics vil også bruke erfaring fra innføring av mer avanserte reguleringsløsninger i den landbaserte prosessindustrien. – Prosessindustrien på land har brukt automatisering med stor suksess i mange år, mens olje- og gassproduksjonen i Nordsjøen i stor grad har foregått ved hjelp av mye manuell styring av sentrale funksjoner. Det kommer til å endre seg i fremtiden, sier Dalsmo.

Mange tunge navn

Da ABB begynte å jobbe aktivt med problemstillingen, viste det seg snart at den tradisjonelle instituttstrukturen ved universitetene ikke støttet godt opp om mulighetene for å koble petroleumsteknologi, strømningsteknikk, reguleringsteknikk og systemteknikk. – Men vi fikk på et tidlig tidspunkt god kontakt med professor Bjarne Foss ved NTNUs Institutt for teknisk kybernetikk, og professor

Michael Golan ved Institutt for petroleumsteknologi. Begge to er svært fremsynte personer, og så straks hva vi var ute etter. Vi fikk også tidlig kontakt med professor Sigurd Skogestad ved Institutt for kjemisk prosesseteknologi, og litt senere kom også professor Tor Ytrehus ved Institutt for mekanikk, termo- og fluiddynamikk i prosjektet. Da vi også fikk med oss professor Ole Jørgen Nydal ved Institutt for klima- og kuldeteknikk, hadde vi rikelig med kompetanse. Alle sammen har internasjonale navn innen sine områder, og jeg tror det hadde vært vanskelig å få til et så bredt samarbeid på et slikt høyt nivå ved de fleste andre læresteder, sier Dalsmo, som selv er tidligere NTNU-student og har en dr.ing.grad fra Institutt for teknisk kybernetikk.

Norsk Hydro tente på ideen bak «petronics» og gikk sammen med ABB og NTNU for å søke om midler gjennom Offshore 2010. Kontaktpersonen for Hydro ble dr. Arne Valle, som har lang og bred bakgrunn innen flerfasetransport.

Da fagekspertisen var på plass kunne

man innlede jakten på gode kandidater til et dr.ing-studium, som er en viktig del av prosjektet. – Vi fikk veldig mange gode søknader, og plukket ut seks veldig dyktige kandidater, forteller Dalsmo.

Nye produkter underveis

I petronics vil en se på flere problemstillinger knyttet til optimalisering av oljeproduksjon og automatisk regulering av brønner og rørledninger. Ustabil produksjon på grunn av væskeslugger er en av disse problemstillingene.

– Det går an å fjerne denne sluggingen ved aktiv regulering av en ventil på utløpet av rørledningen, men i dag justeres denne ventilen i stor grad manuelt av en operatør. ABB AS har utviklet et produkt som styrer denne ventilen automatisk ved hjelp av datastyring og feedback, og med denne løsningen blir produksjonen stabil samtidig som den øker. Nylig ble det estimert en økning på 10 prosent i oljeproduksjonen etter installasjon av ABBs teknologi på rørledningen mellom Tor og Ekofisk, sier Dalsmo.

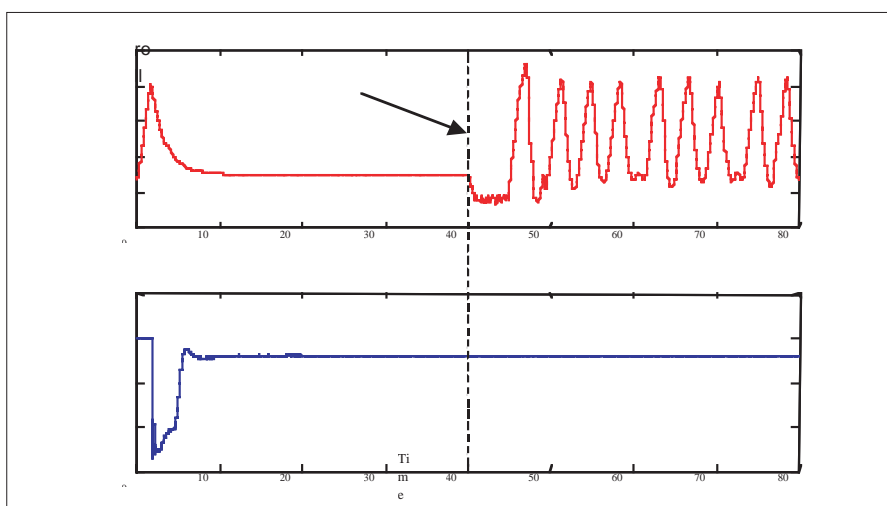
Målsetningen nå er å videreutvikle teknologien, samt å utvikle helt ny teknologi. Deltakerne i prosjektet er i ferd med å gå løs på nye utfordringer knyttet til større havdyp og lengre avstander. – Vi ser at vi vil kunne øke produksjonen på en veldig miljøvennlig måte, og er nå i ferd med å



Foto: ABB

DEMONSTRASJONSANLEGG: Gjennom petronics-prosjektet har ABB utviklet en styringsenhet som kan redusere slugging og stabilisere produksjonen i en rørledning, ved å datastyre en ventil på utløpet av rørledningen.

påvise de flaskehalsene hvor det er mest å hente. I oljebransjen trenger det ikke være mange prosent økning før det er snakk om store penger! påpeker Dalsmo.



Illustrasjon: ABB

RESULTATER: Eksempel på rørledning med og uten ABBs aktive regulering. Mens ventilen reguleres aktivt de første 40 timene, settes den etter 40 timer i en fast posisjon. Dette fører til at sluggingen i rørledningen begynner igjen.

Olje må isoleres for å holde på varmen

Oljen som kommer opp fra borehullene i Nordsjøen holder som regel 100-130 °C, og lar seg transportere noenlunde lett gjennom rørledningene til produksjonsplattformen. Men hvis oljen blir nedkjølt for mye, kan det oppstå store problemer. Thermotite A/S løser problemene ved å utvikle plastbaserte isolasjonsmaterialer som skal klare kundenes krav også etter 20 år på havbunnen.



– Årsaken til at rør som skal transportere brønnstrømmer med olje og gass trenger isolering når de ligger på havbunnen, er at brønnstrømmene etter hvert vil bli nedkjølt av det kalde sjøvannet. Varmetapet er ikke noe problem så lenge transporten pågår, men ved produksjonsstans kan brønnstrømmen bli stående stille i røret over lengre perioder. Da skjer det samme som i en bilmotor om vinteren: Den kalde oljen blir tykkere og vanskeligere å flytte på, forteller FoU-ingeniør Grethe Hartviksen ved Thermotite A/S.

Den vanligste oljetemperaturen i Nordsjøen er mellom 100 og 130 °C, men på Åsgard-feltet har temperaturen vært helt oppe i 140 °C. Det sier seg selv at oljen forandrer egenskaper når den avkjøles ned mot havbunnstemperaturen på ca 4 °C.

– Det største problemet er at det dannes voks eller hydrater inne i rørene, slik at de tettes. Dette kan være veldig risikabelt når produksjonen settes i gang igjen, fordi proppene kan skape voldsomme utblåsninger hvis de løsner, forklarer Hartviksen. Et hydrat er en forbindelse mellom gass og vann, og har konsistens som minner om isklumper/kram snø.

Internasjonale muligheter

Thermotite AS har ca 75 ansatte, og er en av et fåtall bedrifter i verden som produ-

ISOLASJON: Thermotite A/S mottar ferdige rør fra rørprodusentene, og legger på flere lag med isolasjon i et spesialutviklet plastmateriale. Isolasjonen skal ha 20 års levetid..

serer termisk isolerte rørledninger for bruk på havbunnen. Hovedmarkedet har vært felter i Nordsjøen, men rørledninger har også vært levert til Mexicogolfen og Vest-Afrika. Kombinasjonen større havdyp, flere undervannsbrønner og lengre rørledninger medfører et stort behov for termisk isolering.

– Tidligere har oljeselskapene injisert metanol i oljen for å hindre hydrater og voksdannelse, men nå går oljeselskapene mer og mer over til å bruke isolasjon, forteller Hartviksen. Thermotite ser også på direkte oppvarming som en løsning.

Skal isolere i 20 år

Plastmaterialet som brukes til isolasjon siger over tid, spesielt ved store havdyp og høye temperaturer. Dette reduserer isolasjonsevnen, og det er derfor viktig å sikre brønnstrømstransporten over store avstander ved å designe et isolasjonsbelegg som isolerer godt i 20 år.

– Den ene hovedmålsetningen ved forskningsprosjektet har gått ut på å kartlegge plastisolasjonens materialegenskaper, samt å modellere og utvikle en metodikk for å simulere materialets oppførsel under varierende forhold på havbunnen over tid. Den andre hovedmålsetningen

gikk ut på å redusere faren for skader på plastmaterialet når de ferdige rørene kveiles opp på store tromler, med en typisk diameter på 11-16,5 meter. Underveis i prosjektet så vi at faren for skader var minimal ved optimale materialegenskaper, og derfor har vi lagt mer vekt på optimalisering av selve produksjonsprosessen, forteller Hartviksen.

Kort om prosjektet

- n Grethe Hartviksen er prosjektleder for Offshore 2010-prosjektet «Termisk isolerte undervannsrør for sikring av brønnstrømstransport over store avstander»
- n Budsjett: 2,85 mill. fra Forskningsrådet, 10,2 mill. totalt
- n Kontraktspartner: Thermotite A/S, 7301 Orkanger
- n Samarbeidspartner:

Datamaskiner og annet utstyr med halvledere er lite egnet til å plasseres på store havdyp, fordi de viktigste komponentene er lagd av silisium. Dette glass-liknende materialet blir rett og slett knust hvis trykket blir for stort, men nå har pionerbedriften Magtech AS utviklet et alternativ med potensial til å bli et nytt norsk industrieventyr.

● AV BJARNE RØSJØ

PÅ HAVETS BUNN

ny teknologi

der databrikkene kommer til kort

Den silisiumbaserte datateknologien har forandret verden på utallige vis – men det er bare på overflaten. Det går ikke an å bruke datamaskiner eller annet utstyr med halvleder-teknologi på havets bunn uten å kapsle det inn i trykkbeholdere, og trykkbeholderne blir fort så store at de veier 60 tonn mer enn det utstyret som skal beskyttes. – Derfor har vi tenkt i helt andre baner, forteller adm. dir. Espen Haugs i Magtech AS. Bedriften er i ferd med å utvikle en magnetisk frekvensomformer, og utviklingsarbeidet viser tydelig de enorme teknologiske utfordringene petroleumsbransjen står overfor når det blir snakk om utvinning på 3-4000 meters dyp i Nordsjøen.

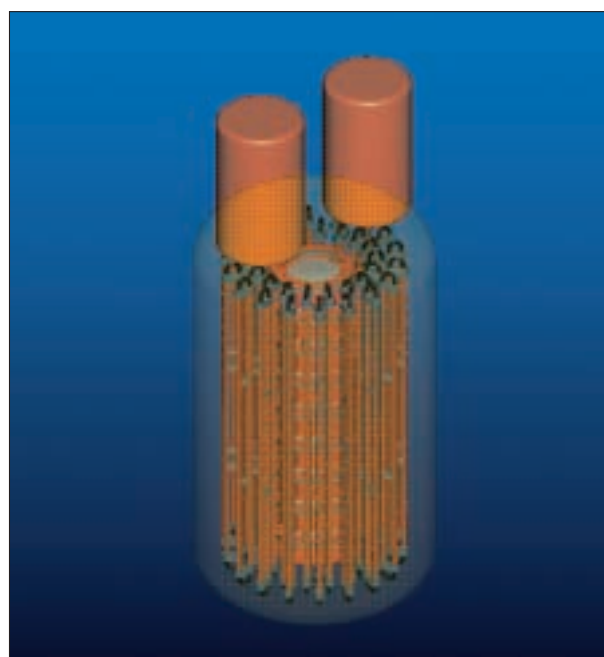
– Dette startet egentlig med en forespørsel om å bygge en frekvensomformer, dvs en innretning som kan omforme en elektrisk spenning med fast frekvens til

en spenning med variabel frekvens. Utgangspunktet er at oljeselskapene vil utvinne olje og gass fra stadig større havdyp i Nordsjøen, og da vil de bli nødt til å plassere kraftige elektromotorer med en typisk ytelse på to-tre megawatt (1 MW = 1 million watt) på havbunnen. Motorene kan for eksempel brukes i pumper som skal regulere trykket i olje- og gassreservoarene i undergrunnen, forteller Haugs.

Vedlikeholdsfrie giganter

Oljeselskapene ønsker fortrinnsvis å bruke motorer med en levetid på 20-30 år, fordi det er svært kostbart å skifte motorer på 3000 meters dyp. Det betyr at den vanlige typen elektromotorer mange lærte om i fysikktimen på ungdomsskolen, med et roterende anker som får strøm gjennom slepende kullbørster, er ubrukelig. Børstene må nemlig skiftes med jevne

Illustrasjon: Magtech



PÅ HAVETS BUNN: Vanlig datateknologi med halvledere tåler ikke trykket på havbunnen. Magtechs frekvensomformer kan stå på 3000 meters dyp og styre motorhastigheten på pumper med effekter på to-tre millioner watt.



OMFORMER UTEN HALVLEDERE: Espen Haugs (t.v.) og Frank Strand tester en frekvensomformer uten halvledere, som kan brukes der datateknologi kommer til kort på havets bunn. Demonstrasjonsanlegget brukes her til å styre lysstyrken fra halogenlampene.

mellomrom, og en service på bunnen av Nordsjøen bør unngås så langt som mulig.

Havbunns motorene må isteden være såkalte vekselstrøms induksjonsmotorer, hvor overføringen mellom stator og rotor skjer ved hjelp av et magnetfelt. – På disse motorene styres rotasjonshastigheten av frekvensen på strømtilførselen. Hvis du gir motoren en vekselstrøm med en frekvens på 50 Hz, dvs. at strømmen skif-

ter retning 50 ganger i sekundet, vil motoren også rotere 50 ganger i sekundet. Enkelt og greit, sier Haugs.

Men hvis pumpene skal brukes til å regulere et trykk, må motorhastigheten nødvendigvis kunne varieres. Og nå er det plutselig ikke enkelt og greit lenger.

– På landjorden kan vi variere motorhastigheten ved å bygge en såkalt svitsj med halvledere som kan skrues av og på i

stor hastighet. Men halvledere inneholder silisium og har en stor ulempe: De er produsert under én atmosfæres trykk, og tåler bare én atmosfæres trykk. På 3000 meters dyp kan halvledere bare brukes hvis de monteres inn i en kapsel med én atmosfæres indre trykk. En typisk subsea-pumpe trenger gjerne en frekvensomformer som veier 18 tonn på landjorden -- men på 3000 meters dyp trenger omformeren en

innkapsling med 11 centimeter tykke stålvegger. Dermed får vi en enhet som veier opp til 92 tonn, avhengig av aktuell havdybde! sier Haugs.

Fra termos til vill idé

Ifølge Haugs er det fullt mulig å bygge slike frekvensomformere, og det er også mulig å bygge kraner som kan håndtere de enorme enhetene. – Det er egentlig et større problem å bli kvitt varmen som genereres inne i omformeren. Det blir fort snakk om en kontinuerlig overskuddsvarme på 100 kW, som må ledes ut i sjøvanet. Men en luftfylt omformer med 11 cm tykke stålvegger er i prinsippet en gigantisk termos, og den blir ikke nedkjølt uten videre. I stedet må den utstyres med kompliserte kjølesystemer som frakter overskuddsvarmen ut. Det er ennå ingen som har klart å bygge en omformer som virker fullt ut tilfredsstillende, hevder Haugs.

Espen Haugs og medgründeren sivilingeniør Frank Strand lanserte isteden en

idé som til å begynne med virket nokså vill. - Ideen gikk ut på å bygge en frekvensomformer uten å bruke kraft-halvledere. Da kunne vi nemlig slippe hele innkapslingen, og vi kunne slippe hele kjøleproblematikken. Det var ganske morsomt å gå rundt og si «La oss se om vi kan omforme elektrisk energi uten å bruke halvledere!», sier Haugs, og rister muntert på hodet.

Haugs og Strand har hele tiden jobbet tett sammen med professor Lars Othar Svaasand, som er en av Norges fremste guruer innen fysikalsk elektronikk. Han har blant annet undervist i faget ved NTH/NTNU i ca. 30 år, og det finnes neppe en norsk elektroingeniør som ikke kan takke Svaasand for store deler av kunnskapene.

Med på notene

Da Haugs begynte å diskutere prosjektideen med FMC Kongsberg Subsea, spurte han om de egentlig var interessert i en tradisjonell frekvensomformer som kunne stå på havets bunn. - Det kunne nemlig mange andre gjøre bedre enn oss. Men hvis de isteden ville snakke om en enhet med en levetid på 20-30 år som kunne tåle høye trykk, og som

Spinoff med store muligheter

Magtechs teknologi har spinoff-muligheter som er større enn det opprinnelige bruksområdet. I løpet av utviklingsarbeidet ble gründerne klar over at den patenterte magnetiske teknologien kan brukes til dynamisk regulering av den såkalte reaktive effekten, som utgjør en stor del av tapet i all elektrisk energi-overføring.

– Svitsjen vår kan fungere som en transformator hvor utgående frekvens og spenning reguleres fortløpende, uten bruk av mekanisk virkende komponenter. Dermed har vi fått en ny teknologi for omforming av elektrisk energi, forteller Haugs.

Den reaktive effekten innebærer kort fortalt at bruken av elektrisk strøm forstyrrer overføringen gjennom ledningsnett, og det medfører blant annet at nettet må overdimensjoneres. De økonomiske tapene pga reaktiv effekt beløper seg antakelig til flere milliarder kroner i året.

Kort om prosjektet

- n Espen Haugs leder Offshore 2010-prosjektet «Utvikling av magnetisk frekvensomformer for styring av store subsea pumper på havdyp ned mot 4000 meter».
- n Prosjektkostnader: 5,9 mill. fra Forskningsrådet, 17,8 mill. totalt
- n Kontraktspartnere: Narvik Technology A/S, Magtech A/S

Foto: Bjørne Røsjø



VOKSENDE
BEDRIFT: Magtech
as er i ferd med å
vokse til en bedrift
med ti ansatte i
Moss og Narvik.
Espen Haugs og
Frank Strand inspi-
rerer de nye pro-
duksjonslokalene
som skal innredes
på Moss Verft.



SPENNENDE SPINOFF: Magtechs teknologi kan også brukes til å kompensere den såkalte reaktive effekten dynamisk. Denne anvendelsen har større potensial enn det opprinnelige bruksområdet. (Foto: Bjarne Røsjø)

– Vi har utviklet en teknologi som kan brukes til å dynamisk kompensere den reaktive effekten og filtrere overharmo-

niske komponenter. Jeg tror det er realistisk å ha en prototyp ferdig rundt første kvartal 2002, sier Haugs.

skulle rotere motoren bra nok for en pumpeapplikasjon, kunne vi hjelpe dem. Det var jo ikke snakk om en robot som skulle styre med ekstrem posisjon, men en pumpe med masse muskler. Det spiller egentlig liten rolle om en slik motor, som i parentes bemerket måler ca 2 ganger 4 meter, roterer 58 eller 63 ganger i sekundet, sier Haugs.

FMC ble med på notene, og i 1998 startet et Offshore 2010-prosjekt som gikk ut på å bygge et fullskala demonstrasjonsanlegg på 2,5 megawatt. – Jeg bør kanskje nevne at det er meget vanskelig å styre en motor på havbunnen med en frekvensomformer som står ved overflaten. De fysiske lovene krever at omformeren plasseres så nær motoren som mulig, understreker Haugs.

Gammel teknologi blir ny igjen

Demonstrasjonsanlegget bygger på elementer fra transduktorteknologien, som ifølge Haugs har vært sett på som «gammeldags og usexy». – Transduktorteknikken var så umoderne at den siste lærebo-

ken visstnok ble skrevet i 1957, men nå er den gull verdt igjen. Det handler om å styre energi ved å forandre et magnetfelt, forklarer Haugs.

Det er antakelig nødvendig å ha studert elektroteknikk for å forstå prinsippene, men Espen Haugs og Frank Strand har uomtvistelig klart å bygge en magnetisk ventilsvitsj uten halvledere, med kjerne av jern, viklinger av kobber, og et organisk materiale som isolasjon. Svitsjen kan mates med opptil 33.000 volt, og omformer energien til en vekselspanning med variabel frekvens. Innretningen er fylt av olje som holder samme trykk som havvannet utenfor, og dermed er kjøleproblemene løst. Den sentrale enheten er patentbeskyttet, og er så lovende at profesjonelle investorer har gjort det mulig å etablere utviklingsbedriften Magtech AS med ti ansatte i Moss og Narvik.

– Det hele begynte som et prosjekt i regi av Narvik Technology AS, som i sin tid ble etablert av Narvik kommune for å bevare kompetansen som var blitt bygd opp gjennom Kongsberg Våbenfabrikk.

Fakta om Magtech AS

- n Bedriftens visjon: Gjennomføre dramatiske endringer innen elektrisk kraftkonvertering og tilhørende teknologi.
- n Satsingsområde: Patentert teknologi for dynamisk kontroll av elektrisk kraft gjennom manipulering av magnetisk fluks.
- n Største aksjonærer: Glastad Capital, Jan-Otto Ringdal, Narvik Technology AS, gründerne, nøkkelpersoner
- n Internett: www.magtech.no

Vi har nådd målene som ble satt i prosjektet, og tar sikte på å levere kommersielle omformere om to-tre år. Det ville aldri blitt noe av dette prosjektet uten Forskningsrådets støtte. De ga oss muligheten til å bygge de enhetene som var nødvendige for å demonstrere teknologien, sier Haugs til slutt.

Ny fler

Med avansert horisontal- og grenboring lages det stadig mer sinnrike ledningsnett i Nordsjø-grunnen og andre steder for å få mer olje og gass ut fra reservoarene. Nå utvikler bergensfirmaet Roxar Flow Measurement og britiske Expro North Sea en flerfasemåler som kan plasseres langt ned i borehullene og gjøre det lettere å styre de kompliserte oljestrømmene.

● AV HÅVARD SIMONSEN

— **M**åleren har vært gjennom en vellykket test hos Christian Michelsen Research her i Bergen og skal til ny test hos Shell i Haag senere i høst. Men allerede nå kan vi slå fast at sensor og elektronikk fungerer som forventet, forteller Eivind Dykesteen, som har ansvar for utvikling og kommersialisering av ny teknologi hos Roxar Flow Measurement (RFM).

En flerfase strømningsmåler kan måle hvor mye olje, gass og vann som strømmer gjennom produksjonsrøret. Dette er viktig informasjon for oljeselskapene både for å kunne drive brønnene mest mulig effektivt, og også for å fordele produksjon, inntekter og utgifter på feltene. Denne måleteknologien har sitt utspring fra Christian Michelsens Institutt (CMI), og de første kommersielle flerfasemålerne kom i drift på midten av 90-tallet. Fra den spede begynnelsen med 4-5 målere i året, har RFM levert bortimot 100 målere første halvår 2001.

– Dette er et voksende marked, og 70-80 prosent av målerne selges nå utenfor Nordsjøen, sier Dykesteen.

Rimeligere

– Flerfase strømningsmålere erstatter



KOMBINASJON: Ved å kombinere teknologi fra Roxars topside flerfasemåler (over) og Expros Aquaphase-måler (t.h.) har man laget en ny flerfase strømningsmåler for borehull på store dyp.

separatorer ved brønntesting. Flerfasemålerne er mye mer kompakte og kan benyttes til hyppigere målinger. Derfor blir de også rimeligere i drift. En typisk brønntest tar omlag en dag med konvensjonelle separatorer, mens en flerfasemåler gir umiddelbare resultater, forklarer Dykesteen.

I dag brukes flerfase strømningsmålere på plattformer og andre tilgjengelige steder. Hittil har det ikke vært utviklet målere som kan koples til produksjonsrøret nede i borehullene.

– Det vil være mer effektivt å plassere målerne på havbunnen og nede i borehullene fordi man blant annet slipper å vente på flyten i produksjonsrøret opp til plattformene. Det aller beste vil være å ha en måler for hver brønn, eventuelt også for hver av de ulike produserende sonene i reservoarene, jo bedre. Men dette er selvsagt et kostnadsspørsmål, sier Dykesteen.

Kominerer teknologi

Den nye måleren som nå er utviklet, kombinerer teknologi fra RFMs (tidligere Fluenta) flerfasemåler MPFM 1900 og Expros strømningsmåler Aquaphase, som for øvrig også er basert på teknologi i tidligere Fluenta. RFM-måleren kan måle strømmingen av både olje, gass og vann

samtidig, men var ikke designet for bruk nede i borehullene. Denne brukes i dag først og fremst på plattformer og andre steder. Aquaphase var derimot utformet slik at den kunne brukes i borehullene, men denne måleren var uegnet til å måle strømminger i blandinger med stort

innhold av gass.

– Dette var utgangspunktet for Offshore 2010-prosjektet. Vi ønsket rett og slett å utnytte teknologi fra begge produktene for å lage en ny flerfase strømningsmåler egnet for bruk nede i brønner. Dette er også i tråd med filosofien i vårt selskap om å trekke spinoffs fra eksisterende produkter inn i nye prosjekter, forteller Dykesteen.

Måleren må som annet nedihullstuttyr kunne tåle trykk på oppmot 1000 bar og temperaturer på minst 150 °C. Men i tillegg har det vært en stor utfordring å måle strømmen av olje, gass og vann i produksjonsrør som går på skrå. Når vinkelen på røret endrer seg, vil også strømningsbildet endre seg – omtrent som luftboblen i et vater. Det er derfor lagt ned mye arbeid i å utvikle en sensor som er «fintfølende» nok til å måle riktige mengder olje, gass og vann under slike asymmetriske strømningsforhold.

– Det har vært en utfordring både å utforme måleren mekanisk og å utvikle software og modellverktøy for å analysere strømningsbildet. Her ligger det mye kunnskap i å kunne tolke resultatene, sier Dykesteen.

Sensoren

Sensoren i den nye måleren er en videreutvikling av sensorene i RFMs tidligere flerfasemålere. Den består av en gamma-måler og et elektronisk målesystem. En isotop på ene siden av borerøret sender ut gammastråler som fanges opp av en sensor på andre siden av røret. På denne måten kan man måle tettheten – det vil si mengde – av det som strømmer gjennom et tverrsnitt av røret. I tillegg monteres det elektroder på røret som måler kapasitansen, som igjen kan fortelle hvor stor hastighet strømmingen har. Og dermed kan man måle volumet av det som strømmer gjennom røret.

– Vi har utviklet den elektroniske



fasemåler

utvikles for store dyp



SENSOREN: Eivind Dykesteen og Kristian Eckhof med sensoren som kan koples på borestrenger dypt ned i produksjonsbrønnene.

Foto: Håvard Simonsen

målingen slik at sensoren fanger opp asymmetriske strømningsforhold. Her har vi benyttet tomografi-teknikker, eller avlesningsteknikker, som er utviklet i samarbeid med Universitetet i Bergen, forteller Dykesteen.

Han forteller at testmodellen av sensoren er klar, men det gjenstår fortsatt mye arbeid før en prototyp kan utprøves i kommersiell drift. Dykesteen anslår imidlertid at utviklingen av en slik prototyp vil koste like mye som selve forskningsprosjektet, som har hatt en ramme på nesten fire millioner kroner.

Har ett forsøk

– Måleteknologien er nå på plass, og den vil gradvis bli implementert i Aquaphas-måleren til Expro. Her er det Roxar som

eier teknologien, som er patentert, og Expro har lisens til å benytte den i sitt produkt, sier Dykesteen.

Han understreker at selv om Offshore 2010-prosjektet er slutt, vil arbeidet fortsette.

– Men akkurat som ved innføringen av flerfasemålerne, vil markedet trolig være avventende. Oljeselskapene er nå i en «tør/tør ikke»-fase. De er opptatt av å se at måleren fungerer i praksis. Slik sett har prosjektet utviklet teknologi før markedet er modent. Og når det gjelder nedihulls-installasjoner har du bare ett forsøk. Derfor vil Expro nå være opptatt av å gå gradvis fram og i første omgang selge enkle, robuste løsninger, sier Dykesteen.

Dykesteen tar imidlertid markedets nøling med stor ro: – Dette er ingen fare-

signaler, men som sagt helt analogt med utviklingen av flerfasemålerne. Vi har tro på at dette markedet kommer, men vi vet ikke når det vil ta av, sier han.

Kort om prosjektet

- n «Flerfase strømningsmåler for permanent nedihulls installasjon» er et samarbeidsprosjekt mellom Roxar Flow Measurement (tidligere Fluenta) og det britiske selskapet Expro. Også Conoco og Shell har deltatt i finansieringen.
- n I tillegg er det utført et doktorgradsstudium innenfor «Hastighetsmåling i flerfase strømming ved passiv akustikk».
- n Budsjett hovedprosjekt: 4,5 mill. kr fra Forskningsrådet, 11,8 mill. totalt.
- n Kontaktperson: Eivind Dykesteen, Roxar Flow Measurement, 5824 Bergen.
- n Internett: www.roxar.com og www.exprogroup.com

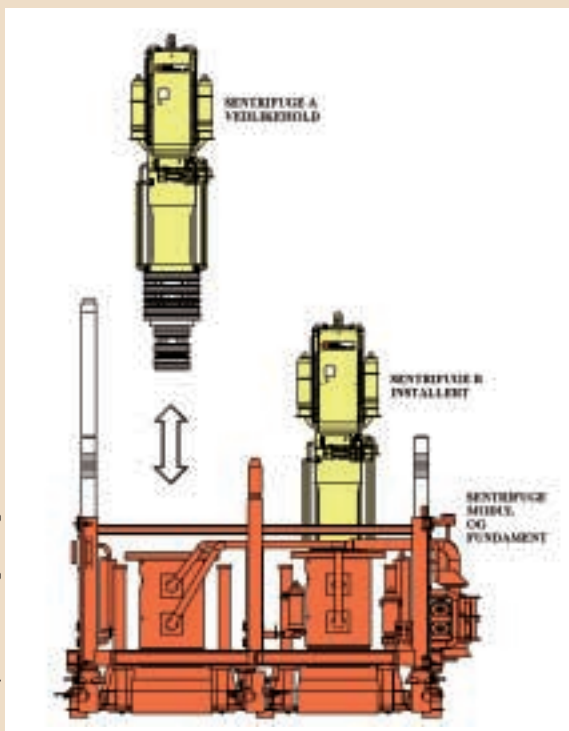


Foto: Framo Engineering



SENTRIFUGE: Framo Enginerings subsea-sentrifuge kommer til å bli konstruert med en hovedstruktur som står permanent på havbunnen, og komponenter som kan trekkes til overflaten på vedlikehold. (Illustrasjon: Framo Engineering AS).

TESTING: Framo-sentrifugen er blitt brukt til tester på et felt med tungolje i Venezuela.

Sentrifuge for store oppgaver

Framo Engineering A/S leverer blant annet utstyr som pumper uoprosessert brønnstrøm, som er en blanding av olje, vann og gass, fra havbunnen opp til overflaten. De har nylig levert pumper som står på 500 meters havdyp utenfor kysten av Vest-Afrika. Bedriften søker nye utfordringer, og de ønsker å utvikle en sentrifuge som kan stå på tilsvarende dyp i Nordsjøen.

Mange av de fremtidige utbyggingene i Nordsjøen og ellers i verden vil være på dypt vann og i stor avstand fra eksisterende anlegg. For subsea-installasjoner er det en stor fordel dersom vannet som følger med oljen skilles ut fullstendig allerede på havbunnen, for så å bli pumpet tilbake i reservoaret. Oljeselskapene trenger derfor kompakte separatorene som tåler

høye utvendige trykk og er lette å installere. -- Det er i denne anvendelsen vi tror sentrifugen vår har sitt største potensiale, forklarer prosjektleder Jørund Birkeland.

Sentrifuger til subseabruk må først og fremst være mer robuste enn de som brukes over havoverflaten. -- Vi må blant annet være sikre på at det ikke kan trenge vann inn i systemet. Dette gjelder spesielt

de elektriske komponentene i sentrifugen, forklarer Birkeland.

Framos sentrifuge for bruk over havoverflaten er en halv meter i diameter og fem meter høy (inkludert elektrisk motor), og Birkeland ser for seg at en subsea-sentrifuge blir omtrent like stor. -- Vi satser på å bygge sentrifugesystemene slik at kritiske komponenter kan trekkes til over-

Kort om prosjektet

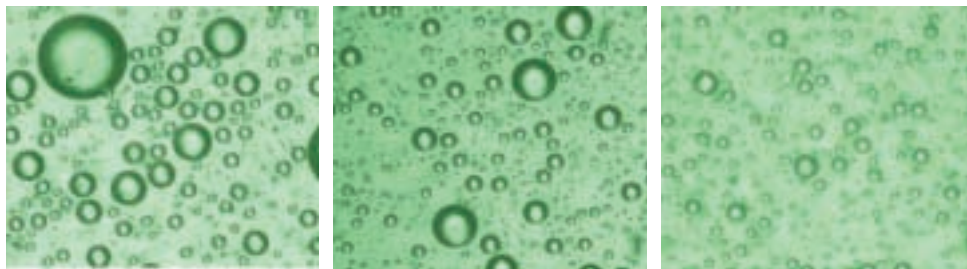
- n Jørund Birkeland er leder for Offshore 2010-prosjektet «Development of Subsea Centrifugal Separator System».
- n Prosjektperiode: 01.04.1999 – 31.12.2001
- n Budsjett: 5 mill. fra Forskningsrådet, 24 mill. totalt
- n Kontraktspartner: Framo Engineering A/S, 5862 Bergen
- n Partnere: Norsk Hydro, Statoil

flaten separat, hvis det blir nødvendig å foreta vedlikehold eller reparasjon. Under slike operasjoner blir hovedstrukturen stående igjen på bunnen, forteller han.

Framo Engineering har allerede bygd en småskala-sentrifuge som testes i laboratoriet, og en fullskala-sentrifuge som er blitt brukt til tester på et felt med tungolje i Venezuela. – Testene gir oss mye erfaring når det gjelder driften av sentrifugen over tid. Vi har blant annet gjennomført vellykkede tester av det automatiske vaskesystemet. Dette renser sentrifugen innvendig for den sanden som kommer inn med oljen.

Bedriften skal også kjøre en rekke tester for å undersøke hvordan sentrifugen fungerer med forskjellige oljekvaliteter. – Det er vanskeligere å skille ut vann fra en tung olje, sier Birkeland.

Framo Engineering er også i ferd med å teste hvor robust konstruksjonen er når oljestrømmen har raske endringer i trykk og vanninnhold. Det er viktig å definere under hvilke forhold og oljetyper sentrifugen fungerer godt, og hvor man bør vurdere andre løsninger. Det endelige målet med prosjektet er å kvalifisere undervannssentrifugen med hensyn på systemløsning, konstruksjon, operasjon og ikke minst de separasjonsmessige forholdene.



Illustrasjon: Aukra-Midsund Offshore A/S

DRÅPEVEKS: Nøkkelen til en effektiv separasjon av et fluid bestående av olje, gass, vann og faste partikler, ligger i å få til en god dråpevekst i separatorene.

God dråpevekst gir bedre separatorer

Oljeselskapene har lært seg å separere en blanding av olje, gass, vann og faste partikler i store tanker på overflaten, men driften er fortsatt avhengig av at innmaten i tankene blir overhålt med visse mellomrom. En separasjonstank på havets bunn kan derimot ikke oppgraderes stadig vekk, og derfor er det viktig å utvikle bedre metoder for separasjon av fluidstrømmen fra borehullene.

– Oljeselskapene har hittil vært avhengig av å forandre innmaten i separasjonstankene annethvert år, og i noen tilfeller enda oftere. Disse forandringene skyldes ikke at innmaten blir slitt, men heller at designet i utgangspunktet ikke har vært godt nok, eller at vanninnholdet i oljen fra reservoaret forandres. Det foregår derfor en kontinuerlig oppgradering av separatorene, i takt med at det utvikles ny kunnskap, forteller Ernst W.M. Hansen. Han er leder av et forskningsprosjekt i regi av Molde-bedriften Aukra-Midsund Offshore A/S.

Utvinning av olje fra store havdyp skaper et behov for å plassere separasjonsprosessen på havbunnen eller nede i borehullet, blant annet fordi det er urasjonelt å frakte store mengder verdiløst vann opp til overflaten fra 3-4000 meters dyp.

– Det ville bli kolossalt dyrt å åpne separatorer på havbunnen annethvert år, så vi må utvikle andre løsninger. Vi må rett og slett konstruere bedre separatorer, forklarer Hansen.

Aukra-Midsund Offshore A/S, Sentech A/S, CDS*Norge A/S og Sintef Energiforskning er derfor i ferd med å utvikle en førsteversjon av en matematisk modell som skal kunne simulere strømningene og separasjonen i en subsea separator. Modellen skal blant annet kunne brukes til å designe bedre separa-

torer. – Vi har fokusert på dråpeveksten, som er veldig betydningsfull: Jo større dråper, jo lettere er det å separere fluidet. I dag kontrolleres dråpeveksten mye ved hjelp av kjemikalier, men de kan utgjøre både et miljøproblem og et teknisk problem i den videre raffineringprosessen, sier Hansen.

– Offshore-separatorene likner ikke på den separatoren melkebonden bruker, som i prinsippet er en sentrifuge. Våre separatorer består isteden av store tanker, opptil 20 meter lange og 3-4 meter i diameter. En blanding av olje, vann, gass, sand osv. strømmer inn i den ene enden, og så håper vi å få ut ren olje, gass og vann i den andre enden. Inne i separatoren er det en del utstyr som skal hjelpe til med å splitte de ulike strømmene, og på dette utstyret og i drift er det store muligheter til forbedring, sier Hansen.

Kort om prosjektet

- n Ernst W.M. Hansen er leder for Offshore 2010-prosjektet «Oil/water separation offshore: Optimized Flow- and Separation Behavior»
- n Budsjett: 2,8 mill. fra Forskningsrådet, 10,1 mill. totalt
- n Kontraktspartner: Aukra Midsund Offshore AS

Små hastigheter gir store verdier

Når oljeselskapene drenerer olje og gass fra et reservoar, vil trykkendringene føre til at det oppstår en strømning mot brønnen. Strømningshastigheten er som regel liten, men til gjengjeld er det enorme mengder – og verdier – som beveger seg. Bedriften Technoguide as utvikler nye og sikrere måter for beregning av disse strømningene.

— **T**echnoguide har spesialisert seg på å lage softwaremodeller som beskriver olje- og gassreservoarene nede i grunnen. Arkitektene vil gjerne ha en isopormodell før de begynner å bygge en ny opera, og på samme måte vil oljeselskapene gjerne ha en softwaremodell før de begynner å utnytte et nytt oljereservoar, forklarer daglig leder Jan Grimnes.

Grimnes presiserer at bedriften tar sikte på å beregne strømningsmønstre i selve reservoarene, ikke i brønnene eller rørledningene. – Olje og gass kan bevege seg gjennom bergartene i reservoaret med hastigheter som ligger rundt noen meter i døgnet. Men det er store forskjeller mellom de ulike bergartene, og det fører til at slike beregninger blir svært komplekse, tilføyer han.

Technoguide er allerede godt kjent i oljebransjen takket være dataprogrammet Petrel, som bygger opp tredimensjonale modeller på grunnlag av store mengder data om reservoarene. – Deretter kan oljeselskapene bruke modellene til en rekke oppgaver: De kan kutte gjennom dem, regne ut hvor mye olje som finnes i reservoarene, legge opp strategier for hvor brønnene skal bores, og så videre. Vi bygger på en måte et hus, mens andre ser på

hvordan olje og gass beveger seg nede i huset. Det nye prosjektet om strømningshastighet går ut på å bygge bro mellom disse to anvendelsene, og vi håper at den nye kunnskapen vil gjøre det mulig å utnytte reservoarene mer effektivt, sier Grimnes.

Technoguide regner blant annet med at det nye softwaresystemet skal kunne brukes til å plassere oljebørner bedre i reservoarene. – Men det skal også kunne

Kort om prosjektet

- n Nils P. Fremming er leder for Offshore 2010-prosjektet «Strømningshastighet»
- n Kontraktspartner: Technoguide as, Aslakveien 14c, 0753 Oslo
- n Prosjektperiode: 01.01.2000 – 31.12.2002
- n Budsjett: 1,7 mill. fra Forskningsrådet, totalt 5,8 mill. kroner

Oljeutvinning forandrer bergartene

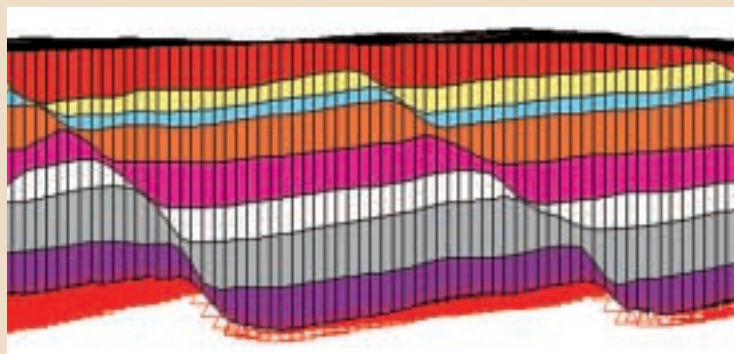
Når olje og gass dreneres ut av reservoarene, blir bergartene i og omkring reservoaret deformert eller påvirket på andre måter. Hvis oljeselskapene kunne beregne deformasjonene mest mulig nøyaktig på forhånd, ville det bli mulig å utvinne en større andel av olje- og gassressursene. FEM Engineering er i ferd med å utvikle

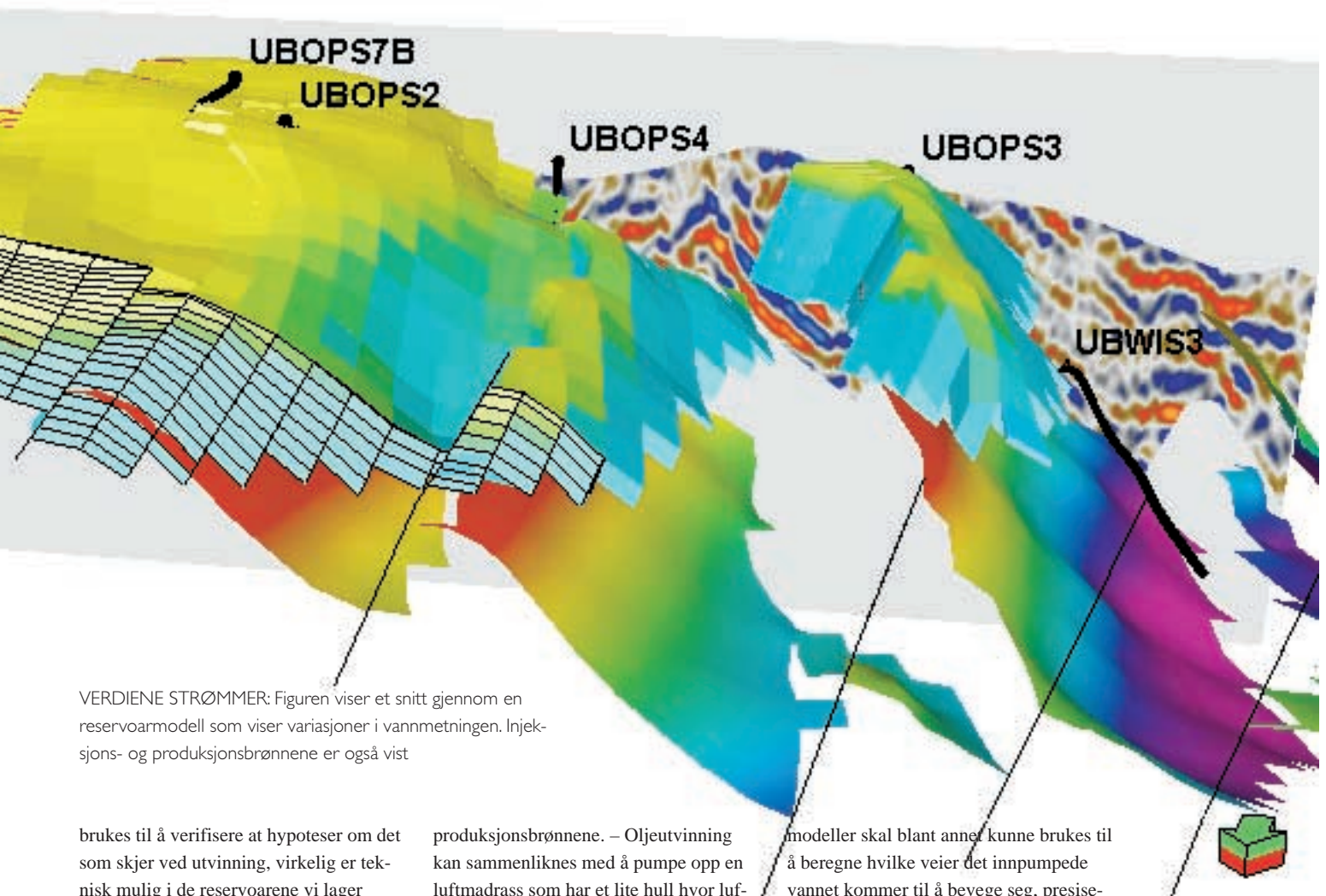
en ny simulator som kan gi opphav til nye milliardinntekter.

– Det finnes reservoarsimulatorer allerede i dag, men de gir et ufullstendig bilde av oljens og gassens faktiske strømningsretninger under utvinning. Dette skyldes i hovedsak at simulatorene ikke håndterer deformasjonene som oppstår på

en tilfredsstillende måte, sier prosjektleder Mohsen Pourjavad ved FEM Engineering.

Det er nokså vanlig at havbunnen synker over de oljefeltene som er blitt utvunnet, og dette er et eksempel på de deformasjonene FEM Engineering vil undersøke nærmere. Oljen i reservoarene står





VERDIENE STRØMMER: Figuren viser et snitt gjennom en reservoarmodell som viser variasjoner i vannmetningen. Injeksjons- og produksjonsbrønnene er også vist

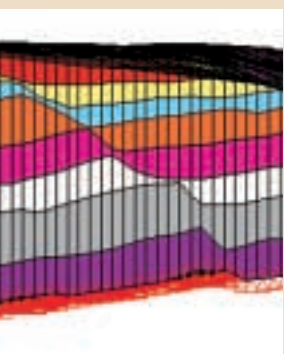
brukes til å verifisere at hypoteser om det som skjer ved utvinning, virkelig er teknisk mulig i de reservoarene vi lager modeller av, tilføyer han.

Technoguide tar sikte på å utvikle et robust og enkelt system som skal gjøre raske beregninger av strømningsbildet i reservoarmodeller, med hovedvekt på nøyaktighet og anvendelse i området nær

produksjonsbrønnene. – Oljeutvinning kan sammenliknes med å pumpe opp en luftmadrass som har et lite hull hvor luften lekker ut igjen. Selv om det finnes en lekkasje, vil det hele tiden være ganske mye luft inne i madrassen. Hvis du analogt med dette pumper vann inn i et oljereservoar, vil du fortsatt få ut olje i den andre enden i ganske lang tid. Våre

modeller skal blant annet kunne brukes til å beregne hvilke veier det innpumpede vannet kommer til å bevege seg, presiserer Grimnes.

Technoguide as har til sammen ca. 60 ansatte ved hovedkontoret i Norge og avdelingskontoret i Storbritannia, USA, Canada, Abu Dhabi, Australia og Venezuela.



BERGARTER: Når olje og gass strømmer ut av reservoarene, blir bergartene deformert. Kunnskap om disse deformasjonene gjør det mulig å hente ut mer olje og gass.

under stort trykk før utvinningen begynner, og deformasjonene påvirker blant annet oljetrykket etter hvert som utvinningen skrider fram.

FEM Engineering vil ta i bruk en teknikk som heter Endelig Element Modellering (Final Element Modelling – FEM) for å utvikle nye kunnskaper for oljesel-

skapene. Prosjektet er i hovedsak basert på petroleumsteknologi og bergmekanikk, støttet av informasjonsteknologi.

– Bergartenes gjennomstrømmingsevne endres ettersom reservoaret dreneres, fordi trykkendringer i reservoaret fører til endret kraftpåkjenning eller stress. Dette fører igjen til at bergartene deformeres, slik at gjennomstrømmingsevnen endres, forklarer Pourjavad.

– Dette mekaniske bidraget er ikke med i dagens simulatorer. Vi ønsker å utvikle neste generasjons simulator, som skal gi en mer realistisk reservoarforståelse, tilføyer han.

FEM Engineering ble etablert i Trondheim i 1990 med prosjektbasert FoU som en kjernevirksomhet. Selskapet har også kontor i Oslo og en avdeling i De Forente Arabiske Emirater.

– En modell som gir en realistisk fremstilling av reservoarets endrede egenskaper over tid vil ha meget stor betydning for utvinningsgraden. Det er vanskelig å anslå dette i prosent, men potensialet bør være formidabelt. I dag utvinnes opptil 60 prosent av ressursene, til tross for at reservoarsimulatorer gang på gang kommer til kort i langtidsprediksjonene, sier Pourjavad.

Kort om prosjektet

- Mohsen Pourjavad er leder for Offshore 2010-prosjektet «A Rock Mechanics based Reservoir Simulator».
- Prosjektperiode: 01.01.2000 – 31.12.2003
- Budsjett: 1,5 mill. fra Forskningsrådet, totalt 12,1 mill. kr

Tøffe målere med akustisk kommunikasjon

Hittil har ingen leverandører tilbudt måling av pH (surhetsgrad) i oljeholdig vann ved høye temperaturer og trykk. Bedriften Petrotech A/S har utviklet måleverktøy som klarer denne jobben under ekstreme forhold nede i oljebrønner, og som i tillegg kan kommunisere trådløst både med hverandre og med produksjonsplattformene.

Det finnes i dag pH-målere som kan brukes på prosessvann ved lave temperaturer og trykk, men de er nærmest ubrukelige hvis det er olje til stede. – De måleverktøyene vi utvikler skal kunne måle pH i vann med opptil 97-98 prosent oljeinnhold, ved temperaturer opp mot 200 °C, og ved trykk som er 1000 ganger høyere enn ved havoverflaten. Vi er også i ferd med å utvikle verktøyene til nye anvendelser, forteller prosjektleder Tor Inge Dale.

De nye Petrotech-verktøyene kan få stor betydning for fremtidens oljeutvinning. Oljeselskapene har nemlig behov for å kartlegge pH-verdier og andre kjemiske forhold i oljereservoarene så tidlig som mulig, gjerne før utbyggingen av et nytt oljefelt begynner.

Surhet styrer materialvalg

– Ved letevirsomhet er det stor interesse for å vite pH i reservoarene som oppdages, fordi den kan være retningsgivende for hva slags materialer som må brukes ved en utbygging. Hvis forholdene er veldig aggressive, må en velge materialer deretter i rørledningene og prosessanleggene. I produksjonsfasen er det dessuten viktig å tenke på det vi kaller kompatibilitet mellom fluider fra ulike reservoarer. Det er ofte aktuelt å blande flere fluider på veien til prosessanleggene, og i mange tilfeller kan slike blandinger føre til at det dannes avleiringer (scaling) på innsiden av rørveggen. Disse avleiringene kan dannes i løpet av få timer og bli harde som stein, forteller Dale.

Oljeselskapenes mottrekk mot avleiringene går ofte ut på å injisere syre, og da er det selvsagt viktig å måle pH-utviklingen i brønnstrømmen. – Ellers risikerer

man et overforbruk av kjemikalier, tilføyer han.

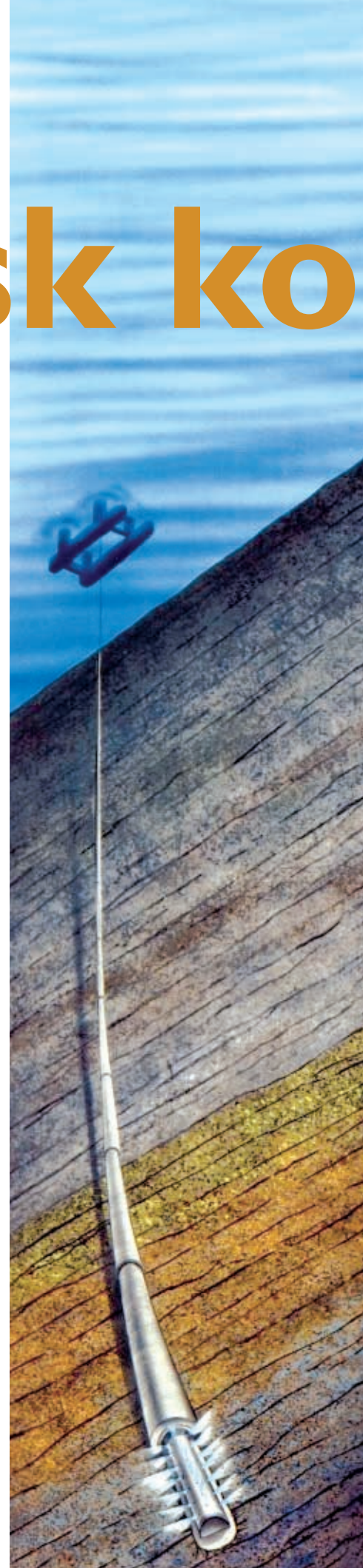
Akustisk kommunikasjon

Høye trykk, temperaturer og oljeinnhold er bare noen av utfordringene som Petrotech har gått løs på gjennom sine forskningsprosjekter. – Måleverktøyene som brukes nede i borehullene må nødvendigvis kunne kommunisere, og det er i praksis nesten umulig å bruke kommunikasjonsskabler i slike tilfeller. Derfor har vi utviklet et nedihulls akustisk kommunikasjonssystem. Verktøyene våre kan rett og slett utveksle informasjon ved hjelp av lydsignaler som sendes gjennom metallet i verktøyene og rørledningene, forteller Dale.

Denne delen av prosjektet er blitt utført i samarbeid med det amerikanske konsernet Halliburton, som har gjort en rekke tester ved sine anlegg i USA. – Vi har lagd et system for lokal toveis kommunikasjon mellom flere verktøy som står nede i brønnen. I tillegg har vi tilpasset dette til et eksisterende Halliburton-system, som kommuniserer fra boreriggen via borestrengen og ned i brønnen. Hensikten er blant annet å sende akustiske telegrammer ned i brønnen, med beskjeder til våre verktøy om at de feks skal ta prøver. Deretter kan prøveresultatene sendes tilbake til en kontrollenhet på riggen. Hvis vi skulle gjort dette uten å bruke akustikk, måtte vi strekke ledninger mellom alle verktøyene og riggen. Det ville vært nesten umulig i praksis, sier Dale.

Mange utfordringer

Alle som har åpnet en brusflaske, har sett et fenomen som viser hvor vanskelig det



mmunikasjon

er å måle pH i et oljereservoar. – Idet du tar av korken, går mye av CO₂-innholdet i brusen ut. Dermed øker pH drastisk, og akkurat det samme skjer hvis du forsøker å måle pH i en brønnstrøm under vanlig trykk i et laboratorium. Brønnstrømmen er surere når trykket er høyt, før CO₂-innholdet har lekket ut, forteller Dale.

Multitool fase 2-prosjektet er en fortsettelse av fase 1, hvor selve sensorsystemet for måling av pH i brønnstrømmer under høyt trykk og temperatur ble utviklet. Dette systemet blir nå videreutviklet med tanke på testing og kommersialisering. Petrotech kommer også til å jobbe med måling av andre parametere, som elektrisk ledningsevne og innhold av H₂S, sulfat og klorid.

– Vi har hatt en rekke utfordringer, men den aller største bøynen gikk ut på å få elektronikken til å bli tilstrekkelig stabil. Vi har også lagt ned mye arbeid i kalibrering av instrumentene og verifisering av måleresultatene. For øvrig kan jeg nevne at vi har tatt utgangspunkt i en sensorteknologi som allerede eksisterte på markedet, men som ikke var konstruert for olje/vann-brønner. Denne teknologien har vi utviklet til å tåle de ekstreme forholdene som verktøyene utsettes for ved bruk nede i borehullene, forteller Dale.

Petrotech er et oljeserviceselskap som har spesialisert seg på prøvetaking og analyser offshore. Bedriften har hovedkvarter i Haugesund med ca. 30 ansatte, i tillegg til ca 15 ansatte i Malaysia, Australia, Dubai, Nederland og Skottland. Et kontor i USA er i ferd med å bli opprettet.

Kort om prosjektet

- n Tor Inge Dale er leder for prosjektet «MultiTool fase 2 – Et flerbrukerverktøy for nedihulls applikasjoner»
- n Kontraktspartner: Petrotech A/S, Pb 575, 5501 Haugesund
- n Internett: www.petronett.com
- n Prosjektperiode: 01.01.2000 – 31.12.2002
- n Budsjett: 3,4 mill. fra Forskningsrådet, 8,5 mill. totalt

Illustrasjon: Petrotech

AVANSERT KOMMUNIKASJON: Petrotech har utviklet instrumenter som kan måle pH (surhetsgrad) under ekstreme forhold nede i oljebrønnene. I tillegg kan instrumentene kommunisere ved å sende lydsignaler gjennom metallet i sine egne vegger og rørledningene.

Laserjakt på ørsmå oljeutslipp

Høyteknologibedriften ProAnalysis AS er blant de første i verden til å lage et instrument som kan måle oljerester i utslippsvannet fra installasjoner på havbunnen. ProAnalysis har satset på avansert laserteknologi, driftssikkerhet og ekstremt stor følsomhet. Instrumentets måleområde vil være fra 0 til 1000 ppm (milligram pr. liter).

– Det finnes ikke noe produkt i verden i dag som kan ta kontinuerlige og automatiske målinger av oljerester i det såkalte produksjonsvannet fra installasjoner på havbunnen. Den eneste muligheten er å sende ned en ROV, dvs et fjernstyrt verkøy, for å ta manuelle prøver, noe som blir svært kostbart. Derfor tror vi at vårt produkt kan bli godt mottatt på verdensmarkedet, sier prosjektleder Bjørn Atle Øverland i ProAnalysis AS.

Ved utvinning av olje og gass fra reservoarer på store havdyp er det fordelaktig å skille ut vannet fra brønnstrømmen i installasjoner på havbunnen, blant annet fordi det er kostbart å pumpe verdiløst vann over store avstander. I tillegg stiller myndighetene stadig strengere krav til oljeinnholdet i det vannet som separeres og slippes ut igjen i havet, og det er derfor stort behov for instrumenter av den typen ProAnalysis er i ferd med å utvikle.

Vedlikehold uten driftsstans

– Vi er i ferd med å lage en optisk probe (prøvetaker) som skal stå inne i rørledningen som slipper ut produksjonsvann. Dette er en nyvinning i forhold til de eksisterende og mer kompliserte systemene, som leder vannprøver via et eget rørsystem til et instrument utenfor hovedrørledningen. Vi har fokusert på å utvikle en løsning som skal være enkel å installere og vedlikeholde,

sier Øverland. Den optiske proben vil bli montert på et såkalt uttrekksverktøy, som gjør det mulig å trekke ut proben fra rørledningen uten å stanse vannstrømmen. Dermed kan proben vedlikeholdes eller skiftes uten driftsstans.

Selve målingen av oljeinnholdet i utslippsvannet foregår ved hjelp av en avansert og ekstremt følsom laserteknologi som kalles tidsoppløst laser-indusert fluorescens (TR-LIFS). – For undervannsapplikasjoner skal proben tåle et trykk på mer enn 300 bar. Under utviklingsarbeidet med selve probehuset og det optiske vinduet ble det derfor innhentet kompetanse fra et amerikansk selskap som er spesialist på probekonstruksjoner for ekstreme forhold. Overvåkingen skjer ved at en såkalt eksitasjonslaser sender ut lys gjennom probens optiske vindu, og laserlyset genererer fluorescens i de oljemolekylene som er til stede. I dagligtale kan man si at oljemolekylene blir selvlysende i en kort periode (noen milliarddel av et sekund!). Deretter måler vi fluorescensen ved hjelp av en fototeller. Vi teller rett og slett enkeltfotoner som sendes ut fra oljerestene etter laserpåvirkningen. Det går neppe an å lage en mer følsom målemetode, sier Øverland.

Patentsøkt renseteknologi

Det optiske vinduet i proben er lagd av

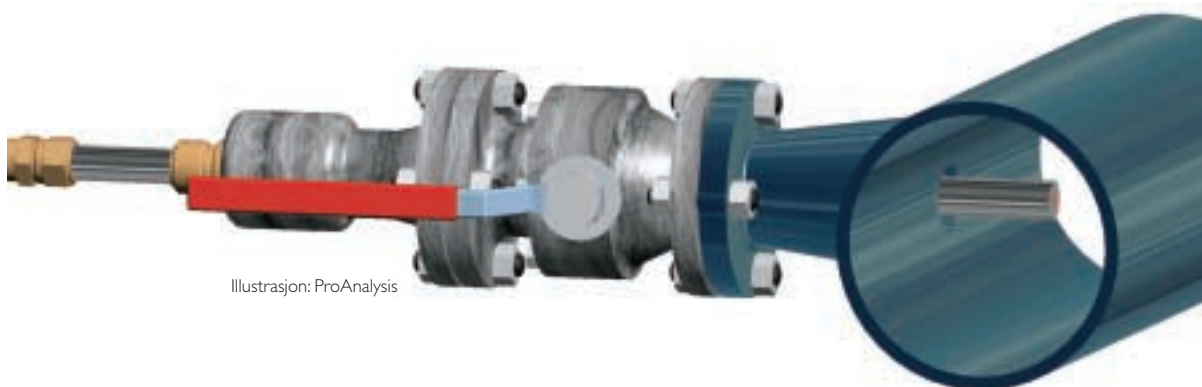
safirglass, som skal tåle det høye trykket på havbunnen uten problemer.

– Optiske måleteknikker er alltid sårbare for forurensninger på vinduet, og derfor har vi utviklet en egen renseteknologi. Vi er i ferd med å utforme en patentesøknad på denne teknologien, og vi er allerede blitt kontaktet av et konsern som er interessert i en lisens, forteller Øverland.

ProAnalysis er lokalisert i Høyteknologisenteret i Bergen, og de fire fast ansatte har spesialisert seg på å utvikle avanserte produkter basert på optisk teknologi. Bedriften har i tillegg innleid eksperter til utviklingen av subseaprobene.

Tidligere har bedriften blant annet utviklet og levert en spesiell lampe til bioteknologibedriften PhotoCure ASA, som bruker lampen i sin spesielle behandling mot hudkreft.

– Grunnen til at vi har valgt tidsoppløst fluorescens til å måle oljeinnholdet i vann, er at det gir oss muligheten til å velge ut komponenter i oljen som gir korrekt måleresultat i henhold til det som er definert som olje i norsk standard for analyse av olje i vann, ISO 9377-2. Olje inneholder som kjent et utall ulike kjemiske stoffer, fra enkle molekyler som metan til store aromatiske forbindelser. Det er ikke gunstig å måle på alle disse komponentene, forklarer Øverland.



Illustrasjon: ProAnalysis

TÅLER TRYKK: Den laserbaserte proben fra ProAnalysis har et probehus og et optisk vindu i herdet safirglass, som skal tåle over 300 bars trykk. Det optiske vinduet fungerer som grensesnitt mellom vannstrømmen og probens fiberkabler for eksitasjonslys og målelys.

Ultralyd holder styr på verdiene

Forskningsinstituttet Christian Michelsen Research AS (CMR) er blant de første i verden som utvikler nøyaktige ultralyd strømningsmålere til bruk i oljerørledninger på havbunnen. Ultralydmålere har en rekke fordeler i forhold til de eksisterende turbinmålerne, og oljeselskapene er allerede i ferd med å prøve ut den nye teknologien.

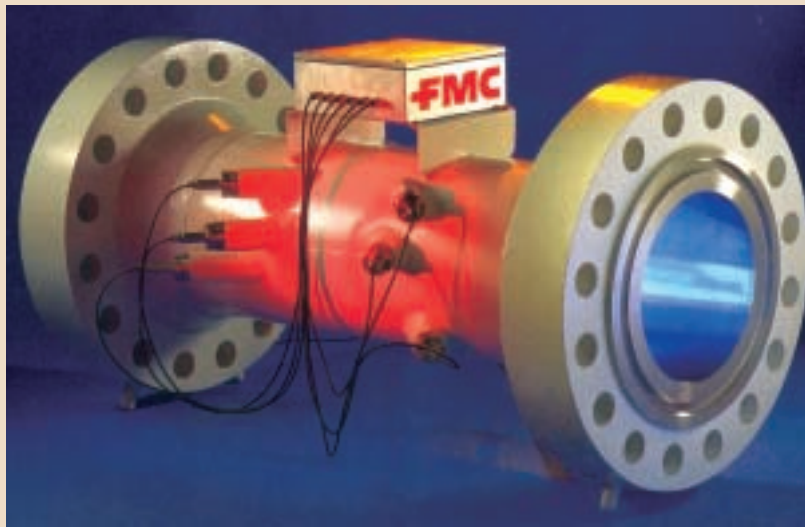
Strengere norsk standard

Miljømyndighetene har stilt strenge krav til oljeinnhold i utslippsvannet, men oljeselskapene har hittil fått dispensasjon til å ta såkalte spotprøver og tilhørende laboratorieanalyse med en teknikk som baserer seg på ekstraksjon ved hjelp av freon. Men freon er en såkalt KFK-forbindelse som er blitt forbudt og skal fases ut. Fra 1. januar 2002 kommer en ny og strengere norsk standard for olje i vann-målinger, NS-EN ISO 9377-2. Det betyr i praksis at oljeselskapene vil installere utstyr for å foreta kontinuerlige målinger. -- Dette er et problem som vår probe kan løse, forteller Øverland. Det ligger i kortene at oljeselskapene vil få dispensasjon fra standarden i en overgangsperiode, men i løpet av sommeren 2002 må det nye utstyret være på plass.

Olje-i-vann-proben fra ProAnalysis skal testes hos Norsk Hydro i Porsgrunn i løpet av høsten 2001, hvorpå det skal foretas tester offshore i ca tre måneder. -- Deretter skal proben være klar for markedsføring. Vi har en avtale med Roxar Flow Measurement AS, som skal hjelpe oss med markedsføring og salg de to første årene, tilføyer han.

Kort om prosjektet

- n Bjørn Atle Øverland er leder for prosjektet «Utvikling av undervanns olje-i-vann monitor for kontinuerlig måling av lave oljekonsentrasjoner basert på TR-LIFS»
- n Kontraktspartner: ProAnalysis AS, Thormøhlensgt. 55, 5008 Bergen
- n Prosjektperiode: 01.01.2000 – 31.12.2001
- n Budsjett: Totalt 5,6 mill, hvorav 1,8 mill. fra Forskningsrådet
- n Samarbeidspartnere: Norsk Hydro, Statoil og Roxar Flow Measurement
- n Internett: www.proanalysis.no



– Oljeselskapene har det siste tiåret høstet gode erfaringer med å bruke ultralyd til måling av strømningshastighetene i gasserørledninger, men det er først de siste tre-fire årene en har hatt på markedet en tilsvarende oljemåler med det vi kaller fiskal nøyaktighet. Vi er nå i ferd med å utvikle en fiskal strømningsmåler som kan brukes i produksjons- og transportanlegg på land og på plattform (topside). I tillegg skal vi utvikle en ultralydmåler som kan brukes i rørledninger på havbunnen (subsea) forteller prosjektleder Per Lunde ved CMR. Slike målere finnes ikke i dag. En fiskal strømningsmåler er så nøyaktig at den kan brukes til økonomiske avregninger ved kjøp og salg av olje eller gass.

CMRs ultralydinstrumenter måler primært strømningshastigheten, som gir et volummål når det multipliseres med tverrsnittet i rørledningen. For oljemåling er det som regel snakk om rørledninger med tverrsnitt fra 6 til 20 tommer, og hastigheter mellom 0,5 og 10 meter i sekundet (m/s). -- Det er altså ikke snakk om store hastigheter, men det er svært viktig å kunne foreta nøyaktige målinger. I dag bruker oljeselskapene turbinmålere med en nøyaktighet mellom 0,15 og 0,25 pro-

ULTRALYDMÅLER: FMC Kongsberg Meterings flerstråle ultralyd strømningsmålere for fiskalmåling av gass, MPU 1200, ble opprinnelig utviklet ved CMR.

sent av måleverdien, og vi skal utvikle en ultralydmåler med like god nøyaktighet, sier Lunde.

– Det er nok urealistisk å operere med slike nøyaktigheter subsea, men der vil også bruken være en annen. I forbindelse med utviklingen mot plattformfrie utbygginger, satellittfelt og prosessering av oljen i separatoranlegg på havbunnen, ønsker en å kunne måle direkte på separatorens oljeutløp. Det er også slik at flere selskaper sender olje gjennom de samme rørledningene, og dermed oppstår det et behov for strømningsmålere som kan kontrollere volumene og fordele dem mellom de ulike selskapene, tilføyer han.

En rekke fordeler

De nye ultralydmålerne har en rekke fordeler fremfor mer tradisjonelle turbinmålere. -- Vi merker en stor og økende interesse i industrien, og de som i dag leverer turbinmålere ser at det i fremtiden også vil være ønskelig å ha ultralydmålere i

produktporteføljen. Turbinmålerne står inne i oljestrømmen og er utsatt for voksing eller andre belegg som kan påvirke rotasjonshastigheten og redusere nøyaktigheten. De er også til hinder for rensing (pigging) av rørledningen, og de har bevegelige deler som kan slites. Ultralydmålerne har til sammenlikning ingen bevegelige deler, de stikker ikke inn i oljestrømmen, og de gir ikke trykktap, forklarer Lunde. De dekker også et stort måleområde, og kan gi informasjon om oljens egenskaper i tillegg til selve strømningshastigheten. På den andre side er turbinmålere velkjent og utprøvd teknologi som har vært i bruk over flere tiår. I fiskal sammenheng representerer ultralyd ny teknologi som i praksis vil kreve en utprøvings- og modningsperiode.

Strømningsmålerne fra CMR baserer seg på et enkelt prinsipp: Lyden beveger seg raskere med strømningsretningen enn mot. – Du kan sammenlikne gass- eller oljestrømmer med vind. Våre målere sender først ut et kort lydsignal, som skal registreres i en mottaker montert på skrå i røret på motsatt side av senderen. Lydsignalet blir ”tatt av vinden” og beveger seg fortere jo større strømningshastigheten er. Ved å sende signaler både med og mot strømmen, oppstår det en tidsforskjell som vi kan måle, og målingen kan brukes til å regne ut strømningshastigheten, forteller Lunde. Ved å sende i flere baner over rørtverrsnittet, oppnås også bedre nøyaktighet.

– Mens lyden brer seg gjennom vanlig luft med ca 340 m/s, kan hastigheten typisk være ca. 1350 m/s i olje. Det betyr at vi må måle tidsforskjeller med en relativ nøyaktighet ned mot 10^{-11} sekunder, eller en hundredel av et milliarddel sekund. Dette utgjør en betydelig utfordring i prosjektet, i tillegg til at det er krevende å konstruere robust og stabilt høyteknologiutstyr som skal stå over lang tid på havbunnen, sier Lunde.

CMR har tidligere utviklet en ultralyd fiskal gassmåler i samarbeid med bl.a. Statoil, Fluenta, Norsk Hydro og Forskningsrådet. Denne måleren leveres nå av FMC Kongsberg Metering, som også er med i Offshore 2010-prosjektet.

– Gassmåleren er en av tre ultralydmålere som finnes på verdensmarkedet i dag. På verdensbasis selges i dag flere hundre slike målere hvert år. Det er ingen grunn til å tro at markedet for ultralydmålere av oljetransport skal være mindre, sier Lunde

Kort om prosjektet

- n Per Lunde leder prosjektet «Subsea multipath ultrasonic liquid flow meters»
- n Kontraktspartner: Christian Michelsen Research AS (CMR) 5892 Bergen
- n Prosjektperiode: 01.01.2000 – 31.12.2002
- n Budsjett: 3,1 mill. fra Forskningsrådet, 12,2 mill. totalt
- n Samarbeidspartnere: FMC Kongsberg Metering as, FMC Smith Meters (USA)

Dyp kunnskap om

Oljeselskapene har lang erfaring med å separere kompliserte blandinger av olje, gass og vann ved havoverflaten. Nå er det aktuelt å flytte separasjonen til installasjoner på havbunnen eller nede i oljebrønnene, hvor både trykk og temperatur byr på nye utfordringer.

Oljen og gassen som produseres fra reservoarene utenfor norskekysten er satt sammen av et svært høyt antall forskjellige forbindelser med veldig varierende egenskaper. Når vann produseres sammen med oljen, kan væskene bli «malt» sammen, slik at det dannes emulsjoner. Molekyler og partikler i oljen kan legge seg i grenseflaten mellom vannet og oljen og stabilisere emulsjonen, slik at det blir vanskeligere å skille væskene raskt fra hverandre. Separasjonen av vann og olje kan derfor være en teknisk krevende og kostbar del av produksjonen. I prosjektet Flucha II samarbeider oljeindustrien og NTNU om ny teknologiutvikling og utdanning av forskere med kompetanse om separasjon under varierende forhold.

Hensikten er todelt

– Hensikten er todelt, sier postdoktor Øystein Sæther ved NTNU. – Kvadratmeterprisen på plattformene er enorm, og mer effektiv separasjon betyr at både vekten av det nødvendige utstyret og plassbehovet vil kunne reduseres. Vi ser også for oss at separasjonen kan gjøres mer effektiv dersom man kommer i gang med å skille vannet fra oljen på et tidligere tidspunkt i produksjonskjeden, for eksempel på eller under havbunnen.

Under slike trykkforhold kan vi si at fluidenes oppførsel er enklere m.h.t. separasjonsspørsmålet. I tillegg unngår man den

unødvendige og til dels problematiske transporten av vann i rør fra havbunnen opp til plattformen. Slike løsninger er imidlertid svært teknisk krevende, og bare inngående kjennskap til fluidenes egenskaper og oppførsel kan gjøre dette mulig, sier Sæther.

På havbunnen kan separasjonen komme til å finne sted ved trykk mer enn 100 ganger det ved havflaten. – De krevende forholdene forutsetter at vi tilegner oss omfattende kunnskaper om hvordan systemene vil oppføre seg under et bredt spekter av betingelser. Det er vanskeligere å drive vedlikehold der nede, sier Sæther.

– En av utfordringene våre består i at råolje fra naturens side er uhyre kompleks sammensatt. To forskjellige oljefelt kan produsere olje med svært ulik sammensetning. Det kan også være variasjoner mellom oljene fra brønn til brønn innen samme felt, og oljen fra den samme brønnen kan variere over tid. Den oljen som produseres ved åpningen av en brønn, kan være forskjellig fra den oljen som produseres ti år senere. De ulike oljene stiller forskjellige krav til både separasjonsutstyret og metodene, forteller Sæther.

Mer effektiv separasjon

De store variasjonene gjør det viktig å forstå de grunnleggende mekanismene

Fra organismer til olje

Oljen og gassen som hentes opp fra Nordsjøen i dag er egentlig restene av planter og dyr som levde for opptil 200 millioner år siden. Man antar at den viktigste kilden er vannlevende organismer som, etter hvert som de døde, ble akkumulert i sedimenter på havbunnen.

– I tillegg til at de ulike oljene kan ha varierende biologisk opprinnelse, kan de

være modnet under vidt forskjellige geologiske forhold – forskjellige temperaturer og trykk, kontakt med ulike bergarter, eller kontakt med vann. Det er innlysende at alle disse variasjonsmulighetene gir opphav til svært forskjellige oljesammensetninger, sier Øystein Sæther.

De fluidene vi pumper opp i dag er en slags komplekse supper med innhold av

effektiv separasjon



Foto: Statoil

SALIG BLANDING: Utfelte kalsiumnaftenater utgjør et stort problem i produksjonen og transporten av petroleum fra Nordsjøen. Naftensyrer forekommer naturlig i råoljer:

som påvirker separasjonen, i tillegg til at det er viktig å utvikle målemetoder som kan påvise de ulike oljenes sammensetning. Professor Johan Sjöblom ved NTNU leder Flucha II-prosjektet, som har tre doktorgradsstudenter som jobber med hver sine deler av denne problemstillingen, i tillegg til postdoktor Sæther.

– Vi bruker gjerne samlebetegnelsen *fluid* om gassene og væskene som pumpes opp fra reservoarene. Hvis du er i stand til å karakterisere de elementene som virker stabiliserende på de blandede fluidsistemene (f. eks. emulsjonene), og kan se hvordan de påvirker hverandre, blir det lettere å ta kvalifiserte avgjørelser m.h.t. separasjonen, forklarer Sæther.

– Ved høye trykk og temperaturer vil løsningsegenskapene for viktige komponenter i fluidet endre seg, og da vil også

en rekke svært ulike stoffer. I den ene enden av skalaen finner vi asfaltener, som er store og tunge molekyler med betydning for oljens separasjonsegenskaper. I den andre enden finnes blant annet metan og andre gasser, som er små og lette molekyler. Mellom disse ytterpunktene finner vi blant annet bensin-, diesel- og vokskomponentene.

Kullet på Svalbard har for øvrig i prinsippet en liknende opprinnelse som oljen og gassen i Nordsjøen – som ned-

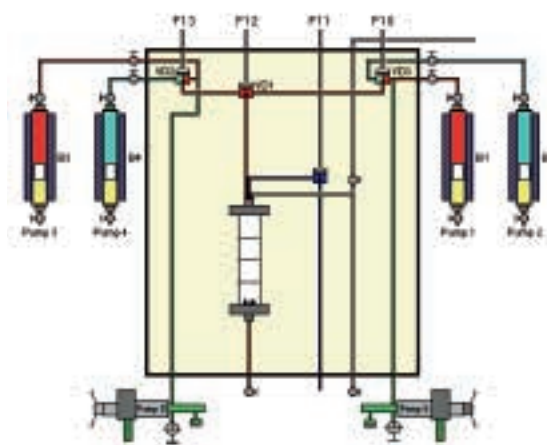
oppførselen i forhold til stabilisering av grenseflaten mellom olje og vann endre seg. Det går ikke uten videre an å overføre erfaringer fra eksperimenter ved atmosfærisk trykk, og vi har derfor utført en rekke eksperimenter med fluider av forskjellig sammensetning ved ulike temperaturer og trykk. Ett av målene er å utarbeide en matrise som forbinder ulike råoljer og deres separasjonsegenskaper ved ulike trykk og temperaturer med det vi mener er sentrale, kjemiske faktorer, forteller han.

Kostnadsreduksjon og miljøgevinst

Separasjonen skjer i dag ved en kombinasjon av kjemikalietilsetning og ulike mekaniske og elektriske metoder. – Når oljeselskapene designer en plattform med separatorutstyr, tar de utgangspunkt i

brytningsprodukt av organisk materiale, men med andre modningsforhold. Modningsprosessen er en gradvis nedbrytning av store, organiske molekyler i kildematerialet, en kombinasjon av bakterielle prosesser og kjemiske reaksjoner.

– Den viktigste årsaken til at oljen kan ha så variert sammensetning er nettopp at den forskjellige steder befinner seg i forskjellige modningsstadier, tilføyer Sæther.



Illustrasjon: FLUCHA

AVANSERT UTSTYR: Flucha-prosjektet har gjennomført en rekke eksperimenter og grunnleggende studier ved Statoils FoU-avdeling i Trondheim, som blant annet har et eget laboratorium for høytrykkseksperimenter.

oljen slik den foreligger når brønnen åpnes. Deretter kan det bli nødvendig å modifisere utstyr og dosering underveis i produksjonen, etter hvert som oljen endrer karakter. Hvis Flucha-prosjektet kan bidra til å knytte dette arbeidet opp mot kunnskap om mekanismene og hvordan sammensetningen av oljen påvirker separasjonseffektiviteten, er vi kommet veldig langt. Da blir det i større grad mulig å optimere kjemikalietilsetningen. Hvis man ikke kjenner mekanismene og fluidsammensetningen, blir konsekvensen at man tilsetter mer kjemikalier enn det som ideelt sett hadde vært nødvendig. I dette perspektivet bør Flucha II kunne bidra både til en kostnadsreduksjon og en miljøgevinst, håper Sæther.

Kort om prosjektet

- n Professor Johan Sjöblom ved Statoils Forskningscenter på Rotvoll og NTNUs Institutt for kjemisk prosesseteknologi er leder for prosjektet «Fluid characterization at elevated pressures and temperatures» (Flucha II). Prosjektet er en fortsettelse av Flucha I.
- n Prosjektperiode: 01.08.1999 – 31.12.2002
- n Budsjett: 5,04 mill. fra Forskningsrådet, 12,95 mill. totalt
- n Kontraktspartnere : NTNU, Statoil, Norsk Hydro,

OFFSHORE 2010 er et brukerstyrt forskningsprogram som ble etablert høsten 1998 og hvor de første prosjektene ble godkjent vinteren 1999. Offshore 2010 har sitt utspring i Norges forskningsråds brukerstyrte programmer

Reserve og Utbygg, som begge ble startet vinteren 1996. Prosjekter fra Reserve og Utbygg som ikke var avsluttet innen utgangen av 1998, ble overført til Offshore 2010.

Strategi

I strategien for Offshore 2010-programmet er det fastlagt to hovedmål:

Utvikle ny teknologi og kompetanseoppbygging innen nedihulls- og undervanns prosessering og flerfasetransport

- n Muliggjøre kostnadseffektiv, sikker og miljøvennlig produksjon av olje og gass på vandyp ned mot 3000 m.
- n Gjennomføre kontrollert og effektiv flerfasetransport i rørledninger over store lengder – mer enn 300 km.
- n Gjøre havbunns- og nedihulls separasjon og reinjeksjon teknologisk og prosessmessig forsvarlig og operasjonelt lønnsomt.

- n Utvikle avanserte overvåkings- og styringssystemer med høy pålitelighet og regularitet for brønnsystemer som optimaliserer produktiviteten og som reduserer kostnadene til brønnvedlikehold med 50 prosent.

Nyskaping og kommersialisering i små og mellomstore bedrifter (SMB, mindre enn 100 ansatte)

Prosjekter med nedihulls undervannsprosessering og transport er prioritert innenfor dette satsingsområdet, men prosjekter med høy kvalitet innenfor andre petroleumsfaglige områder er også støttet. Prosjektene markedspotensiale er vektlagt, og aktiv medvirkning av potensielle kunder er viktig.

Finansiering og gjennomføring

De fleste oljeselskaper, både norske og utenlandske, som opererer på norsk sokkel har vært aktive med å initiere og finansiere prosjektene. Hovedtyngden av

forskningsarbeidet gjøres i universitets- og instituttsektoren, og av leverandørindustrien med henholdsvis 35 og 65 prosent av forskningsarbeidet.

Millioner kroner	1999	2000	2001	Totalt
Forskningsrådet (OED og NHD)	34,1 (30%)	31,2 (29%)	28,4 (30%)	93,7 (30%)
Leverandørindustri og oljeselskaper	78,8 (70%)	76,7 (71%)	67,1 (70%)	222,6 (70%)
Sum	112,9	107,9	95,5	316,3

Resultater ved utgangen av 2000

Kommersielle resultater:

- n Patenter 6
- n Lisensieringskontrakter 12
- n Nye og forbedrede produkter, prosesser og metoder 54

Publisering

- n Vitenskapelige publikasjoner med referee 19
- n Publiserte artikler i faglige tidsskrifter 12
- n Utgitte lærebøker 2
- n Foredrag på internasjonale konferanser 47
- n Øvrige rapporter, foredrag og presentasjoner fra faglige møter 96

Ny virksomhet

- n Nye foretak opprettet 2
- n Nye forretningsområder i etablerte bedrifter 12

Doktorgrader

- n Igangsatt 19
- n Herav disputert 2

Forskningsmiljøer

De viktigste forskningsmiljøene har vært:

- n NTNU – Norges teknisk naturvitenskapelige universitet
- n Institutt for energiteknikk
- n SINTEF-gruppen
- n RF Rogalandforskning
- n Christian Michelsen Research

I tillegg har Universitetet i Bergen, Universitetet i Oslo og enkelte utenlandske universiteter vært deltakere.

Prosjektporteføljen

Antall prosjekter:	55
Antall deltakende bedrifter:	57
Herav SMBer:	22
Utenlandske deltakere:	8

Prosjektporteføljen fordelt på de strategiske satsingsområdene:

n Nedihullsteknologi	29%
n Undervanns prosessering	46%
n Brønnstrømstransport	11%
n SMB (andre områder)	14%



Norges forskningsråd
Postboks 2700
St. Hanshaugen
0131 Oslo

Telefon: 22 03 70 00
Faks: 22 03 70 01
www.forskningsradet.no

ISBN 82-12-01645-5