

MULTIPLIKATOREFFEKTER VED INNOVASJON I LEVERANDØRNETTVERK: R

Norsk offshorepetroleumssektor som innovasjonsarena



ATLE MIDTTUN er professor i økonomisk organisering ved Handelshøyskolen BI, der han leder Senter for bedriftens samfunnsansvar og inngår i ledergruppen for Senter for energi og miljø. Han har doktorgrad fra Universitetet i Uppsala i økonomisk sosiologi, og er fagredaktør for Magma 0712.



NILS-OTTO ØRJASÆTER er professor II innen innovasjon og entreprenørskap ved Handelshøyskolen BI, og seniorkonsulent og partner i Intro International. Hans hovedfokus er entreprenørskap, intreprenørskap og innovasjon. Han har ledet en rekke innovasjonsprosesser og -prosjekter for større bedrifter og organisasjoner i inn og utlandet, for eksempel Telenor, Norsk Hydro, Tine, Sintef og Oslo Universitetssykehus. Han er fagredaktør for Magma 0712.

SAMMENDRAG

Norsk petroleumssektor har vært en storstilt arena for innovasjon. Næringen har gått løs på en kontinuerlig strøm av utfordringer; fra utvikling av felt i grunne farvann med lett tilgjengelig olje og gass, til kompliserte reservoarer, langt fra land i dype havområder, og med store klimatiske utfordringer. Utfordringene har vært løst gjennom et omfattende samarbeid mellom operatørselskap (store petroleumsselskap), deres leverandører og underleverandører.

Keynes påviste i sin tid muligheten for å utnytte positive ringvirkninger av offentlige investeringer og forbruk for å få fart på økonomien (Keynes 1936). Effekten var langt større enn den offentlige innsatsen skulle tilsi, takket være omfattende ringvirkninger, eller den såkalte *multiplikatoreffekten*. Vi argumenterer for at det kan skapes en tilsvarende multiplikatoreffekt for innovasjon som ikke bare utløser leverandørbedriftenes kreativitet, men også høster

erfaringer fra nyskaping i egne utallige øvrige nettverk og kunderelasjoner.

Denne effekten er illustrert gjennom tre case, nemlig utvikling av den ubemannede og trådløse undervannsfarkosten, HUGIN, havbunnsgravemaskinen SPIDER og et havbunns-gasskomperasjonsanlegg. Casene illustrerer også operatørselskapenes evne til å mobilisere og koordinere sitt leverandørnettverk. Med deres sterke ressursbase og betydelige insentiver, klarer de å forene behovet for samarbeid, mot behovet for konkurranse. Petroleumsselskapene konkurrerer med hverandre om å få operatøransvaret for nye felt (lisenser). Straks lisensen er utdelt, samarbeider de om utbygging og drift av det samme feltet. De mobiliserer så sitt leverandørnettverk i en åpen innovasjonsarena. Premien for leverandørene er kompetanseoppbygging og utvikling av nye immaterielle verdier, som igjen kan brukes for å erobre nye prosjekt og kunder.

INNLEDNING

Den norske kontinentalsokkelen (NKS) har vært en arena for omfattende innovasjon i petroleumsnæringen. Dypvannsboring var i seg selv en stor teknologisk utfordring ved starten tidlig på 1970-tallet, da boreplattformer som representerer noen av verdens største byggverk, ble utviklet. Overgang til undersjøiske produksjonsanlegg for boring på 1990-tallet og styrt fra land på 2000-tallet markerte et annet stort teknologisk gjennombrudd. Dette basert på en hel rekke sammenkoblede innovasjoner som horisontal boring, modulære undersjøiske boreenheter, landstyrte undersjøiske produksjonsanlegg, autonome undervannsfarkoster og smart havbunnslogging. Med sin utfordrende topografi og sine krevende værforhold forble Nordsjøen en viktig innovasjonsarena.

Denne artikkelen viser at en av de sentrale faktorene bak denne suksessen har vært evnen til å mobilisere omfattende leverandørnettverk i målrettet innovasjon. Keynes påviste i sin tid muligheten for å utnytte positive ringvirkninger av offentlige investeringer og forbruk for å få fart på økonomien (Keynes 1936). Effekten var langt større enn den offentlige innsatsen skulle tilsi, takket være omfattende ringvirkninger eller den såkalte *multiplikatoreffekten*. Vi argumenterer for at det kan skapes en tilsvarende multiplikatoreffekt for innovasjon. Dette kan skje når kjernebedrifter klarer å mobilisere omfattende leverandørnettverk opp mot større felles innovasjonsprosjekter. Prosjektet utløser ikke bare nettverksbedriftenes kreativitet, men høster erfaringer fra nyskaping i deres utallige øvrige nettverk og kunde-relasjoner. Slik kan et større innovasjonsprosjekt som mobiliserer tre–fire større leverandørbedrifter, lett trekke på nyskaping fra 30 til 40 tidligere prosjekter mot leverandørbedriftenes øvrige kunder og partnere, og på deres innovasjoner og kompetanse fra andre sektorer og fagdisipliner. Dette er illustrert i figur 1.

Evnen til å utløse innovasjonsmultiplikatoreffekten i norsk offshoreindustri har åpenbart berodd på høye oljepriser, som har gjort det attraktivt å satse til tross for utfordrende produksjonsforhold. En sentral forutsetning har også vært at innovasjonsnettverket har stått overfor en strøm av nye prosjekter som har muliggjort læring og forbedring over tid. Og ikke minst har petroleumsselskapene, og i særdeleshet Statoils, evne og vilje til å spille en koordinerende rolle vært helt sentral. Likeledes har myndighetenes styring gjennom Oljedirektoratet og et fordelaktig skatteregime

for avskrivning av FoU-aktiviteter vært avgjørende for utviklingen i Nordsjøen. Likevel har innovasjonsmultiplikatoreffektene i de industrielle leverandørnettverkene vært av avgjørende betydning.

INNOVASJONSTEORETISKE PERSPEKTIVER

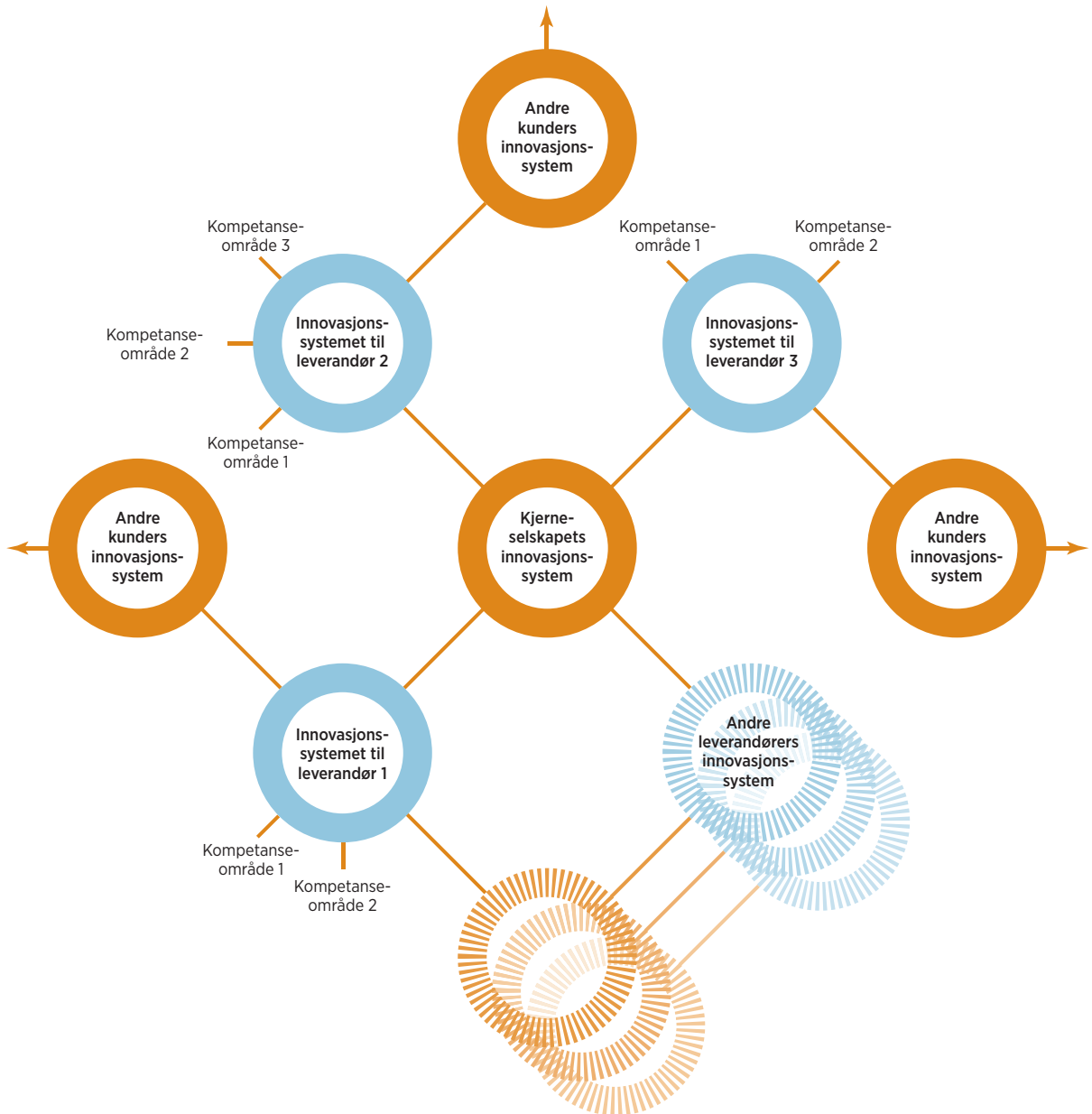
Analysen av innovasjonsmultiplikatoreffekter i leverandørnettverk innen oljesektoren trekker på flere innovasjonsteoretiske perspektiver. Det åpne innovasjonsperspektivet er ett av utgangspunktene. Vår analyse støtter seg på tesen om at selv store selskaper, i en verden der kunnskap er vidt forgrenet, må spille med andre i sine innovasjonsprosesser (Chesborough 2005). Grensene mellom bedriften og dens omgivelser blir således mer gjennomtrengelig der innovasjoner utenfra kan trekkes inn mens innovasjoner innenfra kan spinnes ut for å fremme bedrifters verdiskaping.

Multiplikatoreffektene i petroleumsindustriens leverandørnettverk peker imidlertid utover åpen innovasjon, mot en bredere systemtilnærming. Det er ikke bare kjernebedriftens innovasjonsprosesser som åpnes opp, men et helt sett av bedrifters og deres kunders innovasjonsvirksomhet som kobles sammen. Innovasjonssystemtilnærmingen, som beskriver komplekse relasjoner mellom bedrifter, universiteter/forskningsinstitutter og myndigheter (Lundvall 2002, Edquist 2001), må derfor supplere det bedriftsfokuserte, åpne innovasjonsperspektivet. Dette for å fange opp multiplikatoreffekten i et komplekst leverandørsystem. Det er ringvirkningene i systemet som helhet som produserer multiplikatoreffekten, og ikke primært åpenheten i én bedrifts innovasjonsprosess. Også Michael Porters innflytelsesrike arbeid med næringsklynger (Porter 1990 og 1998), som er nært beslektet med innovasjonssystemperspektivet, åpner opp for en slik fortolkning.

Mye av kjernen i denne litteraturen kan oppsummeres i fire sentrale argumenter:

- et komplementaritetsargument, som peker ut potensielle innovasjonssynergier mellom matchende kompetanser på tvers selskapsgrenser
- et positivt eksternalitetsargument, som fremhever de omfattende potensielle gevinstene for aktørene ved å satse sammen
- et fleksibilitetsargument, som påpeker det omfattende potensialet for nyskapingende rekombinasjon i et nettverk

FIGUR 1 Oljeselskapenes leverandørnettverk som et innovasjonssystem.



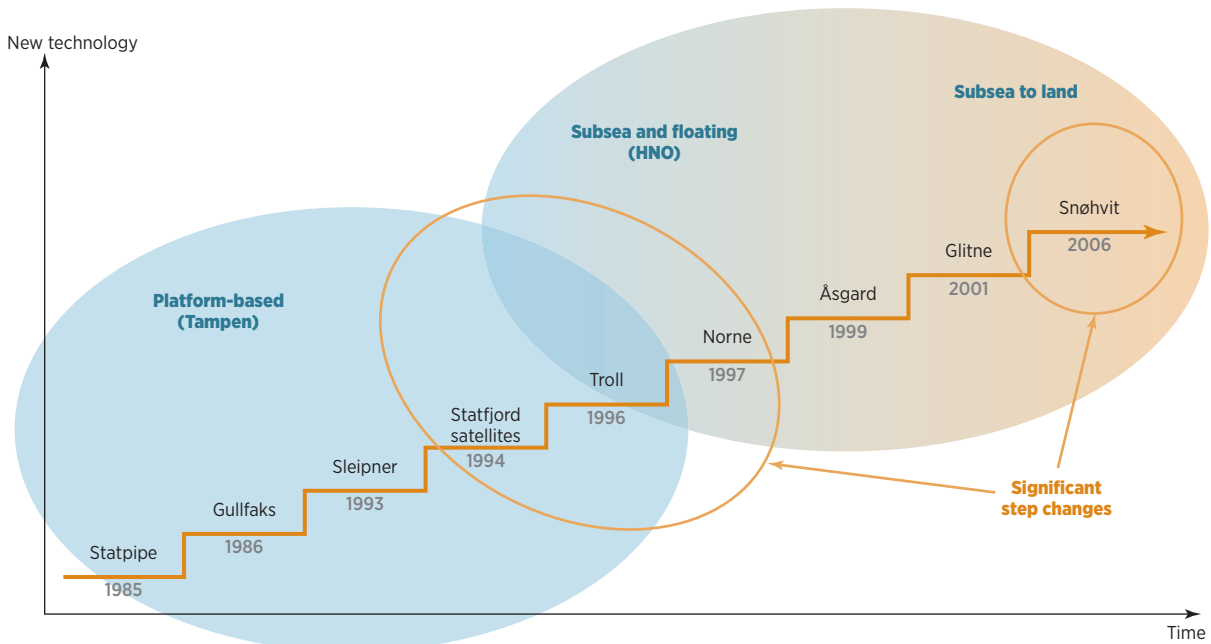
sammenlignet med et hierarkisk organisert selskap

- et risikodelingsargument, som fremhever de økonomiske fordelene ved å dele på store investeringer i usikre innovasjonsprosjekter i et nettverk av samhandelnde bedrifter, myndigheter og forskningsinstitusjoner med flere kommersielle utløp for innsatsen

MOBILISERING OG KOORDINERING

Systemperspektivet kan indikere multiplikatorpotensialet for nye kreative løsninger og tjenester, men forklarer ikke hvordan det utløses og styres frem mot kommersiell realisering. Det kreative potensialet i nettverket og dets kundegrensesnitt må koordineres mot felles innsats for å bli en realitet. Som den kjente

FIGUR 2 Teknologiskifte i Nordsjøen.



organisasjonsteoretikeren James G. March (1991) har påpekt, må både kreativitet og innovasjon på den ene side og evnen til å gjennomføre, koordinere og kommersialisere på den annen side være til stede for å få til en bærekraftig forretningsmodell. March viderefører her en innsikt fra Utterback og Abernathy (1975), som påpekte at teknologisk innovasjon også måtte følges opp av utvikling av en egnet forretningsmodell for å sikre implementering.

I et bytteteoretisk perspektiv kan vellykket mobilisering av innovasjonsmultiplikatoreffekter i et leverandørnettverk betraktes som resultat av bytte mellom partene, hvor hver av partene søker å maksimere fordelene og minimere kostnader (Homans 1958, Blau 1964). I dette perspektivet veier aktørene potensielle fordeler og kostnader ved deltakelse i felles innovasjonsprosjekter, og avgjør deltakelse i henhold til nettobalansen i dette regnestykket. Vellykket mobilisering av innovasjonsnettverk er derfor avhengig av én eller flere aktørers evne til å orkestrere netfordeler for et tilstrekkelig stort sett av aktører, slik at disse mobiliserer nødvendige multiplikatoreffekter. Fokuset på byttet i det enkelte prosjekt må dog suppleres med hensyn til tidligere og fremtidige bytter i

langsiktige leverandørforhold. I slike forhold må aktørene ta hensyn til effekter av gjentatt bytte over tid.

NORSK OFFSHOREPETROLEUMSSEKTOR SOM INNOVASJONSARENA

Gitt naturgitte forutsetninger som tøffe værforhold og dypt vann måtte norsk sokkel helt fra starten bli en arena for teknologisk innovasjon. Dette kan illustreres gjennom utvikling av Statoils og Hydros lisenser over de siste 30 årene.

Siden Statoils operatøregasjementer i større prosjekter i Nordsjøen på 1980-tallet har selskapet og dets nettverk foretatt store systemiske innovasjoner. De har beveget seg fra store plattformer på havbunnen til undervannsbaserte anlegg. Først i form av store, bunnfaste plattformer, så flytende konstruksjoner, og så til offshoreundervannsanlegg styrt fra land (figur 2).

Gullfaks var det første feltet som ble utbygd med kun norske rettighetshavere, og det var første gang et norsk selskap (Statoil) stod for utbygging og drift. Gullfaks er utbygd med tre tilnærmet like betongplattformer, og alle er kombinasjon av bore-, produksjons- og boligplattform. Konseptet var allerede utprøvd gjennom Phillip Petroleum's Condeep-lagringstank for olje

på Ekofiskfeltet i 1974 og Mobils bygging av Statfjord A-plattformen i 1977. På slutten av 1980- og begynnelsen av 1990-tallet skjedde et teknologiskifte, delvis fremprovosert av lave oljepriser og stadig vanskeligere og dypere havområder. Store betongplattformer ville være absurd i slike farvann. Ved å plassere mye av anlegget på havbunnen klarte Statoil å gjøre mindre satellittfelt knyttet til Statfjord-feltet økonomisk regningsvarende tidlig på 1990-tallet.

Den videre utviklingen var mer av inkrementell art, hvor stadig mer av produksjonsanlegget ble plassert på havbunnen. I forbindelse med Snøhvit-utbyggingen hadde vi igjen et merkbart teknologiskifte. Delvis fremprovosert av vanskelige arktiske forhold ble mye av anlegget plassert på havbunnen, men styrt fra land.

Mange av de store utfordringene i Nordsjøen er løst gjennom banebrytende teknologier og et nettverk av bedrifter koblet sammen for å kunne finne løsninger på problemer.

Vi har i denne forbindelse valgt ut to konkrete teknologiprojekter som var vesentlige for overgangen til undersjøisk olje- og gassutvinning i vanskelige farvann. Det dreier seg om utvikling av en autonom undervannsfarkost (AUV), HUGIN, og undervannstraktoren SPIDER. Begge teknologier ble utviklet i forbindelse med gassfeltet Ormen Lange, 125 km nordvest av Kristiansund. Et felt som bød på mange utfordringer gjennom havdyp på rundt 1000 meter, sjøtemperaturer på ned til -2°C , ulendt havbunnsterreng inn mot land og dypt ned til reservoaret, som ligger 2600–2900 meter under havbunnen. Med målsetting om å bygge et undersjøisk anlegg for prosessering og transport av naturgassen i disse omgivelsene måtte ny teknologi utvikles.

HUGIN (1, 2)

Hydro var operatør for utbyggingen av Ormen Lange og trengte en løsning for detaljert kartlegging av havbunnen. Dette for å kunne planlegge plasseringen av produksjonsutstyr på havbunnen og finne en riktig trasé for rørledningen inn til land. Gjennom Hydros tette kobling til underleverandøren Kongsberg og deres samarbeid med Forsvarets forskningsinstitutt (FFI) ble HUGIN trukket inn som en del av løsningen.

HUGIN var opprinnelig et utviklingsprosjekt fra FFI for å utvikle et ubemannet og trådløst undervannsfartøy for minelegging og minesøk frem til pilot. En viktig delteknologi var utvikling av et batteri som kunne

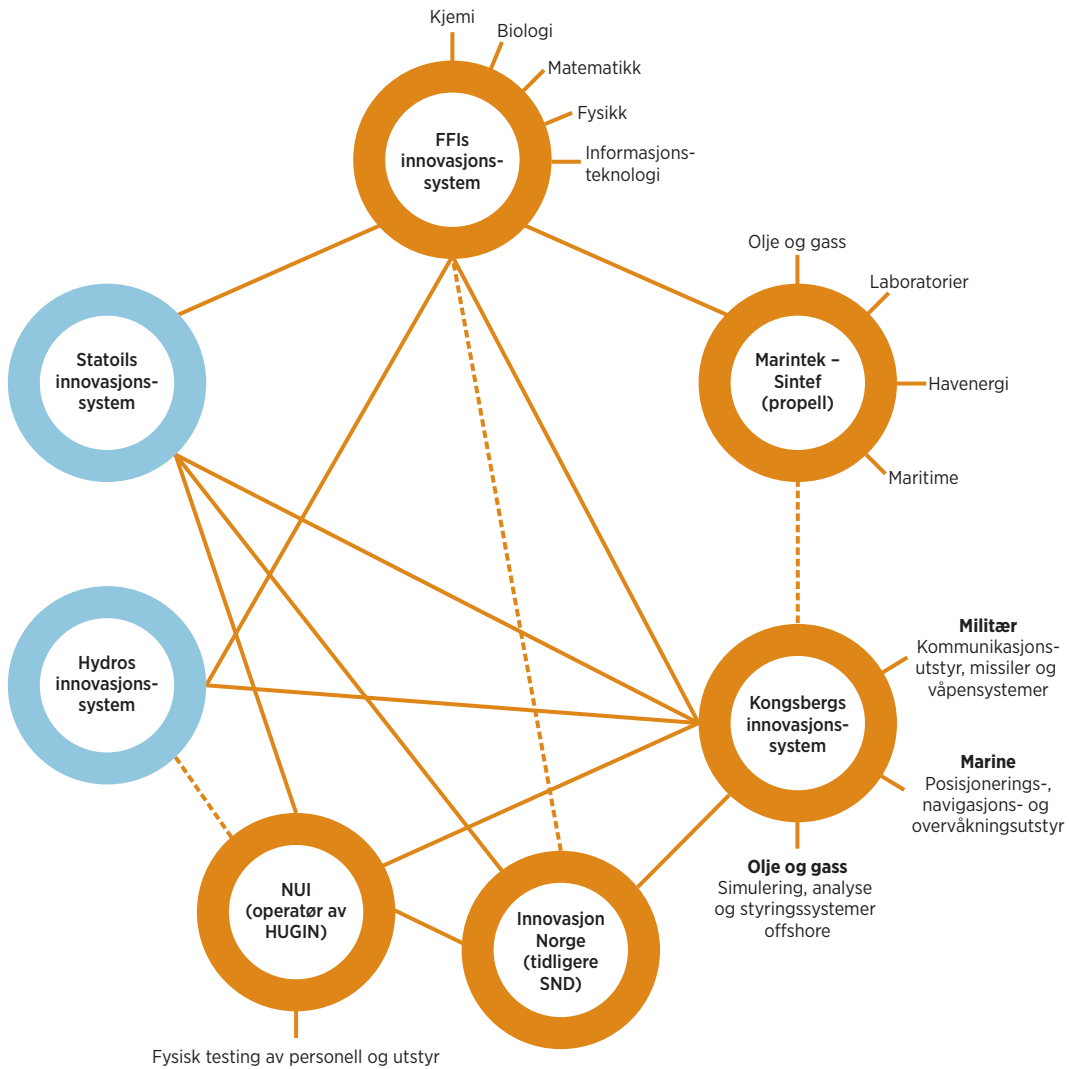
operere i lange perioder under vann uten å måtte skiftes. Prosjektet ble etter en vellykket demo lagt i bero, inntil Statoil, Simrad og FFI definerte et prosjekt for sjøbunnskartlegging på dypt vann. Det ble på basis av prosjektet utviklet et system klart til fullskalatest. Den første sjøbunnskartleggingen med HUGIN ble utført i 1997 i forbindelse med Åsgard-utbyggingen. Med lave oljepriser og ditto lav villighet til investeringer stoppet utviklingen delvis opp og tok seg ikke opp igjen før litt ut i år 2000, da Hydro tok tak i prosjektet i forbindelse med Ormen Lange-utbyggingen.

Med Hugin-prosjektet ble det utløst et kraftig innovasjonspotensial. I først fase i grensesnittet mellom FFI og Kongsberg, og da rettet mot rene militære anvendelser. I andre fase mellom Marintek, NUI, Simrad, SND (Statens nærings- og distriktsutviklingsfond) og Statoil, nå rettet mot offshoreanvendelse. I tredje fase mellom FFI, Kongsberg Maritime, NUI, Innovasjon Norge (tidligere SND) og Hydro, også her for offshoreanvendelse. Simrad var nå inkorporert i Kongsberg Maritime og videreutviklet det opprinnelige fartøyet (HUGIN II) i samarbeid med FFI, Norsk undervannsintervensjon (NUI) og Hydro. Dette for å kartlegge rørtraseen fra Ormen Lange og inn til Nyhamna på Aukra. Det fremstod nå et innovasjonsnettverk med:

- FFI som konsept- og teknologiutvikler. Foruten å være initiator av konseptet bidro de med utvikling av en banebrytende batteriteknologi.
- Marintek som bidragsyter med propellteknologi (fremdriftsteknologi) med virkningsgrad på 85 prosent.
- Kongsberg Maritime som utvikler av posisjoneringsteknologi, elektronikk og programvare. I tillegg bidro de med produksjon og industrialisering, deriblant kvalitetssikring, resultatorientert kultur og gode arbeidsprosesser.
- NUI bidro med viktige brukererfaringer gjennom å operere fartøyet, både i første og andre fase av utviklingen.
- SND / Innovasjon Norge som bidragsyter med finansiering og rådgivning i flere omganger
- Statoil og Hydro som problemeiere og krevende kunder.

Den opprinnelige militærindustrielle innovasjonen gjennom FFIs HUGIN-prosjekt ble med dette løf-

FIGUR 3 Innovasjonssystemet som muliggjorde bruk av HUGIN i utbygging av Ormen Lange.



tet kraftig både med hensyn til innovasjonshøyden og kommersiell industrialisering, men nå rettet mot petroleumssektoren. Her bygde man videre på kompetanse og teknologi i den maritime innovasjonssklyngen – med forgreninger både inn mot maritim elektronikk og IKT. Man fikk altså en multiplikatoreffekt av den opprinnelige innovasjonen i grensesnittet mellom aktørene. Innovasjonssystemet for Hugin er illustrert i figur 3.

Med dette innovasjonsnettverket mobiliseres indirekte innovasjonserfaringer fra et bredt sett av kundedrensesnitt. Disse spenner fra forsvaret, shipping

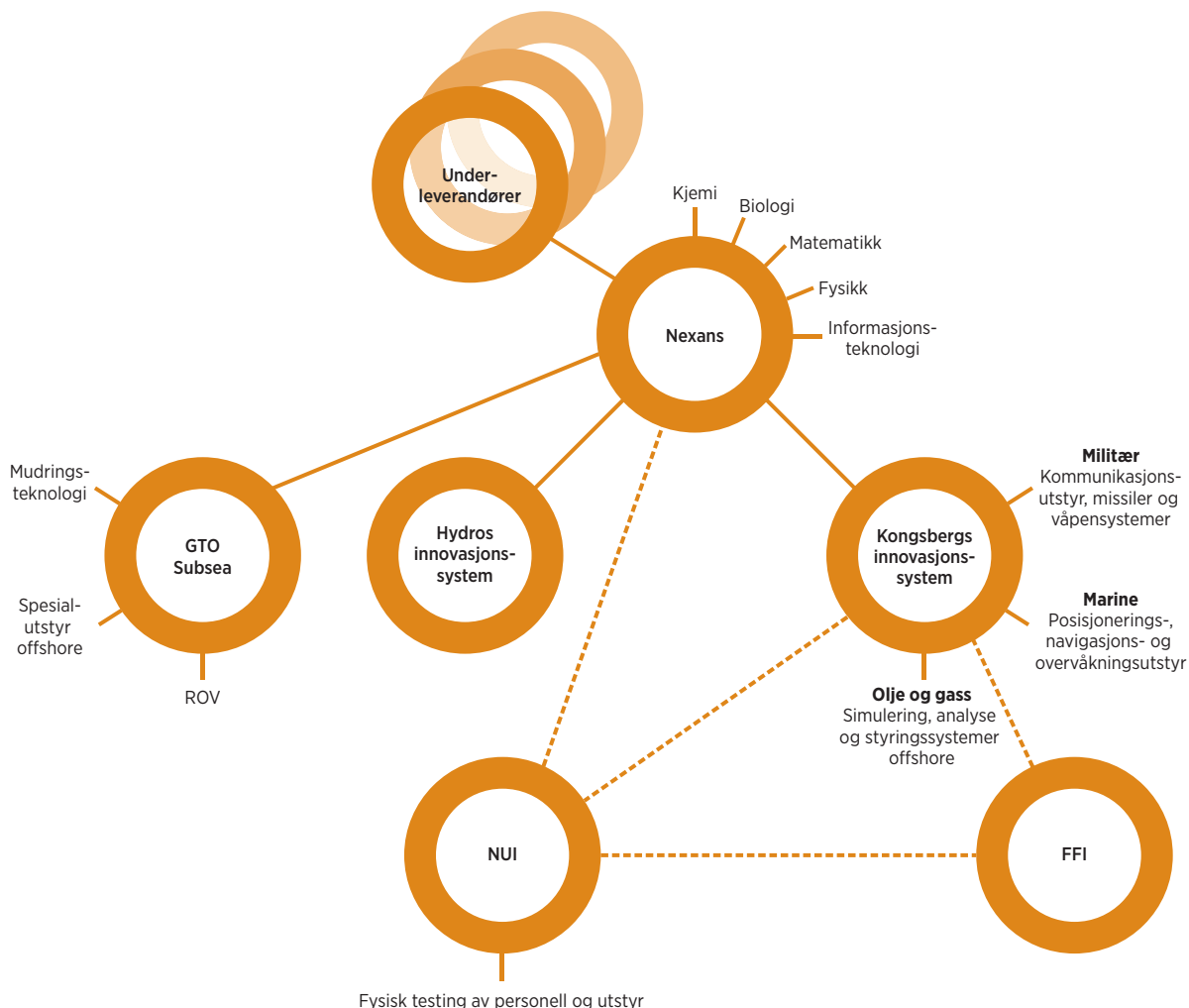
og skipsbyggingsindustri, og industrielle brukere av elektronikk på tvers av sektorer som bilindustri, flyindustri og en rekke andre industrielle anvendelser.

SPIDER (3, 4)¹

Hugin muliggjorde en detaljert kartlegging av havbunnen fra Ormen Lange og inn til land i Nyhamna. Det

1. Basert på FFIs Rapport 2003 Fra Forsvarets forskningsinstitutt HISTORIE. HUGIN – Utvikling av autonome undervannsfarkoster ved FFI.Kongsberg Maritime – HUGIN: <http://www.km.kongsberg.com/ks/web/nokbg0240.nsf/0/B3F87A63D8E419E5C1256A68004E946C?OpenDocument>

FIGUR 4 Innovasjonssystemet som muliggjorde bygging av rørtraseen fra Ormen Lange til Nyhamna i Aukra.



kunne nå legges opp en plan for bygging av en rørtrase fra anlegget på havbunnen og frem til anlegget på land. Problemet var imidlertid at det ikke eksisterte teknologi som kunne lage en trasé i de mer enn 1000 meter dype farvannene. Det var umulig å legge stein i hele strekningen på 125 km for å dekke kabel og rør. Uten grøfter og riktig påfylling av steinmasser var det dermed ikke mulig å legge rørledningen til land.

Hydro brukte sitt leverandørnettverk og fikk et forslag til løsning gjennom GTO Subsea (senere solgt til det amerikanske selskapet Oceaneering) og Nexans. Løsningen, som fikk navnet Spider, viste seg å ligge i Nexans vel utprøvde Capjet-nedgravningsteknologi i

kombinasjon med en sveitsisk skogsmaskin – en skogsmaskin som var spesiallaget for alpeterreng. Skogsmaskinen kunne stå i helninger på inntil 35 grader, som tilsvarer den bratteste delen av unnarennet i Holmenkollbakken. Nexans i Halden fikk i oppgave å utstyre skogsmaskinen med Capjet-teknologien, fjernstyring og GTOs mudringsteknologi. Utstyret skulle kunne operere på havdyp ned til 1100 meter og i ulendt terreng. Under planleggingen ble kartdata av havbunnen fra Hugin brukt til blant annet simulering av alternative traseer. I denne forbindelse ble det også utviklet et eget 3D datasimulerings- og visualiseringsverktøy, SimLA, med støtte fra Norges forskningsråd.

Kongsberg Maritime (Simrad) leverte posisjoneringssystemer. I alt ble 350 akustiske sendere lagt på havbunnen. Dette ga operatørene beskjed om maskinens posisjon og bevegelser til enhver tid. Maskinen ble operert gjennom 3D-bilder på en dataskjerm. Spider gjorde det således mulig å ilandføre gassen fra Ormen Lange.

Med Spider-prosjektet ble det som for Hugin utløst et kraftig innovasjonspotensial i grensesnittet mellom en rekke aktører:

- Hydro som problemløser, med behov for løsning for bygging av rørtrasé fra feltet og inn til Nyhamna
- GTO Subsea (Oceanengineering), som fremskaffet grunnkonseptet med bruk av en sveitsisk skogsmaskin
- Nexans som leder og eier av produktutviklingen (Spider inngår nå i deres teknologiportefølje) – Nexans brukte bl.a. Capjet-teknologien (spyleteknologi) som en del av konseptet
- NUI, som bidro til innhenting av data ved bruk av Hugin
- Kongsberg Maritime, som bidro med posisjoneringssystemer i tillegg til prosessering og visualisering av sjøbunnsdata innhentet med Hugin
- Kongsberg Maritime / Simrad, som med forskningsrådsstøtte utviklet et eget 3D-simuleringsverktøy for visualisering av kartdata
- FFI, som bidro indirekte med Hugin-konseptet

Med dette innovasjonsnettverket ble det igjen mobilisert direkte og indirekte innovasjonserfaringer fra et bredt sett av kundegrensesnitt. Disse spenner fra kraftindustri, skogsindustri, petroleumsengineering, shipping og skipsbyggingsindustri, forsvarsindustri, IKT-visualisering, elektronikk og dypvannsteknologi.

HAVBUNNSGASSKOMPRESJON (5, 6, 7, 8, 9)

Ormen Lange var utgangspunktet for et annet banebrytende innovasjonsprosjekt, nemlig havbunns-gasskompresjon. Gassen fra Ormen Lange ble brukt i utvikling av et pilotanlegg i full skala. I 2015 skal Statoil med partnere installere denne teknologien på Åsgard-feltet.

Havbunns-gasskompresjon er en vesentlig forutsetning for å øke utvinningsgraden i gassfelt. Trykket vil etter hvert falle i et reservoar som produseres. Lavt reservoartrykk fører til at det blir for lite drivkraft til å produsere og transportere gassen. Installasjon av

kompressorer på havbunnen nær brønnhodene vil sørge for en fortsatt høy gasstrøm og økt utvinningsgrad. For Midgard-feltet, som er en del av Åsgard-feltet, vil slik teknologi bety økt utvinningsgrad fra 67 prosent til 87 prosent. For Mikkel-feltet, et annet delfelt av Åsgard, fra 52 prosent til 67 prosent. Totalt betyr dette en merproduksjon på 280 millioner fat oljeekvivalenter, eller cirka 180 milliarder kroner med dagens oljepris. Statoil, som er operatør av feltet, har således en sterk interesse av å få slik teknologi tilgjengelig.

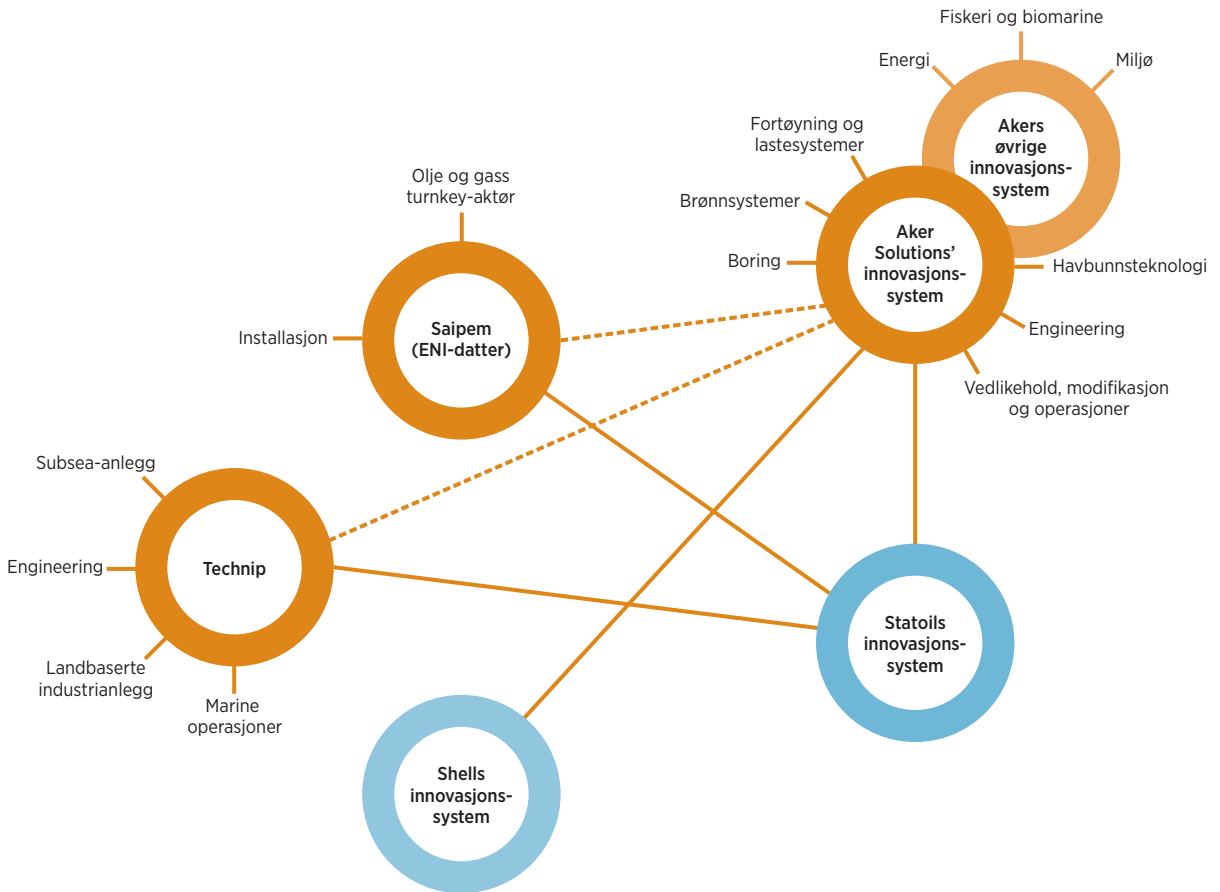
Havbunns-gasskompresjon er ikke ny av dato. Aker Solutions hadde allerede i 1985 tanker om et slikt konsept, men ingen havbunns-gasskompresjonsanlegg er kommersielt tilgjengelig. Lengst i utviklingen har en konstellasjon av Statoil og Aker Solutions kommet. I 2011 ga Statoil en kontrakt til Aker Solutions på en verdi av 160 millioner amerikanske dollar for utvikling av en fullskalapilot. Statoil samarbeider med Norske Shell om testing av piloten, som er plassert i Shells anlegg på Nyhamna. Noe av gassen fra Ormen Lange brukes til å teste sentrale komponenter. Disse blir testet i en vannfylt grop på 42 m x 28 m x 14 m for å simulere havbunnsmiljøet. Piloten har vært sentral i Statoils valg av løsning for Åsgard-feltet.

I mars 2012 ble bruk av gasskompresjon på havbunnen på Åsgard-feltet godkjent av Stortinget, og 29. august fikk Statoil og Aker Solutions ONS-prisen for denne løsningen:

Veien fra innovasjon til igangsetting har vært lang, men Statoil har her demonstrert en teknologi som er moden og skaper mer verdier både for selskapet og samfunnet for øvrig, sa olje- og energiminister Ola Borten Moe da han delte ut prisen.

Statoil med sine partnere på Åsgard har besluttet å bruke teknologien på Åsgard-feltet, og etter planene skal anlegget være klart til oppstart på Åsgard i 2015. Statoil er ansvarlig for prosjektet, men samarbeider samtidig med sine medeiere på Åsgard: Petoro, Eni Norge, Total E&P Norge, ExxonMobil E&P Norway. De første kontraktene er allerede tildelt, blant annet til Aker Solutions for design og bygging av de sentrale kompressorenhetene og modifikasjoner av strømtilførselssystemet. Saipem har fått en kontrakt for installasjon av utstyret på havbunnen og Technip for andre marine operasjoner. Innovasjonssystemet for havbunns-gasskompresjon er illustrert i figur 5.

FIGUR 5 Innovasjonssystemet for havbunnsgasskompresjon på Åsgard-feltet.



Teknologien representerer et kvantesprang som kan bidra til at utvinningsgraden og levetid for mange gassfelt kan økes betydelig. Med slik teknologi kan nye områder og felt bli lønnsomme, ikke bare i Nordsjøen og Barentshavet, men også i områder som offshore i Brasil, Mexicogolfen, Australia, Asia og Afrika.

Med Åsgard-prosjektet ble det utløst et kraftig innovasjonspotensial i grensesnittet mellom en rekke aktører:

- Statoil som medeier og operatør av Åsgard-feltet og mulighets- eller problemeier
- Shell som bidragsyter til pilotanlegg – ved å stille med infrastruktur og fasiliteter
- Aker Solutions som konseptutvikler og hovedleverandør av pilot og første anlegg
- Saipem med installasjon av utstyret på havbunnen
- Technip for marine operasjoner

Aker Solutions har her et større hovedansvar enn teknologipartene i de andre casene, men bak Aker Solutions står foruten egne underselskaper også en rekke andre underleverandører.

MOBILISERING OG KOORDINERING

Alle tre casene mobiliserer innovasjonsdynamikk i et omfattende leverandørnettverk og i disse nettverkens øvrige kundegrensesnitt, med et åpenbart avansert kompetansspotensiale. Et sentralt spørsmål er hvordan dette nettverket mobiliseres og koordineres.

Et sentralt element er petroleumsselskapenes rolle som problemeiere med teknologianvenderinteresser. Med etablerte lisenser for ressursutvinning har petroleumsselskapene i utgangspunktet sterk forhandlingsmakt. De har også klare interesser i å få tilgjengelig teknologi som kan muliggjøre utvidet ressursuttak og

øke tilgang på nye ressurser. Med omfattende grunnrente eller kartellrente har disse selskapene også stor betalingsevne for ny teknologi. Det norske skatteregimet stimulerer til innovasjon ved å tillate petroleumsselskapene å utgiftsføre innovasjonskostnader før betaling av meget høye skatter og avgifter.

Prosjektorganiseringen rundt oppgaver knyttet til utnyttelse av nye lisenser gir en strøm av muligheter for videre teknologiutvikling.

Et annet element som øker mobiliserings- og koordineringsmulighetene er leverandørnettverkens eksistens over tid. Gjentatte feltutbygginger og langsiktige operatørkontrakter gir partene insentiver til konstruktive samspill i enkeltprosjekter, i forventning om senere engasjement. Som vist i de tre casene er flere av partene gjengangere.

Norsk offshoreinnovasjon er dessuten for mange aktører også springbrett for internasjonalisering. Løsninger utviklet i Nordsjøen repliseres i dypvannspetroleumsutvinning på ekspanderende olje- og gassfelt i Amerika, Asia og Afrika.

Disse faktorene gjør at aktører som i utgangspunktet har sterke interesser av eksklusivt technologieierskap, også åpner sin teknologikompetanse inn mot felles løsninger i leverandørnettverket – om enn ofte noe motvillig.

MULTIPLIKATOREFFEKTEN I ET NETTVERKSPERSPEKTIV

Studien av innovasjonsmultiplikatoreffekter i leverandørnettverkene i olje- og gassutvinning i Nordsjøen viser nok en gang hvordan moderne industriell utvikling tvinger frem samordning i industrielle klynger, selv når noen av de største multinasjonale selskapene er involvert. Som Langlois (2003), Sturgeon (2002), Sabel og Zeitlin (2004) og andre påpeker, befinner vi oss i en post-chandlersk økonomi (Chandler 1990), der de store, integrerte selskapene nå outsourcer seg i mer konkurranseutsatte leverandørkjeder og industrielle nettverk.

Det foregår en omfattende debatt om driverne bak denne utviklingen. På den ene siden argumenteres det for at utviklingen skyldes muligheten for å desentralisere industriell organisering omkring generelle standarder og teknologiplattformer som tillater modulbasert outsourcing og desentral produksjon. På den andre siden argumenteres det for at innovasjonstakten også når det gjelder endring av grunnleggende teknologiplattformer, er så vidt stor at modularisering også undermineres. Her

begrunnes industriell desentralisering altså ikke med produksjonslogikk, men med innovasjonslogikk.

Erfaringene fra olje- og gassutvinning i Nordsjøen tyder på at begge argumenter har mye for seg. På den ene siden er innovasjonslogikken en driver for å frembringe grunnleggende konsepter og industrielle plattformer i større kvantesprang. Overgangen fra plattformbasert utvinning på Gullfaks og Sleipner til undervannsbasert og flytende utvinning på Troll-feltet markerer et slikt kvantesprang. På den annen side stabiliseres teknologiplattformer også i Nordsjøen for en periode, noe som muliggjør industriell modularisering.

Observasjonene fra leverandørnettverket i olje- og gassutvinning i Nordsjøen er således at radikal dynamisk og mer inkrementell innovasjon veksler over tid. Dette passer godt inn i Barth Notebooms (1999) sykliske teori om industriell organisering. Noteboom argumenterer for at både foretak og nettverk har behov for å veksle mellom åpenhet og konsolidering i stadier. Forholdsvis løse konstellasjoner med evne til å inkludere nye deltakere har et komparativt fortrinn i de tidlige stadier av eksperimentering og nyskaping. I de senere stadier av konsolidering og standardisering har tettere integrerte systemer derimot et komparativt fortrinn. Design kan da integreres i tettere styrte kontraktsmessige strukturer eller interne rutiner og dermed sikre kvalitet og effektivitet.

For å oppsummere Nootebooms tese: Veksling mellom læring og innovasjon og konsolidering av industriell design genererer en syklus av organisatorisk integrasjon og oppløsning. Av flere grunner er det ofte løst koblede systemer som frembringer nye kombinasjoner, mens tett koblede systemer har komparative fortrinn ved standardisering. Det skapes således en dynamisk komplementaritet av løs og tett kobling i sykluser over tid.

Til tross for varierende koblingstetthet over tid er den bakenforliggende kjernen i multiplikatoreffekten ved leverandørnettverksinnovasjon at verdiskaping og innovasjon skjer utover enkeltstående selskaper, i nettverk eller industrielle klynger. I likhet med Håkansson og Snehota (2006) finner vi at de enkelte deltakende bedrifters kompetanser utvikles gjennom samspillet med de andre partene, og deres yteevne er betinget av nettverklæring.

Multiplikatoreffektene oppstår gjennom relasjoner med andre organisasjoner og deres kundenettverk. Effekten fremkommer således også gjennom nettverkets nettverk. Ved å aktivere også leverandør-

bedriftenes kundegrensesnitt multipliseres kompetansegrunnlag og innovasjonseffekter mangfoldige ganger. Det er kunnskapsressurser i dette samlede nettverket som gjør at distinkte innovative løsninger utvikles, og at nettverket kan frembringe innovasjon som ingen av partene har forutsetninger for alene.

Forutsetningen er imidlertid at nettverket kan koordineres og fokuseres. Villigheten til å utløse multiplikatorpotensialet i leverandørnettverket i Nordsjøen er, som vist, avhengig av petroleumsselskapenes beslutningstyngde og av gjentatt samspill over tid. Nordsjømodellen for olje- og gassutvinning synes å ha hatt tilstrekkelig koordi-

neringsevne til å utløse mye av det industrielle multiplikatorpotensialet. Petroleumsselskapene i kjernen av modellen synes å ha hatt tilstrekkelig finansiell og organisatorisk makt til å regissere avanserte teknologitvinklingsprosjekter knyttet opp mot olje- og gassutvinningsoppgaver under stadig mer krevende forhold. De synes å ha vært i stand til å mobilisere fokus og belønning i prosjekter som utløser engasjement og innsats i leverandørnettverket. Nordsjønettverket synes også å ha vært i stand til å forhindre at proprietære interesser ikke overkjører nødvendig kollektiv samhandling, og samtidig opprettholde tilstrekkelig motivasjon for å delta. **M**

REFERANSER

- Blau, P. 1964. *Exchange and Power in Social Life*. New York: Wiley.
- Chandler, Alfred D. Jr. 1990. *Scale and Scope: The Dynamics of industrial Capitalism*. Cambridge, MA: Belknap Press.
- Chesborough, Henry. 2005. *Open Innovation: The New Imperative for Creating and Profiting from Technology*. Harvard: Harvard Business School Press.
- Keynes, John Maynard. 1936. *The General Theory of Employment, Interest and Money*. Cambridge, Macmillan Cambridge University Press, for Royal Economic Society.
- Edquist, Charles. 2001. Innovation Policy – A Systemic Approach, i D. Archibugi og B.-Å. Lundvall (red.), *The Globalizing Learning Economy*, Oxford: Oxford University Press.
- Homans, G.C. 1958. Social Behavior as Exchange. *American Journal of Sociology*, 63(6): 597–606.
- Håkansson, Håkan og Ivan Snehota. 2006. No business is an island: The network concept of business strategy. *Scandinavian Journal of Management*, 22: 256–270.
- Langlois, Richard N. 2003. The vanishing hand: the changing dynamics of industrial capitalism. *Industrial and Corporate Change*, 12(2): 351–385.
- Lundvall, Bengt-Åke. 2002. *Innovation Growth and Social Cohesion*. Cheltenham, UK, Northampton, MA: Edward Elgar.
- March, James G. 1991. Exploration and Exploitation in Organizational Learning. *Organizational Science*, 2(1): 71–87.
- Noteboom, Barth. 1999. Innovation, learning and industrial organisation. *Cambridge Journal of Economics*, 23: 127–150.
- Porter, Michael. 1990. The Competitive Advantage of Nations. *Harvard Business Review*, 68(2): 73–93.
- Porter, Michael. 1998. Clusters and the New Economics of Competition. *Harvard Business Review*, 76(6): 77–90.
- Sabel, Charles F. og Jonathan Zeitlin. 2004. Neither Modularity Nor Relational Contracting: Inter-Firm Collaboration in the New Economy. A Critique of Langlois and Lamoreaux, Raff, and Temin. *Enterprise and Society*, 5(3): 388–403.
- Sturgeon, Timothy J. 2002. Modular production networks: a new American model of industrial organization. *Industrial & Corporate Change*, 11(3): 451–496.

- Utterback, James M. og William J. Abernathy. 1975/2000. A Dynamic Model of Process and Product Innovation: The political economy of science, technology and innovation, s. 386–403, *Elgar Reference Collection. International Library of Critical Writings in Economics*, vol. 116. Cheltenham, UK og Northampton, MA: Edward Elgar.

REFERANSER TIL CASENE

SPIDER

1. Nexans Spider: <http://www.tu.no/olje-gass/2006/09/25/nexans-spider---undervannsgroveren>
2. Nexans Capjet: http://www.nexans.no/eservice/Norway-no_NO/navigate_204715/Capjet.html

HUGIN

3. FFI Rapport 2003. Fra Forsvarets forskningsinstitutt HIS-TORIE. HUGIN – Utvikling av autonome undervannsfarkoster ved FFI.
4. Kongsberg Maritime – HUGIN: <http://www.km.kongsberg.com/ks/web/nokbg0240.nsf/0/B3F87A63D8E419E5C1256A68004E946C?OpenDocument>

GASSKOMPRESJON

5. Statoils interne magasin, *We*, august 2012. Pressure on boost recovery, s. 23–26.
6. Gasskompresjonsteknologi: http://www.shell.no/home/content/nor/products_services/ep/ormenlange/no/development/kompresjonslosning/
7. Gasskompresjon – Åsgard-feltet: <http://www.tu.no/olje-gass/2010/12/01/skal-levere-undervannskompressor-til-asgard>
8. Gasskompresjon godkjent for utbygging: http://www.statoil.com/no/NewsAndMedia/News/2012/Pages/27Mar_Aasgard_PDO.aspx
9. Pris ONS 2012: <http://www.gassmagasinet.no/arti-cle/20120830/NYHETER/120839999/1016&ExpNodes=1002>