

flyt

flerfasetransport på sokkelen i 25 år



– I tillegg til å øke ressursutnyttelsen på sokkelen utløste flerfaseforskningen utviklingen av undervannsteknologi – et felt der norsk industri er verdensledende og omsetter for 100 milliarder kroner årlig.

Kjell Bendiksen, adm. direktør ved Institutt for energiteknikk (IFE) – og en av fedrene til OLGA, regneverktøyet som muliggjorde flerfasetransport av olje og gass på havbunnen

– Den samlede nytteverdien er aldri beregnet. Skulle jeg gjette, ville jeg anta at flerfaseutviklingen alene har skapt verdier som kunne betalt all norsk forskning de siste 20 årene.

Johannes Moe, adm. direktør i SINTEF da Flerfaselaboratoriet ble bygget og satt i drift i Trondheim



Unni Steinsmo
Konsernsjef
SINTEF



Kjell Bendiksen
Adm. direktør
Institutt for energiteknikk

Verdifullt sjumilssteg på dypet

For et kvart århundre siden innledet to norske forskningsinstitutter og oljeindustrien et nært samarbeid. Ut av dette sprang ny teknologi. Den har gjort det mulig å frakte olje og gass over lange avstander på havbunnen i én og samme rørledning – «flerfasestransport», på oljespråket.

Flerfaseanleggene på sokkelen er usynlige for publikum. Men de har hatt en betydelig økonomisk nytteverdi og bidratt vesentlig til velstandsutviklingen i Norge.

Utviklingen av flerfasesteknologien viser hvor viktig det er å investere i forskning og utvikling. Nyvinningene på dette området har gjort det mulig å utvinne olje og gass mer effektivt og bygge ut felt som ellers ikke kunne blitt satt i drift.

Flerfasesteknologiens fødsel og bruk viser hva et lite land kan få til ved å etablere landslag på teknologiområdet. Institutt for energiteknikk (IFE) hadde alt ved inngangen til 1980-årene utviklet en første versjon av regneverktøyet OLGA, som kunne simulere tofasestrøm i rørledninger. SINTEF bidro med forsøksresultater fra studier av flerfasestrømning i verdens største laboratorium i sitt slag. Sammen med oljeindustriens kompetanse har dette vært avgjørende for teknologiens suksess på norsk sokkel og internasjonalt.

Kommersialiseringen av denne teknologien har dessuten vært utløsende for utviklingen av en verdensledende norsk leverandørindustri på området.

Det finnes få, om noen, eksempler i Norge som illustrerer bedre at forskning lønner seg.



EN OLJENASJON BLIR FØDT: Statsminister Trygve Bratteli skuer utover Ekofisk-feltet under den offisielle åpningen av Norges første oljeplattform sommeren 1971. Foto: Scanpix.

– I hereby declare ...

Dagen er 9. juni, 1971. Et tidsskille i norsk historie. Landets første offshoreplattform innvies på Ekofisk. Norge er blitt et oljeland.

Den gangen, og i mange år framover, måtte det plattformer til på hvert eneste felt i den værharde Nordsjøen. Det samme var tilfelle i Mexico-golfen. Og over alt ellers der oljeutvinning pågikk til havs.

Norsk flerfaseforskning er en viktig grunn til at det ikke er slik lenger.

Ny epoke til havs

Flerfaselaboratoriet i Trondheim blir innviet 25. januar 1983, av olje- og energiminister Vidkun Hveding.

På landlege Tiller litt sør for Trøndelags hovedstad, får de frammøtte gjestene se ei skinnende blank rørgate. 1000 meter med velvoksne stålrør, som ender i et 58 meter høyt betongtårn. Et anlegg som bidrar til å endre industrihistorien, skal det vise seg.

For regneverktøyet OLGA fra IFE og SINTEFs flerfaseanlegg ved Nidelva danner i fellesskap ut-

gangspunktet for en ny epoke i oljeutvinningen til havs.

Tryggere – og billigere

IFE hadde, i samarbeid med Statoil, utviklet den første versjonen av OLGA alt tre år før laboratorieinnvielsen. Matet med data fra storskala-laboratoriet på Tiller legger OLGA grunnlaget for en ny teknologi. Den har gjort oljeindustrien i stand til å frakte ubehandlet brønnstrøm – olje, gass og vann – i én og samme rørledning over lange distanser på havbunnen. Direkte fra brønnen og over til eksisterende plattformer på nabofelt. Eller helt inn til land!

På fagspråket kalles dette flerfasetransport. Flerfaseteknologien er en viktig årsak til at oljeindustrien i dag kan ha komplette utvinningsanlegg på havbunnen. Og oljearbeiderne på land. Der er det tryggere, billigere og mer miljøvennlig å jobbe enn på plattformer som krever helikoptertransport til og fra.

Store bidrag til fellesskapet

De nye transportårene på havbunnen har spært oljeindustrien for store utgifter på norsk sokkel. Flerfaseteknologien har også gjort det mulig å bygge ut olje- og gassfelt som ellers ikke ville vært lønnsomme.

Begge deler har gitt en betydelig pengestrøm til fellesskapets kasse. Inntektene fra flerfaseteknologien kommer både deg og meg til gode – når vi kjører på veinettet, ligger på sykehus, sender barna på skolen, mottar sykepenger eller hever pensjon.

Dermed er de nedbetalt utallige ganger, millioninvesteringene som tidlig på 1980-tallet gikk til å oppføre Flerfaselaboratoriet på Tiller, verdens største i sitt slag.

Historien om byggingen begynner med at et av verdens ledende oljeselskaper kontakter norske myndigheter en dag i 1979 ...

«Til Norge – hilsen Esso»

«Vi vil gjerne finansiere verdens største laboratorium i sitt slag, drive det for egen regning i ett år – og så gi det bort til den vertsinstitusjonen dere peker ut».

Dette er innholdet i et tilbud oljeselskapet Esso legger på den norske statens bord i 1979. Rammen er de såkalte Teknologiavtalene; skal et selskap få lisens på norsk sokkel, må minst halvparten av forskningen i forbindelse med feltutviklingen utføres i Norge.

Geografisk dragkamp

Rogalandsforskning og SINTEF melder seg straks som interessenter. En hard dragkamp ender med at regjeringen i 1980 vedtar å plassere anlegget i Trondheim. Johannes Moe er sjef for SINTEF på denne tida og en pådriver for å få anlegget til Trondheim. Når han ser bakover i dag, 30 år seinere, er han klar på at invitten fra Esso ble skjellsettende for oljelandet Norge.

«Gullegg» fra IFE og SINTEF

– Av enkeltstående teknologier SINTEF har bidratt til, har nok ingen gitt så stor verdiskapning



TALTE TRONDHEIMS SAK: Johannes Moe var adm. direktør ved SINTEF fra 1976 til 1989. Han ser byggingen og driften av Flerfaselaboratoriet som noe av det viktigste forskningsstiftelsen var med på i hans tid ved roret. Foto: Gry Karin Stimo

for samfunn og kunder som flerfase-teknologien. Den samlede nytteverdien er aldri beregnet. Skulle jeg gjette, ville jeg anta at flerfaseutviklingen alene har skapt verdier som kunne betalt all norsk forskning de siste 20 årene, sier Moe.

Landslag i teknologi

I tilbakeblikk ser han flerfase-teknologien som et flott bevis på hva oljeselskapene fikk til ved å

gå sammen med SINTEF/NTNU og IFE som et landslag på området. Ferdig bygget i 1983 koster laboratoriet 80 millioner kroner. Anlegget blir overtatt av SINTEF 1. februar 1984.

Men hvorfor er det slik at inngående flerfasestudier må til før man kan ta i bruk flerfaseanlegg på havbunnen? Og hvorfor må laboratoriet være så stort?

Regneverktøy mot skumle plugger

Uten grundig forskning på langtransport av olje og gass i samme rør kunne mottakerne i enden av flerfaseledninger fått svære væskeplugger «i fanget».

Vet man ikke hva man gjør når olje og gass skal sendes på langtur sammen på havbunnen, kan lange væskeplugger komme susende i stor fart gjennom røret opp den siste «motbakken» til plattformen eller landanlegg. I verste fall kan de flomme over i mottaksanlegget.

Bare studier hjelper

Ingeniørene i det unge olje-Norge vet det er for dyrt å lage prosessutstyret på mottakersida så kraftig at det kan tå imot slike plugger. Av sikkerhetshensyn må de også kunne beregne hvor mye væske som er samlet i røret ved nedstengninger av produksjonen. I tillegg vil de vite hvor ofte de må bruke «pigger» (utstyr som sendes gjennom røret) for å fjerne voks og liknende avsetninger fra rørveggene.

Alt dette gjør at inngående studier må til før noen kan klare å beregne de nødvendige dimensjonene på flerfaseledningene. Målet er å utvikle en regnemodell som kan brukes til å prosjektere og drive flerfaseanlegg på havbunnen.

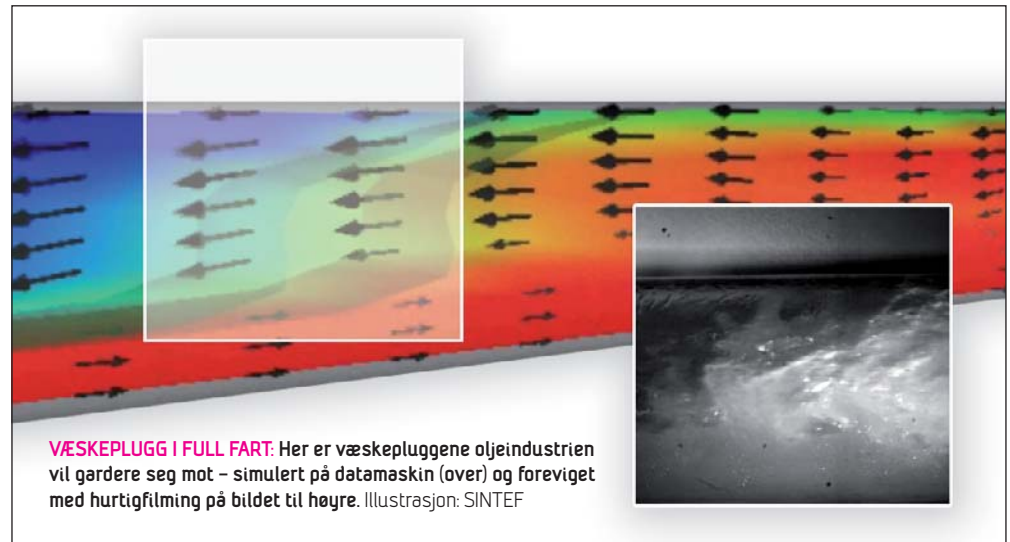
For å være sikre på at modellen regner riktig, trenger modellutviklerne storskalaforøk. Gjøres

eksperimentene i et lite laboratorium, er det nemlig et stort spørsmål om resultatene lar seg overføre til rør med store tverrsnitt. Derfor får Tiller-anlegget rør med en diameter helt i nærheten av det oljeindustrien vil trenge på sokkelen.

Trondheim og Kjeller samarbeider

Ved Institutt for energiteknikk på Kjeller sitter

forskere med teoretisk kompetanse og avanserte modeller som gjør at løb-resultatene fra Tiller kan brukes til å lage epokegjørende regneverktøy. Basert på data fra Flerfase-laboratoriet raffinerer IFE-forskerne regneverktøyet OLGA og gjør det mer nøyaktig. Og interessen i markedet er stor, skal det vise seg ...



VÆSKEPLUGG I FULL FART: Her er væskepluggene oljeindustrien vil gardere seg mot – simulert på datamaskin (over) og foreviget med hurtigfilming på bildet til høyre. Illustrasjon: SINTEF

Fra Golf of Mexico-kopier til Nordsjø-teknologi

Ved Flerfaselaboratoriet på Tiller står kundene i kø etter overdragelsen til SINTEF – for å ta del i forskningen og få tilgang til regneverktøyet OLGA.

Ni oljeselskap finansierer et felles prosjekt til 40 millioner kroner for perioden 1984–86. Medregnet byggekostnadene har oljeindustrien brukt hele 140 millioner kroner på Tiller og Kjeller innen utgangen av 1986. Hvorfor? Spørsmålet kan deles i tre, og aller først: Hvorfor trengte oljeindustrien flerfasetransport?

Nådde kun den nærmeste oljen

Idet oljealderen starter i Norge, kan bare olje som ligger nær plattformen hentes opp. Til landets første oljeplattform, den oppjekkbare riggen



SMÅTT I STARTEN: Norges første oljeplattform, den midlertidige produksjonsplattformen Gulftide, startet produksjonen sommeren 1971 på Ekofisk, der vandedypet var 70 til 75 meter. Riggen ble fjernet alt i 1974.

Foto: Scanpix

«Gulftide» på Ekofisk, strømmer olje og gass etter hvert fra fire brønner i korte rørledninger på havbunnen. På plattformdekket blir oljen renset for vann, og for gass – som etterpå brennes av.

Fra beskjedne havdyp ...

Feltene som er kartlagt tidlig i Nordsjøen, ligger på 50 til 70 meters havdyp. Der holder det med



STØRRE ETTER HVERT: Betongkjemper som Statfjord A (satt i produksjon på 146 meters vandedyp i 1977) kunne ikke «drysses utover» oljefeltene på samme måte som ståplattformene vi fikk på de grunnere delene av sokkelen. Foto: Statoil Hydro

teknologi utviklet for grunne områder i Mexico-golfen. Faste plattformer popper opp på rekke og rader. Relativt små, og bygd i stål. Økonomisk kan det forsvareres å installere *mange* slike på hvert felt.

... til dypere vann

Men utover i 70-årene bygger Norge også ut oljefelt på større dyp, og de svære plattformene av betong gjør sitt inntog. For å få økonomi her må mer av feltet «dreneres» for olje og gass fra hver plattform. Det første svaret på utfordringen er teknologi for horisontale borer – og utbygging av såkalte satellittfelt med direkte flerfaseoverføring til eksisterende plattformer.

Drømmen fødes

Med flerfaseteknologi vil det gå an å bygge ut små forekomster der plattformer blir for dyre, og så føre oljen og gassen som ubehandlet brønnstrøm til plattformer med ledig kapasitet. I tillegg kan blandinger av naturgass og kondensat (lettolje) føres i land direkte fra havbunnsinstallasjoner på store gassfelt til havs.

Men OLGA blir til i et miljø der forskerne har sin bakgrunn fra en *helt* annen del av energiverdenen enn oljesektoren ...

OLGA blir født på IFE

... og har sine røtter i forskningen på kjernekraft.

Ideen til regneverktøyet OLGA blir unnfanget av to forskere ved IFE, Dag Mølnes og Kjell Bendiksen, i 1979.

Første versjon av OLGA er klar i 1980. Alt da kan modellen simulere eksperimenter med væskepluggen påvist i forsøk med hellende rør i USA. IFE har da i over 20 år utviklet beregningsverktøy for å simulere strømming av vann og damp i kjernekræftreaktorer.

Statoil finansierer utviklingen av OLGA ved IFE i fire år. Deretter avtaler de to samarbeidspartnere å fortsette utviklingen av OLGA sammen med SINTEF i et stort, felles industriprosjekt som starter opp 1. januar 1984.

Industrielle behov

Oppgavedelingen består i at IFE videreutvikler OLGA, mens de helt nødvendige eksperimentene blir utført på Tiller. Dette innleder et 15-årig nært og fruktbart samarbeid mellom IFE og SINTEF som også omfatter universitetet NTNU.

– Ved at de to største norske forskningsmiljøene på området gikk sammen, fikk de betydelig slagkraft. Sammen definerte og prioriterte vi forsøk på Tiller ut fra både industrielle og teknologiske behov. Mulighetene for å utvikle OLGA lå hele tiden til grunn når nye forsøk på Tiller



FAR TIL OLGA: Kjell Bendiksen, adm. direktør ved IFE siden 1995, var selv med på å unnfange ideen til regneverktøyet OLGA i 1979. Han sto sentralt også i det videre utviklingsarbeidet. Foto: Scanpix / Gorm Kallestad

skulle utformes, sier Kjell Bendiksen, som blir IFEs adm. direktør i 1995.

Praktisk verktøy

Målet med OLGA er å utvikle et praktisk, industrielt verktøy. – Industrien trengte et verktøy som kunne beregne viktige egenskaper som produksjonsrater, trykk og væskeinnhold i hele transportsystemet. OLGA

måtte kunne forutsi om strømmingen var stabil, eller om en kunne risikere ubehagelige ustabiliteter, forklarer Bendiksen. IFE har kontinuerlig arbeidet med forbedring av OLGA i de 30 årene som har gått siden ideen ble unnfanget. I 2008 blir IFE tildelt StatoilHydro's forskerpris for sin innsats innen flerfaseforskning. Også mannen som i 15 år er selveste Mr. Statoil, roser de norske flerfasepionerens resultater ...

Drahjelp fra olje-Norges far

Flerfaseteknologi som satsingsområde fikk tidlig høy prioritet i Statoils ledelse, bekrefter selskapets aller første toppsjef, Arve Johnsen.

Norges første oljeboss forklarer at havydene som ventet den unge norske oljenæringa, resulterte i en stadig klarere erkjennelse i Statoil utover på 70-tallet og i begynnelsen av 80-årene: en visshet om at det var tvingende nødvendig å finne en transportløsning for olje og gass i ett og samme rør.

Satte av store summer

– Det ville verken være teknisk eller økonomisk mulig å foreta separasjonen ute til havs. Installasjonene ville bli for store og tunge, og kostnadene for høye, sier Johnsen.

Dette var bakgrunnen for forskningsarbeidet Statoil involverte seg i på flerfasefeltet, ifølge oljeveteranen. Johnsen forklarer at han og kollegene tidlig var klar over at Statoil «måtte bruke flere hundre millioner kroner på dette».

Det moderne Norges fødsel

Arve Johnsen er ingen hvem som helst i norsk oljehistorie. Som statssekretær og nærmeste

medarbeider til industriminister Finn Lied var han en av hovedarkitektene bak opprettelsen av statsoljeselskapet Statoil.

Som selskapets første leder var Johnsen helt i starten Statoils eneste ansatte. Ved etableringen i 1972 installerte han seg på et leid kontor i Stavanger, med kassabeholdningen i en liten sigarkasse. Da han gikk av 15 år seinere, var Statoil en av Norges største industribedrifter – og et av verdens største oljeselskaper til havs.

Viktige vekselvirkninger

Johnsen påpeker at mange ulike teknologier gjorde Norges oljeeventyr mulig, og at det er umulig å rangere dem etter viktighet. De henger sammen, påpeker han – og drar fram den «nære vekselvirkningen» mellom teknologiutviklingen innenfor flerfasetransport og undervannsutbygging: to områder han gir «medaljeplass» i den nasjonale og globale oljehistorien, uten å nøle.



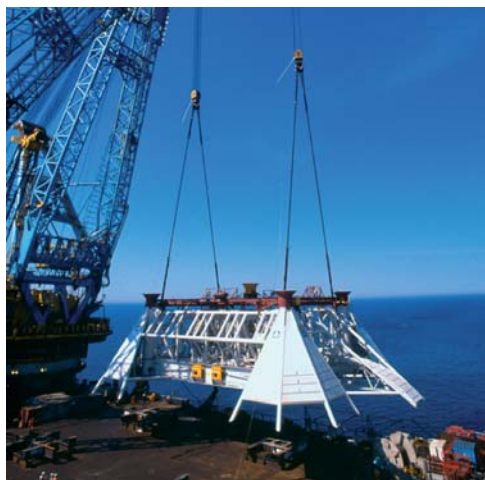
ROS FRA STATOIL-PIONÉREN: Arve Johnsen, Statoils første leder, er ikke i tvil om at den norskutviklede flerfaseteknologien fortjener en «medaljeplass» også globalt for sin rolle i historien om oljeutvinning til havs. Foto: Werner Juvik

Undervannsteknologien utgjør en produksjonsform «som i dag preger ikke bare norsk sokkel, men også Mexico-golfen, Angola og brasiliansk sokkel», for å si det med Johnsens ord. Han ser flerfase- og subseateknologien som gode eksempler på at vi ikke behøver å tenke smått i Norge, selv om vi er en liten nasjon.

– Det går an å tenke stort, og det går an hele tiden å se at teknologi, riktig utviklet, er eksportierbar til alle deler av verden hvor det er behov for det, sier «olje-Norges far».

Går under vann

Slutten av 1980-tallet: Med regneverktøyet OLGA i ryggen starter Phillips og Statoil opp verdens første langtransportsystemer for flerfasefrakt på havbunnen.



GJENNOMBRUDET FOR FLERFASOTEKNOLOGIEN: TOGI-prosjektet økte oljeutvinningen fra Oseberg-feltet. Fra undervannsbrønner på Troll ble gass og kondensat sendt 48 kilometer i samme rør til en fjernstyrt undervannsinstallasjon på Oseberg. For første gang i verden ble gass pumpet fra ett felt til et annet for å få mer olje ut av et reservoar. Foto: StatoilHydro

Phillips tar steget på Ekofisk-feltet. Statoil, på sin side, sender gass og kondensat (lett råolje) sammen gjennom en 12 kilometer lang rørledning fra Tommeliten til plattformen på Edda fra høsten 1988. Men det store gjennombruddet for flerfase-transport kommer med prosjektet Troll-Oseberg Gassinjeksjon TOGI.

Ved å injisere gass, og ikke vann, på Oseberg, økes oljeproduksjonen på feltet med sju prosent, ifølge informasjon som operatør Hydro gir forskningsmagasinet Gemini før oppstarten. Det er mer enn Norges årlige oljeforbruk ved starten på 90-åra.

OLGA blir brukt til design av produksjons- og transportsystemet TOGI som settes i drift i 1991. Fra undervannsbrønner på Trollfeltet strømmer gass og kondensat i samme rørledning de 48 kilometerne til en fjernstyrt undervannsinstallasjon på Oseberg-feltet. Driften blir

assistert av en simulator basert på OLGA. For første gang i verden pumpes gass fra ett felt til et annet for å få mer olje ut av et reservoar.

Støvsugde verden

Lederen for TOGI-prosjektet, prosjektdirektør Magne Boge i Hydro, sier dette til Gemini i 1989: – I TOGI-prosjektet har vi utnyttet 100 prosent de resultater som etter hvert er kommet ut av laboratoriet på Tiller. Ikke minst har regneverkprogrammet OLGA, som vi har tilpasset for bruk på TOGI, vært avgjørende for utviklingen av konseptet.

Kulturhistorisk verdi

Prosjektet blir avsluttet – og rørledningen nedstengt – i 2002. Riksantikvaren påpeker at avslutningsplanen bør omfatte en utredning av installasjonenes kulturhistoriske verdi! Da har OLGA allerede bidratt til å spare milliardbeløp like i nabolaget ...

Troll kan temmes

Et gigantisk gassfelt fyller nyhetsbildet i Norge 9. februar 1996. Også her har flerfaseteknologien og OLGA viktige roller.

Denne dagen starter produksjonen på Trollfeltet vest for Bergen, det største gassfunnet i Nordsjøen. Norge er blitt en av Europas viktigste gassleverandører for det neste århundret.

Brønnstrømmen til land

Med Troll får Norge sitt første flerfasetransportanlegg som frakter gass og kondensat fra Nordsjøen og inn til land. En strekning på 67 kilometer, der Norskerenna krysses! Brønnstrømmen, minus vannet som tas ut på plattformen, går useparert til Kollsnes utenfor Bergen. Prosessanlegget offshore blir dermed dramatisk mindre enn det ellers ville blitt. Slik unngår utbyggerne et langt dyrere alternativ. En enda større Trollplattform. Driftskostnadene krympes også, fordi behovet for bemanning og forpleining til havs blir lavt.

Spærer nær 46 milliarder kroner

På en pressekonferanse i 1989 opplyser utbyggeren, Norske Shell, at splittingen av Trollprosjektet mellom hav og land vil redusere utbyggingskostnadene med 4,5 milliarder kroner, og at oppdelingen vil krympe de årlige driftsutgiftene med 330 millioner kroner.

Trollfeltet vil produsere gass i 75 år. Over plattformens samlede levetid vil flerfaseteknologien dermed gi besparelser på nær 30 milliarder 1989-kroner (nesten 46 milliarder 2009-kroner). Og det altså på Troll *alene!*

Men omtrent i samme øyeblikk som gassen begynner å strømme inn fra Trollfeltet, legger mørke skyer seg over laboratorieanlegget på Tiller ...





Krise – og nye muligheter

I 1996 er verdens største flerfaselaboratorium plutselig blitt *for stort!*

Oljeselskapene har nå brukt OLGA til å bygge ut mange felt, fått erfaring fra driften og kan sammenlikne svarene fra OLGA med felldata. Mange selskaper finner at OLGA er god nok for de utfordringene de står overfor. Kundene sier det blir for dyrt å gå videre med forsøk i så stor skala som de blir tilbudt på Tiller. Etter 13 år med fulle ordrebøker, blir den én kilometer lange rørsløyfa tatt ut av drift.

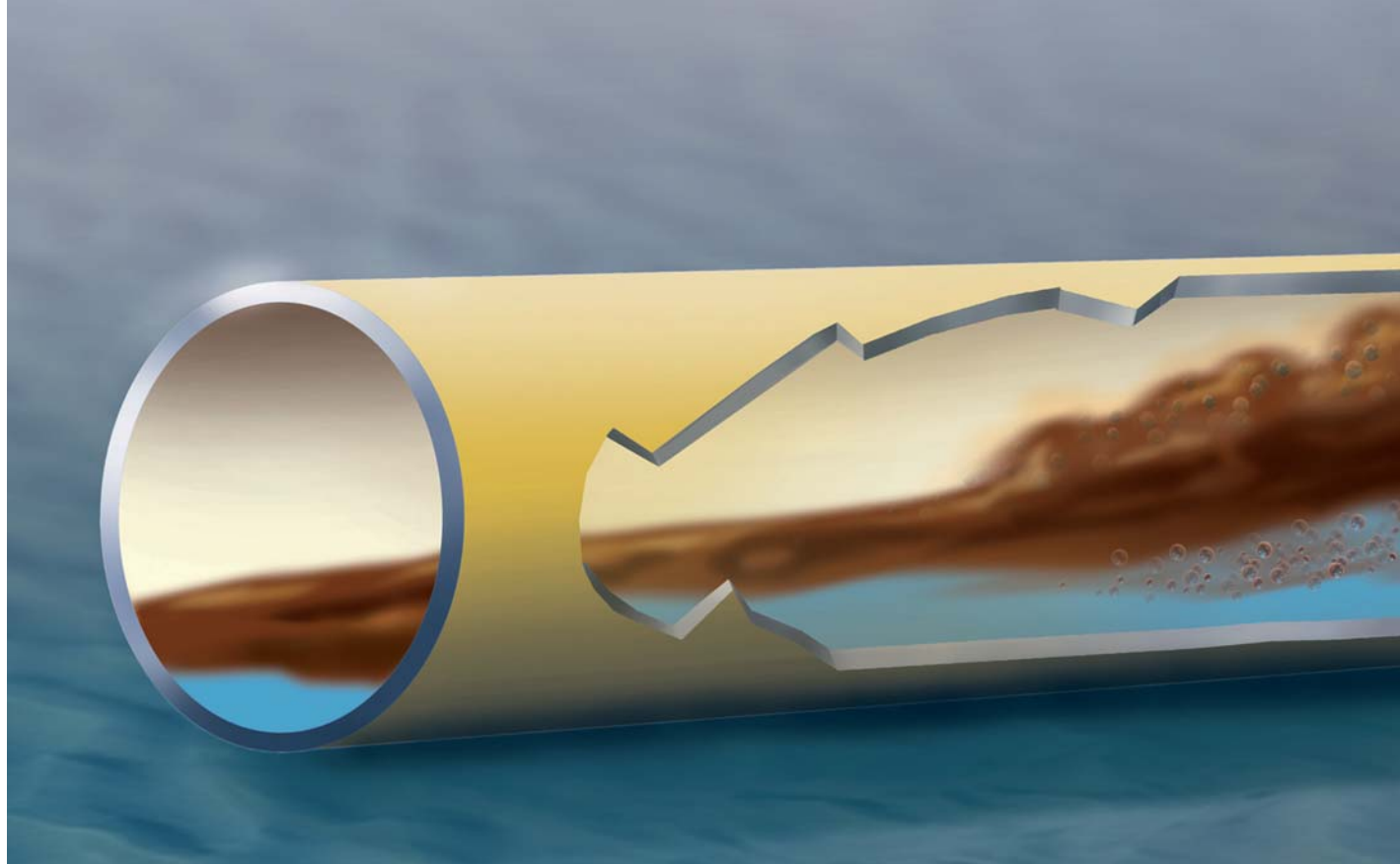
Frå stor skala til mellomskala

Skal OLGA bli enda bedre, må andre typer eksperimenter til. Behovet for å studere detaljer i strømningen krever også mer avansert instrumentering.

Parallelt med forsøkene på Tiller bygger IFE i 1985 et mellomskala eksperimentalanlegg for å øke den grunnleggende forståelsen av flerfase strømningsfenomener. I samarbeidsprosjektet med SINTEF og Statoil bygger IFE en mellomstor flerfaserigg i 1994 for å forbedre OLGAs evne til å beregne strømning i avviksbrønner. Og i 1996 oppgraderer SINTEF en lillebror av storskalasløyfa.

Frå to til tre faser

I den store sløyfa på Tiller har det kun strømmet



ALDRENDE FELTER AVGIR VANN: I mellomskalaanleggene på Tiller og Kjeller utføres spesialstudier som viser hvordan de økende vannmengdene i flerfaseledninger oppfører seg sammen med gass- og oljestråmene i røret. Illustrasjon: SINTEF

olje og gass. I fokus for mellomskala-eksperimentene står de økende vannmengdene som følger med opp fra aldrende oljefelt.

Strømmer mye vann i ledningene, kan en rekke problemer oppstå, deriblant korrosjon. Innvendig korrosjon kan opptre plutselig og være meget alvorlig, i verste fall føre til lekkasjer. Som svar på dette har IFE i en årrekke utviklet metoder og kjemikalier (såkalte inhibitorer) som motvirker korrosjon.

Mer vann i ledningene kan dessuten føre til at isliknende krystaller (hydrater) oppstår i olje- og gassstrømmen. Også dette er en problemstilling

IFE og SINTEF gir seg i kast med. Risikoen for hydratdannelse er størst når produksjonen på feltene stenges ned, for eksempel under vedlikehold.

Uten mottiltak (bruk av frostvæske, oppvarming eller andre løsninger) kan hydratpluggene gi kostbare driftsávbrudd, eller i verste fall permanent tilstopping. Faren er størst på kalde dyp, av den typen som venter tusen meter under havflata på Vøring- og Møreplatået.

Og mens bransjen bur seg på forholdene som venter i stupmørket der nede, lyser en ny rapport opp hverdagen for OLGAs fedre og mødre ...

Smigrende attest fra oljegigant

I 1999 fastslår Conoco at dataverktøyet OLGA er en av de største suksessene oljeselskapet har hatt befatning med innenfor norsk forskning.



FORNØYD KUNDE: Ole Lindefjeld, nåværende direktør for forskning og utvikling i ConocoPhillips Norge, står bak rapporten som i 1999 kåret regneverktøyet OLGA til en av de største suksessene på forskningsfronten i Conoco Norges historie. Foto: Rune Petter Ness, Adresseavisen

Rapporten «Value Creation through Technology» er utarbeidet av Conoco Norge. Mellom permene har selskapet beregnet verdiskapingen fra et utvalg forsknings- og utviklingsprosjekter utført i tidsrommet 1979-99. OLGA er ett av fire prosjekter som kåres til «The Largest Success Stories», og dokumentet får store oppslag i næringslivspressen. I løpende kroneverdi har Conoco brukt 900 millioner på forskning og utvikling i Norge i denne perioden (1,3 milliarder 1999-kroner), fordelt på 318 prosjekt. Pengene har blant annet gått til forskningen som har materialisert seg i OLGA. Conoco er ett av mange oljeselskap som har finansiert dette arbeidet.

God butikk

Til beregningene har Conoco Norge valgt ut 64 av de 318 prosjektene. Konklusjonen er at

disse alene har spart selskapet for kostnader på 3,6 milliarder kroner: fire ganger det selskapet har brukt på *all* sin forskning og utvikling i 20-årsperioden. Rapporten anslår de tilsvarende besparelsene hos *andre* selskaper til 12,3 milliarder kroner.

Et forsiktig anslag

– Vi har sett på hva prosjektene gir av rene kostnadsbesparelser, og ikke regnet med gevinster høstet i form av økt olje- og gassutvinning. Så den totale verdiskapingen av prosjektene har vært enda større, sier forskningssjef Ole Lindefjeld fra Conoco Norge ved lanseringen av rapporten.

I samme stund er IFE og SINTEF i full gang med å raffinere flerfaseteknologien for et nytt og krevende årtusen ...



MED BLIKKET MOT HAVBUNNEN: Seniorforsker Peter Andersson observerer brønnstrømmen i flerfaseanlegget til IFE. Foto: Mick Tulley, Image Communication

Med kurs for røffere farvann

Olje og gass skal for framtida i land frå undervannsanlegg på flere tusen meters havdyp – og må da fraktes flere hundre kilometer i samme rør!

Dette er utfordringene som venter flerfaseingeniørene ved tusenårsskiftet.

Helt på tampen av det 20. århundret har flerfase-teknologien og OLGA kommet til nytte også på Åsgård-feltet, der produksjonen starter i 1999.

Med det 21. århundrets ankomst melder nye teknologibehov seg på sokkelen.

Shtokman-gass og tunge oljer

Flerfaseledninger skal gå fra store havdyp, over ekstreme avstander inn til land, og opp bratte skråninger på bunnen. En hel del av systemene skal frakte tung olje, og flere skal trolig anlegges i Arktis.

Det gigantiske gassfeltet Shtokman, 550 kilometer nord for Russland, og andre utbygginger vil stille store krav til flerfasesystemer. Dette krever mer nøyaktige beregningsverktøy. Derfor ønsker oljeindustrien å starte nye, store forskningsprosjekter.

Feiret «dame» får utfordrer

Ved inngangen til tusenåret er OLGA for lengst blitt en feiret «dame». Hun har en andel på nesten 90 prosent av verdensmarkedet for regneverktøy til prosjektering og drift av flerfasesystemer offshore. Med tanke på utfordringene som står i kø på havbunnen, tar SINTEF initiativ som skal gi OLGA en utfordrer.

Sammen med ConocoPhillips Norway og Total Norge starter SINTEF utviklingen av LEDA i 2002, et dataverktøy som vil gi detaljbilder av strømningsforholdene i de delene av rørledningen som «zoomes» inn.

Som ledd i LEDA-prosjektet blir storskala-sløyfa gjenåpnet i 2001. Tiller-anlegget får dessuten en hall for mellomskalaforsøk og en eksplosjonssikker bunker høsten 2009. Her skal vekselvirkningen mellom strømningsforhold og oljedråpers overflatekemi studeres, et viktig tema når tunge oljer skal fraktes i flerfaserør.

... og OLGA blir fornyet

Parallelt starter IFE sammen med SPT Group, StatoilHydro, Chevron, ExxonMobil, ENI og Shell et prosjekt for å fornye OLGA helt fra grunnen av gjennom en ny generasjon flerfase-modeller basert på grunnleggende fysikk.

Mens OLGA kun baserer seg på sammenhenger som er observert i laboratorie-eksperimenter, blir HORIZON en detaljert matematisk modell som gjengir fysikkens verden mer nøyaktig enn OLGA.

Flerfaglige team

Målet for LEDA- og HORIZON-prosjektene er rørsystemer med økt transportkapasitet og redusert risiko for driftsavbrudd. Det norske forskningsmiljøet setter store flerfaglige team på jobben.

Og mens LEDA gradvis får kjøtt på sine bein, er OLGA med på de to utbyggingsprosjektene som utgjør Norges viktigste innovasjonsarenaer ved tusenårsskiftet ...

På topp på bunnen

Med OLGA som støttespiller innvies Ormen Lange og Snøhvit i 2007: de første store utbyggingene på norsk sokkel uten produksjonsskip eller -plattformer.

Frå de to svære gassfeltene strømmer naturgass og kondensat direkte frå havbunnsinstallasjoner til mottaksanlegg på land.

Pioneren Snøhvit

Flerfaseledningen som går frå feltene i Snøhvit-prosjektet til Melkøya utenfor Håmmarfest, er 143 kilometer lang. Ny distanserekord for rørtransport av ubehandlet brønnstrøm! Snøhvit-

terminalen på Melkøya er Europas første eksportanlegg for flytende naturgass (LNG). Gassfeltene Snøhvit, Askelødd og Albatross ble funnet i perioden 1981–84, og Statoils første plan var å bygge ut feltene med plattformer til havs pluss LNG-anlegg på Sørøya. Den skrinnlegges rundt 1990 av kostnads- og markedsmessige grunner. Når prosjektet vedtas gjennomført i 2002, blir løsningen i stedet LNG-

fabrikk på Melkøya og fjernstyrte produksjonsanlegg på havbunnen.

– Langsiktig strategisk satsing på utvikling av flerfase-teknologi var en viktig forutsetning for realiseringen av Snøhvit, den første utbyggingen i Barentshavet, sier informasjonssjef Sverre Kojedal i StatoilHydro.

Giganten Ormen Lange

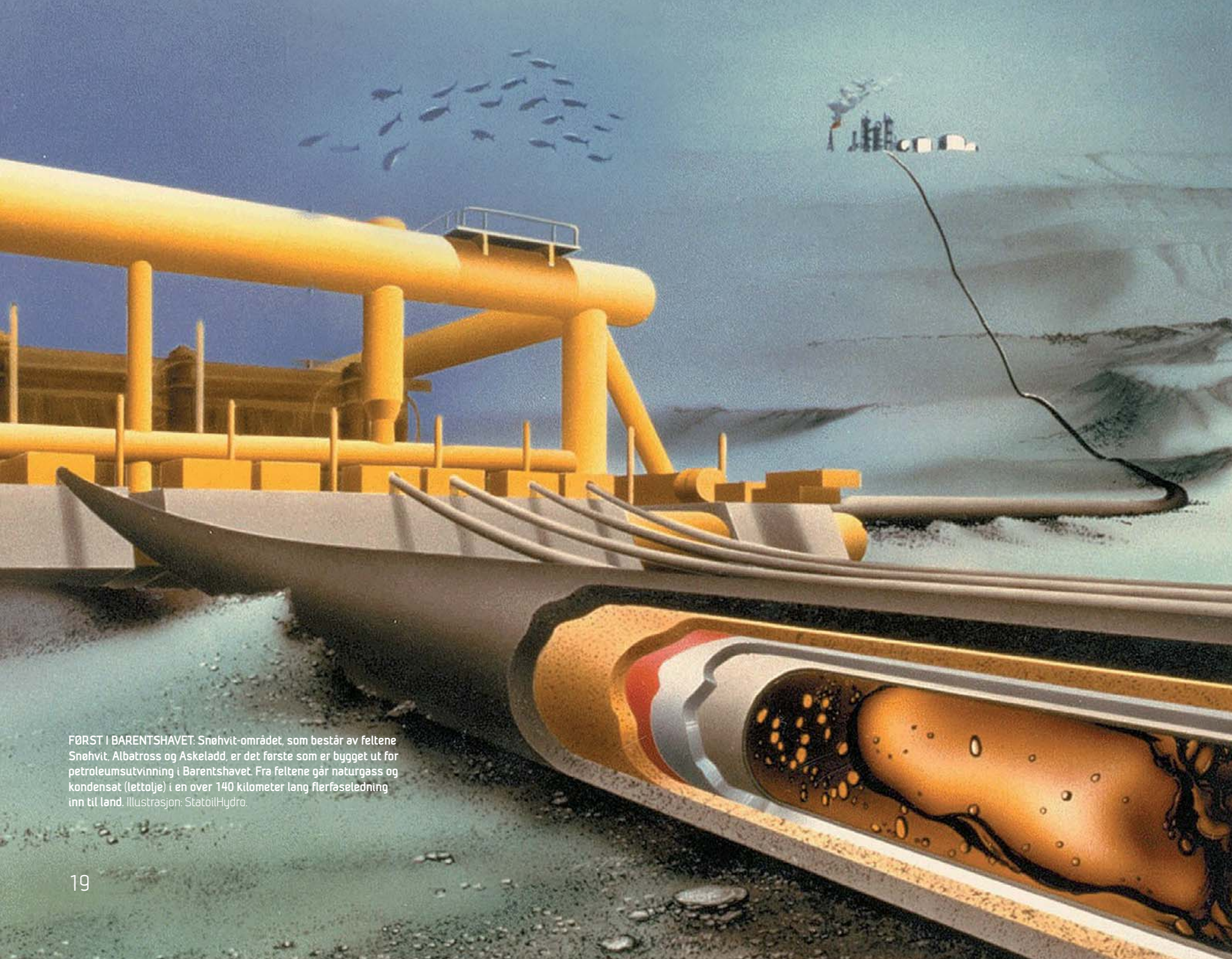
Ormen Lange, 120 kilometer nordvest for Kristiansund, er Europas tredje største gassfelt og Norges første dypvannsprosjekt (850 til 1100 meters havdybde). Til forskningsmagasinet Gemini opplyser utbyggingsoperatør Hydro at selskapet utredet to løsninger – og at en flytende produksjonsplattform og havbunnsinstallasjoner nærmest kom likt ut av kostnadskalkylene.

Medvirkende til det endelige valget var, ifølge Hydro, en reell frykt for at godkjenning av en plattformløsning kunne forsinke prosjektet. Dette ville gi store tap gjennom prisstigning og tapt inntektsstrøm, noe som faktisk angår oss alle. For gjennom statlige Petoro AS og statens aksjer i StatoilHydro er du og jeg storeiere i feltet.

Samtidig som gassen strømmer inn til Finnmarks- og Mørkekysten, jobber forskere på Kjeller og Tiller for å sikre fri flyt også i *framtidens* flerfaseledninger ...



ALT PÅ LAND: På Nyhamna i Aukra kommune i Møre og Romsdal blir brønnstrømmen frå Ormen Lange separert. Naturgassen går vidare til England gjennom verdens lengste undersjøiske gassrørledning, Langeled. Foto: StatoilHydro



FØRST I BARENTSHAVET. Snøhvit-området, som består av feltene Snøhvit, Albatross og Askeladd, er det første som er bygget ut for petroleumsutvinning i Barentshavet. Fra feltene går naturgass og kondensat (lettolje) i en over 140 kilometer lang flerfaseledning inn til land. Illustrasjon: StatoilHydro.

Krafttak mot produksjonshindre

De tøffe forholdene på *utsida* av framtidens flerfase-ledninger har fått SINTEF/NTNU og IFE til å gå nye veier for å hindre komplikasjoner *inne* i rørene.



«IS» SOM BRENNER: Nei, dette er ikke is, men hydrater – isliknende krystaller som kan dannes når olje, gass og vann fraktes i samme rør. Uten mottiltak kan de i verste fall tette igjen rørlørdningen. Foto: Gry Karin Stimo

Når ubehandlet brønnstrøm skal transporteres langt på store dyp, kan mange problemer oppstå. Isliknende hydrater kan plukke røret, voks kan avsettes på innsiden av rørene slik at kapasiteten reduseres, og rørene kan ruste.

I SINTEF blir «Cold Flow» et begrep tidlig i det nye tusenåret. En nytenkning i krigen mot hydrater i flerfaseledninger. Filosofien går ut på å *tolerere* hydratene i stedet for å *fjerne* dem. Re-

septen går ut på å skape forhold i ledningen som får hydratene til å likne tørr snø i stedet for kram snø.

– Lykkes vi, kan vi øke transportavstandene dramatisk for flerfaseledninger på havbunnen, sier en av oppfinnerne, sjefsforsker Roar Larsen. Til vanlig er vænndråper innesluttet i hydratkrystallene som dannes i flerfaseledninger. Dette får krystallene til å likne kram snø. De kle-

ber seg sammen og kan bli til store pluggen hvis ikke mottiltak settes inn. Og den forebyggende medisinen har vært kostbar til nå.

Med Cold Flow-metoden vokser vænn- og gassmolekylene til bittesmå runde snøfugg, uten at vænndråper innesluttet i krystallene. Dette får hydratene til å likne tørrsnø. Og som alle nordmenn vet: Tørrsnø blir aldri til snøballer.

Eget «øye» for hydrater

Uavhengig av SINTEFs arbeid med Cold Flow har IFE og SPT Group videreutviklet OLGA i sitt HORIZON-prosjekt for å kunne beregne hvor hydratpartikler oppstår og hvor de deretter beveger seg i rørlørdningen. Setter de seg fast på veggen, eller slår de seg sammen med andre partikler og vokser? Følger de vænnet eller oljen?

Slike problemstillinger er en del av bakgrunnen for Flow Assurance Innovation Centre (FACE), et nasjonalt senter for forskningsdrevet innovasjon, der IFE er vertsinstusjon og samarbeider med SINTEF og NTNU.

Industripartnere i senteret er StatoilHydro, ConocoPhillips, Shell, ENI, FMC, GE, SPT Group og CD Adapco – en miks av selskaper som driver olje- og gassutvinning til havs, og landbasert industri. For også på landjorda har flerfaseteknologien gitt arbeidsplasser og verdiskaping ...

Leverandører på dypet

Da flerfasesystemer flyttet oljeeventyret under vann, banet de vei for en industri der Norge ble en stormakt.

Verdens største leverandør av undervannsteknologi, det globale konsernet FMC Technologies, har over 3000 ansatte i Norge. På Kongsberg sitter konsernets undervannssjef, Tore Hålvorsen. Selskapets undervannsavdelinger i fire verdensdeler rapporterer til nordmannen.

Under vann – i innlandet!

Subsea-epoken i innlandsbyen Kongsberg startet i Kongsberg Våpenfabrikk. Ut av det avviklede statsselskapet sprang bedriften Kongsberg Offshore AS, i dag en del av FMC. Det Houston-baserte konsernet utvikler teknologi for feltutbygging både under og over vann. Men i den norske delen av selskapet handler alt om havbunnsteknologi. Og undervannssjefen i FMC er krystallklar på at subsea-industriens virke hviler på flerfaseteknologiens gjennombrudd.

– To forhold forklarer at subsea-bransjen har vokst så mye som den har gjort. Det ene er at vi har fått robuste, pålitelige produkter som i dag står på havbunnen. Det andre er at vi forstår hvor-



STOR PÅ HAVBUNNEN: Tore Hålvorsen leder «undervannsimperiet» til globale FMC Technologies. Den norske delen av konsernet står sentralt i konsernets satsing på havbunnsteknologi og hadde i 2008 en omsetning på 1,4 milliarder dollar – 8,3 milliarder kroner. Foto: Tor Aas-Haug, Mediafoto

dan uprosesserte hydrokarboner kan flyte over lange avstander, eller sagt med andre ord; vi har en forståelse av flerfaseteknologi, sier Hålvorsen.

I kjølvannet av undervannsprosjektene har også OLGA, flerfaseteknologenes regneverktøy, blitt et etterspurt kommersielt produkt. Programvarehuset Scandpower, nå SPT Group, har brakt "damen" ut på et verdensmarked som hun lenge har dominert – med en markedsandel på rundt 90 prosent. IFE fødte Scandpower gjennom knoppskyting og samarbeider fortsatt nært med SPT Group.

Også simuleringverktøyet LEDA, som SINTEF utvikler sammen med to store oljeselskap, blir nå kommersialisert. LEDAs vei til markedet går via en lisensavtale med Kongsberg Maritime.

Og mens gjester fra oljeselskaper og industribedrifter har besøkt Flerfaselaboratoriet i Trondheim gjennom årene, har studenter fra NTNU kontinuerlig vært knyttet til anlegget. Ferdig utdannet har de tatt sine kunnskaper med seg ut i næringslivet – en viktig årsak til at flerfaseteknologien så raskt fikk fotfeste i oljeverdenen.



DE ANSATTE VED FLERFASELABORATORIET I SINTEF: Første rekke fra venstre: Gisle Onsrud, Tor Erling Unander, David Arla, Franklin Kråmpa, Roar Larsen, Jan David Ytrehus, Christian Brekken, Cecilie Sneeggen, Hilde Wænvik, Jon Harald Kaspersen, Ivær Eskerud Smith og Rolf Erik Malones Larsen. I trappa: Bjørnar Lund. Bakerste rekke fra venstre: Terje Øyangen, Martin Fossen, Erlend Straume og Karl Gustav Gustavsen. Ikke tilstede: Espen Krogh, Arne Erik Rekkebo, Evå Håbetinova, Marita Wolden, Sylvi Høiland og Anna Borgund. Foto: Thor Nielsen



DE ANSATTE VED IFE SIN AVDELING PROSESS- OG STRØMNINGSTEKNOLOGI: Første rekke fv.: Peter Borg, Jan Nossen, Linzhong Li, Lan Liu, Bin Hu, Erik J. Holm og Karin Hald. Andre rekke fv.: Terje Sira, Guttorm Endrestøl, Anne Lise B. Moen, Heidi Lystad, Magne Rudshaug, Jinsong Hua, Morten Langsholt, Sven Nuland, Olaf Skjæraasen og Kalli Furtado. Bakerste rekke fv.: Halvård G. Fjær, Einar Sørheim, Arild Ek, Chris Lawrence, Kristian Holmås, Alf Grini, Dag Lindholm, Gustavo Zarruk og Olav Senstad. Ikke tilstede: Roar Skartlien, Steinar Groland, Peter Andersson, Paul Meakin, Dag Mortensen, Espen Sollund og Jan Sagen. Foto: Mona Lunde Ramstad, IFE



Postadresse:
Postboks 40, 2027 Kjeller

Besøksadresse:
Instituttveien 18, 2007 Kjeller

Telefon: +47 63 80 60 00
Telefaks: +47 63 81 63 56
E-post: firmapost@ife.no

www.ife.no



Postadresse:
SINTEF, 7465 Trondheim

Besøksadresse:
Strindveien 4, 7034 Trondheim

Tlf: 73 59 30 00
Telefaks: 73 59 33 50
E-post: info@sintef.no

www.sintef.no