

Et annonsebilag utgitt av Petoro, distribuert med Dagens Næringsliv i august 2016 og på ONS 2016

PETORO

PERSPEKTIV 2016

Fra endring til
krevende omstilling

Side 2

Slår seg sammen
– kutter kostnader

Side 4–5

Viktig å sikre
fremtidig
verdiskaping

Side 18

FRA ENDRING TIL KREVENDE OMSTILLING

Ikke alle endringer setter i gang store omstillingsprosesser. I 2014 var Changes tema for ONS. Årets ONS-tema, Transition signaliserer imidlertid at vi nå står midt i selve omstillingen. Endringer i omgivelsene har ført til betydelig økt usikkerhet knyttet til fremtidsutsiktene for vår bransje. Dette er vi i ferd med å ta inn over oss som en ny normalsituasjon.

Det er helt nødvendig å tilpasse oss de globale endringene vi ser i dagens energimarked. Vi må føre bransjen dit vi mener den skal, ved å tenke både helhetlig og langsiktig. Det er vesentlig for Norge å ha handlekraftige oljeselskaper og en bærekraftig leverandørindustri som bidrar aktivt i omstillingen. Både operatører og leverandører må sørge for å sikre egen konkurransekraft og lønnsomhet.

Usikkerheten rundt den langsiktige utviklingen av olje- og gassprisene er primært knyttet til fremtidig global økonomisk vekst, kostnadsutviklingen for ny produksjonskapasitet samt utviklingstrekk i klima- og energipolitikken. En villet klima- og energipolitikk, spesielt i Europa, fører til at ny kraftproduksjon i større grad vil være fornybar. Klimaeffektive løsninger vil også bli etterspurt i forbindelse med beslutninger i industrien, og dette må reflekteres i vårt arbeid.

Omstilling betyr ikke bare kutt. Vi er en bransje der det i dag er utfordrende å implementere tiltak som tilfredsstillende krav til konkurransekraftig avkastning. Dette fører til aktivitetsreduksjon og utsettelse i tillegg til forenkling og effektivisering. Potensialet for ytterligere

effektivisering er imidlertid stort, og vi sitter selv med nøkkelen. Samarbeid må vektlegges, ikke bare mellom oljeselskap og hovedleverandører, men også videre nedover i leverandørkjeden.

Hva som oppfattes som et godt samarbeid, vil være forskjellig i ulike kulturer og miljø. Et godt samarbeid krever gode relasjoner mellom parter som har tillit til hverandre. I et kunde-leverandør-forhold kan dette utfordres fordi man bevisst eller ubevisst preges av maktforholdet partene imellom. Suksess fremover vil kreve tillit, åpenhet og evne til å tenke nytt.

Én ting er u diskutabel: Omstillingsarbeidet må aldri gå på bekostning av sikkerheten. Selv om HMS-resultatene er på et jevnt høyt nivå, er det bransjens felles forpliktelse å sørge for at de blir stadig bedre.

Tildelingene i 23. runde gir viktige signal om fremtiden for norsk sokkel, og vi er svært positive til å få startet arbeidet her. Petoro er deltaker i samtlige av de tre lisensene i det nye området i Barentshavet sørøst. Barentshavet byr på nye muligheter, og interessen fra industrien viser at norsk sokkel fortsatt er attraktiv.

Vi har startet arbeidet for å skape en konkurransekraftig norsk sokkel med prosjekter som er lønnsomme i et globalt perspektiv. Industrien må klare å skille mellom kutt som reduserer verdier og reell effektivisering. Det er fremdeles et stort potensial på norsk sokkel dersom vi lykkes med omstillingen. Langsiktig konkurransekraft skapes nå!



Foto: EmileAshley

Grethe K. Moen

Grethe K. Moen
Administrerende direktør
Petoro AS

Hele dette bilaget er en annonse fra Petoro. Det distribueres med Dagens Næringsliv i august 2016 og på ONS 2016.



ANSVARLIG UTGIVER:
CHRISTIAN BUCH HANSEN,
KOMMUNIKASJONSSJEF I PETORO AS
WWW.PETORO.NO

REDAKSJONELT ANSVARLIG:
BORGHILD ELDØEN



Dronningensgate 12 | 1529 Moss
www.markedsmedia.no



prosjektleder: Øyvind Dutheil
Tlf.: 975 98 615
oyvind@markedsmedia.no
salg: David Dutheil
grafisk form: Johnny Thoresen

tekst: Alf Inge Molde
i redaksjonen Lill-Torunn Kilde
side 1 av Troll A: Harald Pettersen - Statoil ASA
trykk: Stibo Graphic A/S
repro: Stibo Media AB

For informasjon om bilag i Dagens Næringsliv og dagspresse, kontakt Øyvind Dutheil i Markedsmedia.

Fakta om Petoro

Staten eier store andeler på norsk sokkel gjennom statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). Disse andelene forvaltes av Petoro AS. Selskapet skal skape størst mulig verdier av eierandelene. Verdier som kommer hele Norge til gode.

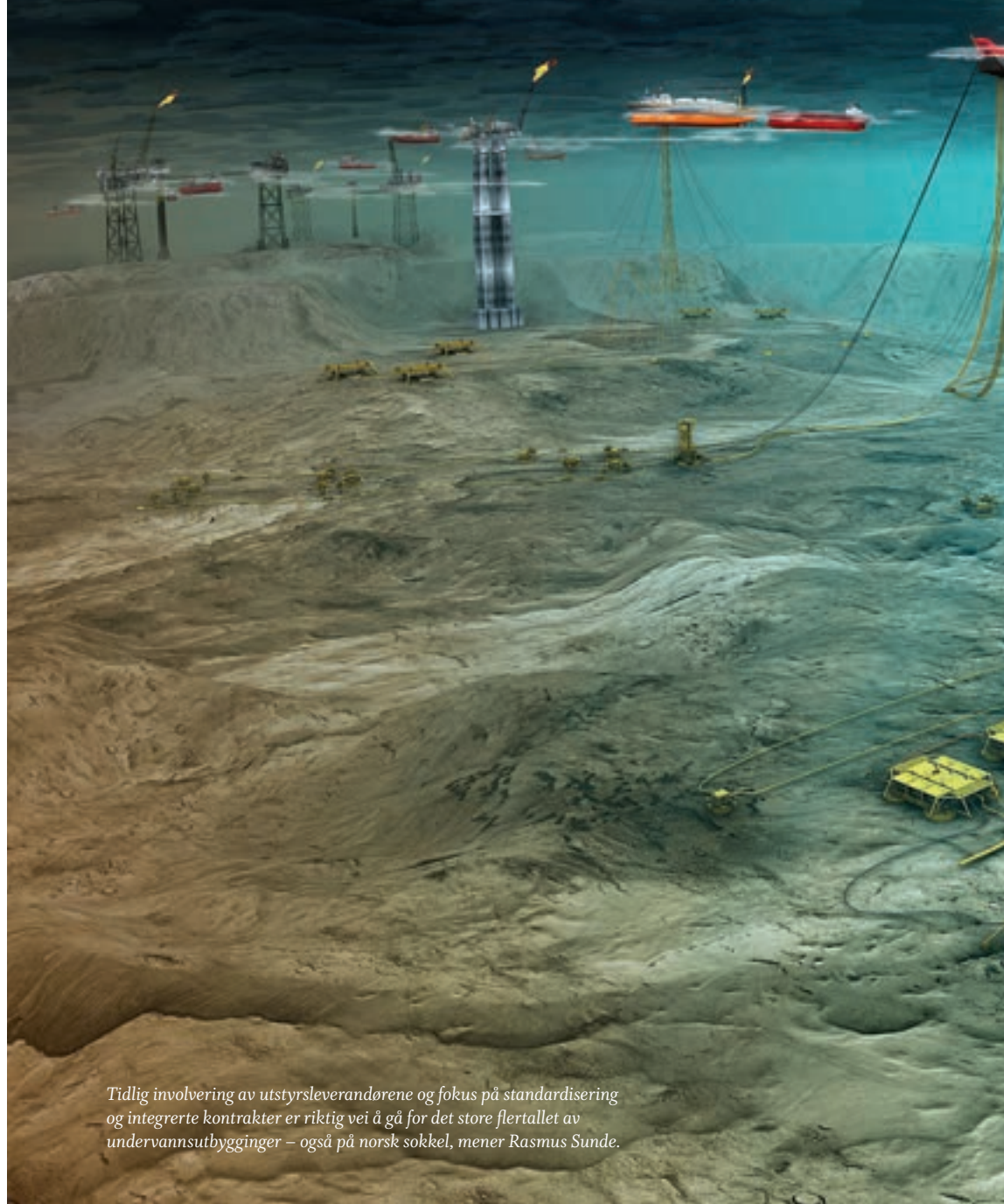
Petoros strategi

Vi vil øke konkurransekraften til porteføljen ved å redusere usikkerheten i reserve- og ressursgrunnlaget, ta i bruk ny teknologi og innovasjon for effektivisering og finne klimaeffektive løsninger. Vi vil realisere verdier i modne felt gjennom å identifisere gjenværende verdier, bore flere brønner mer effektivt og lage helhetlige businesscases.

Sandprøver fra Sandsli forskningscenter.
Foto: Ole Jørgen Bratland – Statoil



«Det er nødvendig å undersøke alle muligheter for å få ned kostnadsnivået. Nye driftsmodeller er et av alternativene. Forsys er en leverandør som søker videreutvikling i denne retningen.»



Tidlig involvering av utstyrsleverandørene og fokus på standardisering og integrerte kontrakter er riktig vei å gå for det store flertallet av undervannsutbygginger – også på norsk sokkel, mener Rasmus Sunde.

Slår seg sammen – kut

Ved å optimalisere undervannsarkitekturen og gjennomføre prosjektene sammen, vil Technip og FMC Technologies levere undervannsløsninger rundt 30 prosent billigere enn de kan hver for seg. Det kan utgjøre forskjellen på om et funn blir bygget ut eller ei.

I løpet av de siste ti årene har kostnadene per subseabrønn tredoblet seg, samtidig som leveringstiden er doblet. Utviklingen har blant annet vært drevet av mer kompliserte reservoarer og utfordringer som høyt trykk og høye temperaturer, men også av industriens manglende evne til standardisering.

Det siste var bakgrunnen for at Technip og FMC Technologies i 2014 satte seg ned sammen. Selv med en langt høyere oljepris enn i dag var ikke utviklingen bærekraftig. Kombinert står de to selskapene for rundt 30 prosent av kostnadene ved en typisk undervannsutbygging. Ved å kombinere ressurser, teknologi og kunnskap ville de dermed ha mulighet til å gjøre betydelige besparelser.

Forsys Subsea så dagens lys 1. juni 2015. Over natten ble alle som jobbet med konseptvalg og forprosjektering

(FEED) i moderselskapene, overført til fellesforetaket. Det samme gjaldt miljøene som jobbet med monitoring og kontroll av data, samt beslutningsstøttesystemer og rådgivning for operatører.

Tidligere inn i prosessen

I dag har selskapet 320 ansatte og ledes av Rasmus Sunde. Han er ikke i tvil om at tidlig involvering av utstyrsleverandørene og fokus på standardisering og integrerte kontrakter er riktig vei å gå for det store flertallet av undervannsutbygginger – også på norsk sokkel.

– Når man etterspør skreddersøm og spesialløsninger, både på operatørnivå og feltnivå, oppnår man normalt ingen stordriftsfordeler. Vi bruker altfor mange ingeniørtimer på relativt enkle oppgaver, sier Sunde.

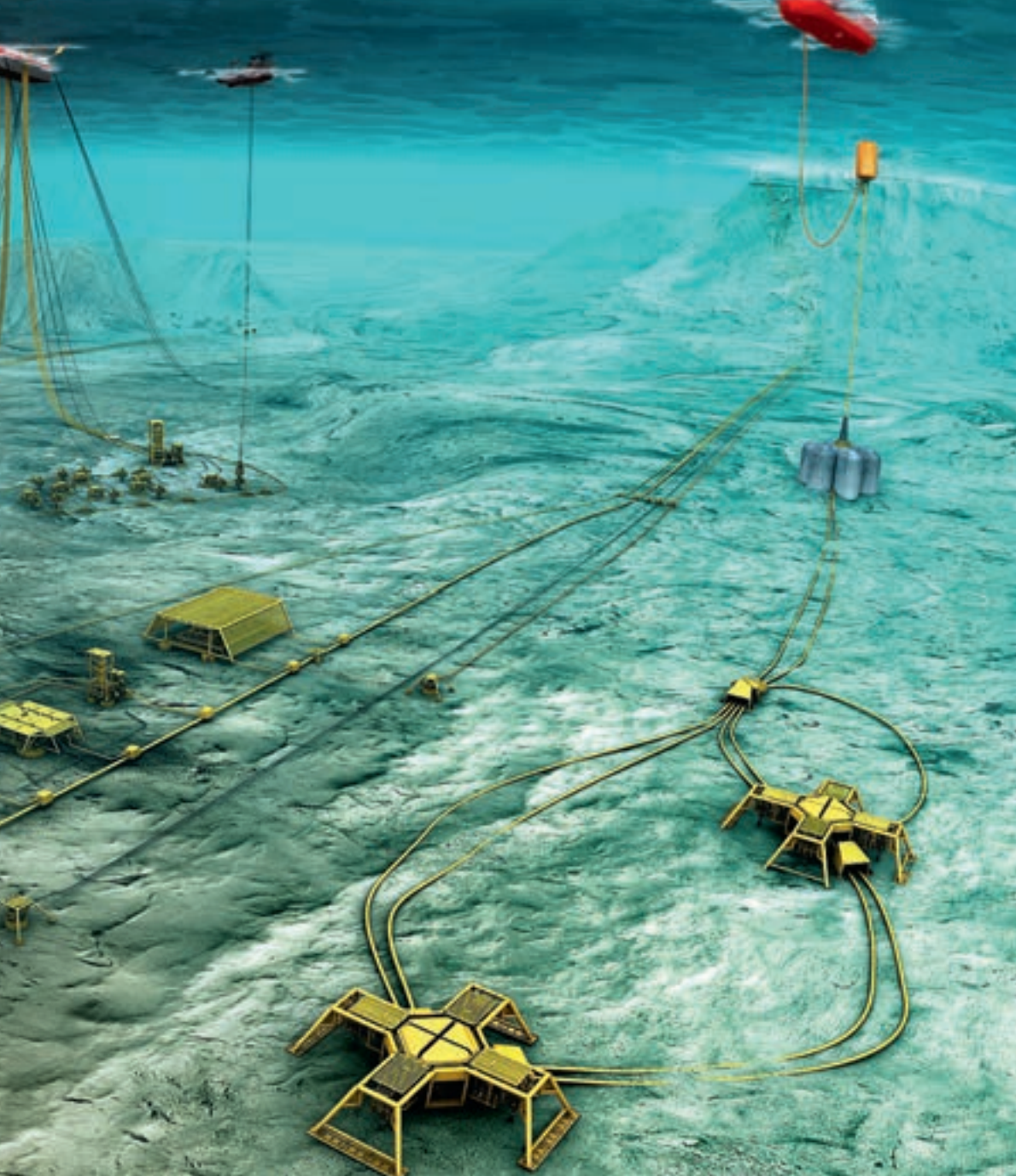
Nøkkelen er å komme tidligere inn i prosessen, før

design- og materialvalgene er tatt i oljeselskapene. Da unngår man dyrere løsninger enn det som strengt tatt er nødvendig. Slikt har det vært for mye av, forteller han. Det er også mye å spare på kortere gjennomføringstid.

– Det er ingen som kjenner våre produkter bedre enn det vi gjør selv. Et undervannsjuletre består av 7000 til 8000 komponenter. Da kan man selv tenke seg hvor dyrt det blir hvis andre skal spesifisere materialvalg langt ned i vår leverandørkjede, sammenlignet med de stordriftsfordeler man oppnår ved å bruke en standard vi har utviklet selv, sier Sunde.

Det beste fra to verdener

Technip og FMC Technologies er ikke alene om å tenke i disse baner. GE og McDermott gikk i 2015 sammen i IO



Illustrasjon: Forsys Subsea



Foto: Forsys Subsea

Forsys Subsea

- Hva: Fellesforetak mellom Technip og FMC Technologies
- Hvor: London, Aberdeen, Paris, Oslo, Singapore, Rio de Janeiro og Houston
- Ledes av: Rasmus Sunde, som tidligere var sjef for undervannsvirksomheten i FMC Technologies i Afrika, Europa og Russland
- Ansatte: 320

ter kostnader



«Etter 30 år i industrien har jeg sett at det er i de

største krisene man tenker mest kreativt, både i forhold til teknologi og til forretningsmodeller.»

Rasmus Sunde.

Oil & Gas Consulting, Aker Solutions har inngått subseamarbeid med Saipem, og OneSubsea har signert en global allianse med Subsea 7.

Sunde mener oljeselskapene på denne måten får det beste fra to verdener. Først kan de lage designkonkurranser for å finne den beste løsningen. Deretter kan de få denne konvertert til en fastpris. Ved å få skjøvet konkurransen inn i prosessen tidligere vil de både få bedre og mer kostnadseffektivt design, markedets beste pris og sikrere prosjektgjennomføring.

– Det virker så enkelt, men i tidene med høy oljepris var industrien mest opptatt av å øke produksjonen. Etter 30 år i industrien har jeg sett at det er i de største krisene man tenker mest kreativt, både i forhold til teknologi og til forretningsmodeller, sier Sunde.

Forventer første kontrakt i 2016

Forsys Subsea jobber nå med å finne forenklinger og kostnadsbesparelser på subseaprojekter som har blitt lagt på hylla på grunn av for høy pris verden over. Til enhver tid vurderes det et stort antall prosjekter, også på norsk sokkel, forteller Sunde. Han forventer å lande den første kontrakten for integrert gjennomføring i løpet av året.

Gigantfusjon – Technip og FMC Technologies

19. mai annonserte Technip og FMC Technologies at selskapene slår seg sammen. Det nye selskaps samlede driftsinntekter i 2015 var på rundt 20 milliarder dollar, og fusjonen antas å føre til en kostnadsbesparelse på 400 millioner dollar i 2019. – Forsys Subsea var selvsagt en mikrofusjon til sammenligning, men ga likevel moderselskapene en forsmak på hva vi kan få til, sier Rasmus Sunde.

Historien om Ivar Aasen er et eksempel på god samarbeidskultur. Mange snakker om det, ikke alle får det til. Samarbeid betyr også forskjellig ting i ulike selskap og kulturer. På Ivar Aasen har alle aktører vært enige om et åpent og tillitsfullt samarbeid. Resultatene viser at det lønner seg.



La ekspertene vær



«Vi er godt fornøyd med effektiviteten på den toppmoderne boreriggen Maersk Interceptor. Det er viktig med en organisasjon med tydelige roller og ansvar.»

Øyvind Bratsberg

Boretakten på Ivar Aasen slo rekorder fra første stund. Siden gikk det bare oppover. Effektiviteten kan gi Det norske og partnerne en gevinst på mellom én og to milliarder kroner. Nøkkelen ligger i samarbeidet.

Den første brønnen vi boret, hadde en gjennomsnittlig borehastighet på 156 meter per dag. I den siste leverte vi 308 meter per dag, sier leder for boring og brønn i Det norske oljeselskap, Øyvind Bratsberg.

Han har god grunn til å være fornøyd. Fra årtusenskiftet og frem til nå har tilsvarende brønner boret fra tilsvarende rigger levert et sted mellom 100 og 110 meter per dag på norsk sokkel, viser statistikk fra Rushmore. Kompletteringen gikk også raskt. Snittet på norsk sokkel er 250 meter per dag. Ivar Aasen-teamet leverte et sted mellom 500 og 600 meter per dag.

Det norske har lagt til rette for at bore- og brønnorganisasjonen bedre skal ivareta ressursstyring og erfaringsoverføring på tvers av alle avdelinger. Det er blant annet satt inn en egen engineering manager på samme nivå som boresjef.

Bratsberg peker på fem faktorer som har vært viktige for suksessen. Den første er måten teamet har vært integrert på. Det norske plasserte tidlig undergrunnseksperter og bore- og brønneksperter sammen i ett kontorlandskap. Her ble også fem nøkkelpersoner fra leverandøren av boretjenester inkludert. På den måten sørger man også for at

bestillingene til neste brønn går sømløst, og at alle er oppdatert med samme informasjon.

Delegerte beslutningsansvar

Nummer to er en tydelig ledelse som delegerer beslutningsansvar til fagekspertene, og som hele tiden følger opp og er rundt i kontorlandskapet. Det norske har altså ikke hatt et rigid system der alle saker må løftes opp til en boresjef. Beslutningene blir fattet på ingeniørnivå. Nummer tre er teamets egne ambisjoner om å levere det beste resultatet noensinne på norsk sokkel.

– Fjerde punkt er prestasjon, både når



Understell Ivar Aasen - og Mærsk Interceptor i bakgrunnen.

Foto: Det norske

Samarbeidoppskriften

1. Integrerte team
2. Tydelig ledelse og delegering av ansvar
3. Høye ambisjoner fra starten
4. Prestasjon, både på HMS og operasjonelt
5. Kontinuerlig forbedring
6. Integrerte tjenester

Ivar Aasen

- Hva: oljefelt vest for Johan Sverdrup i Nordsjøen
- Ressurser: inneholder rundt 204 millioner fat oljeekvivalenter
- Produksjonsbrønner: Maersk Interceptor har boret sju produksjonsbrønner og seks vanninjeksjonsbrønner
- Hovedkontraktører:
 - Schlumberger
 - Maersk Drilling

Partnere:

- Operatør: Det norske oljeselskap (34,7862 prosent)
- Statoil Petroleum (41, 4730 prosent)
- Bayerngas Norge (12,3173 prosent)
- Wintershall Norge (6,4651 prosent)
- VNG Norge (3,0230 prosent)
- Lundin Norge (1,3850 prosent)
- OMV Norge (0,5540 prosent)

I PRODUKSJON: Ivar Aasen-plattformen sommeren 2016.

Foto: Det norske

re eksperter



«Når man bygger hus, pleier man ikke

som huseier selv å ringe alle profesjonene som trengs for å få reist et hus. Man overlater jobben til eksperter og overtar til slutt et nøkkelferdig produkt.»

Torjer Halle

det gjelder helse, miljø og sikkerhet og drift. Teamet har hatt personskader som kunne gått verre enn de gjorde. Det er tankevekkende. HMS-resultatene totalt sett var likevel gode, sier Bratsberg.

Siste punkt er kontinuerlig forbedring. Mellom første brønn på 156 meter per dag og siste brønn på rekordhøye 308 meter per dag økte boretakten jevnt og trutt. Dette var et resultat av målrettet arbeid og nøye gjennomgang av forbedringspunkter. Ifølge Bratsberg satt man igjen med 2500 forbedringspunkter etter at boreprogrammet var ferdigstilt.

Integrerte tjenester ga stor gevinst

Arbeidende styreformann for Schlumberger i Norge, Torjer Halle, peker også på samarbeidet mellom Det norske, Schlumberger og Maersk Drilling som en av nøklene til suksessen. For Schlumbergers del har det faktisk at Det norske tildelte dem en kontrakt på integrerte tjenester, vært avgjørende.



ONE TEAM: Maersk, Schlumberger og Det norske i operasjonsrommet for geostyring i Trondheim. De er på hele døgnet i kontinuerlig kontakt med riggen, dette danner grunnlaget for suksess.

Foto: Det norske

Dette innebærer at Det norske, i stedet for å tildele inntil 30 mindre kontrakter, har gitt Schlumberger ansvar for å levere alt av bore- og brønntjenester. Dette har flere fordeler, forutsatt at verktøyet brukes rett, mener Halle. Kontraktformen gjør at operatøren kan overlate en langt større del av ansvaret til servicetilbyderen. Færre involverte kan gi betydelige besparelser.

– Servicetilbyderen får også anledning til å bruke sin spesialkompetanse på en helt annen måte i planleggingen og utfø-

relsen av tjenestene, sier Halle.

Når man bygger hus, pleier man ikke som huseier selv å ringe snekkere, rørleggere, malere og alle de andre profesjonene som trengs for å få reist et hus. Man overlater jobben til eksperter og overtar til slutt et nøkkelferdig produkt. Akkurat slik er det med denne typen prosjekter også, mener Halle, som roser Det norske for måten de har integrert Schlumberger på og latt dem få ta ansvar.



Når norsk oljebransje møtes til ONS-dagene i august, er man igjen opptatt av omstilling og effektivisering.

Radikal endring og nytte

Boretakten har doblet seg og brønnskostnadene er halvert på viktige felt de siste to årene, men det er ikke nok. Nye muligheter finnes, men krever en transformasjon av næringen gjennom endringer i samarbeidskultur, nye forretningsmodeller og ny teknologi. – Dette får vi til om vi vil nok, sier Roy Ruså.

Allerede i 2010 pekte Petoro på en ikke bærekraftig kostnadsutvikling. I 2013 tok industrien grep, og med Statoil i spissen har det blitt gjort mye godt arbeid i næringen de siste to årene. Fra 2013 til 2015 er boretakten doblet og brønnskostnadene halvert i de største modne feltene i SDØE-porteføljen som Petoro forvalter. Teknologidirektør Roy Ruså er overrasket over hvor stor effekt forenkling, bruk av beste praksis, bedre planlegging, måling og reforhandling av rater faktisk har hatt.

Med hensyn til reforhandling av ratene for varer og tje-

nester er det naturlig at disse utfordres, for derved å drive effektiviseringen nedover i forsyningskjeden, men det er en vei til lavere kostnadsnivå som har begrenset potensial, mener Ruså.

– For mange leveranser er den økonomiske betydningen i stor grad knyttet til kompetansen og arbeidsprosessene – og ikke direkte koblet til hva vi betaler for produktet eller tjenesten. Vi er helt avhengige av dyktige og engasjerte leverandører, og de må selvfølgelig tjene penger. Det skal ikke være en konkurranse om hvem som kan holde pusten lengst, sier Ruså.

Godt, men ikke nok

Det som er gjort, er godt, men det er ikke nok, og det er ikke gitt at vi klarer å opprettholde disse resultatene. Den underliggende kostnadsveksten vil fortsette, og vil i kombinasjon med tekniske og operasjonelle forhold gjøre det krevende å få lønnsomhet i nye prosjekter.

Ruså mener det er håp om ytterligere forbedringer når en ser at det er områder som ennå ikke er utforsket tilstrekkelig – som teknologi, nye forretningsmodeller og samarbeidskultur. Han trekker frem digitalisering og mer effektiv bruk av sanntidsdata og målinger og historiske data koblet sammen med data i sanntid som eksempler innen ny teknologi.

– Dette har vi arbeidet med i mer enn ti år men vi er bare i startfasen. Nye forretningsmodeller dekker alt fra insentiver i kontraktene som verdsetter effektivitet, til andre roller og grensesnitt mellom kunder og leverandører, sier Ruså.

I totalitet vil mulighetene for forbedring kreve nytenking og store endringer i måten næringen jobber på, og i kompetanse. Ikke minst vil de kreve samarbeid for å



Fakta – norsk sokkel

En analyse av produksjonen på fem av de store feltene på norsk sokkel viste at man ved å doble boretakten fra 2013-nivået kunne produsere 20 millioner kubikk-meter mer olje de neste ti årene. Det tilsvarer verdier for 30 milliarder kroner. Store tall, som er vanskelige å forholde seg til, men for å sette det i perspektiv: Én million sekunder er 11 dager. Én milliard sekunder er 30 år.

Foto: ONS/Kallen



Linn Cecilie Moholt, administrerende direktør i Karsten Moholt AS – et elektromekanisk kompetansesenter med hovedkontor på Askøy utenfor Bergen

Endring krever mer enn snakk

Hvordan ser situasjonen i oljebransjen ut sett fra ditt ståsted?

– I dårlige tider er det lett å kutte på vedlikeholdet for å oppnå kortsiktige kostnadsreduksjoner. På lang sikt vet vi at havarier, tap av produksjon og hurtig voksende kostnader er et uunngåelig resultat. Etter snart to år med stramme budsjetter ser vi nå at havariene begynner å komme. Nøkkelen til å unngå dette er å overvåke og utbedre feil så tidlig som mulig. Da er det vanskelig å forstå at timeprisen for en nød-reparasjon blir hovedtema når uhellet først har inntruffet. Hvorfor skal fokus ligge på å redusere reparasjonskostnadene fra 1 000 000 kroner til 950 000 kroner i stedet for å bruke 1000 kroner på å unngå hele reparasjonen ved å ligge i forkant og utbedre problemet når det er i sin begynnende fase?

Har oljebransjen begynt å reparere mer slik andre bransjer gjør?

– Det er et økende fokus knyttet til dette med reparasjon, og det blir stadig oftere kommunisert som en ønsket retning for bransjen. Men det har ennå ikke materialisert seg. Antallet reparasjoner som faktisk gjennomføres, er fortsatt synkende.

Foregår det et reelt samarbeid der dere som leverandører får bidra?

– De tøffe tidene har helt klart åpnet for nye kommunikasjonskanaler på tvers. Små nisjeleverandører med høy ekspertise blir hørt og får bidra på en annen måte enn før. Dersom denne utviklingen fortsetter, og det ikke bare blir snakk, men det som sies, faktisk blir implementert, da tror jeg på endring.

enking må til



«I totalitet vil mulighetene for forbedring kreve nytenking og store endringer i måten næringen jobber, i kompetanse og ikke minst vil de kreve samarbeid for realiseres.»

Roy Ruså

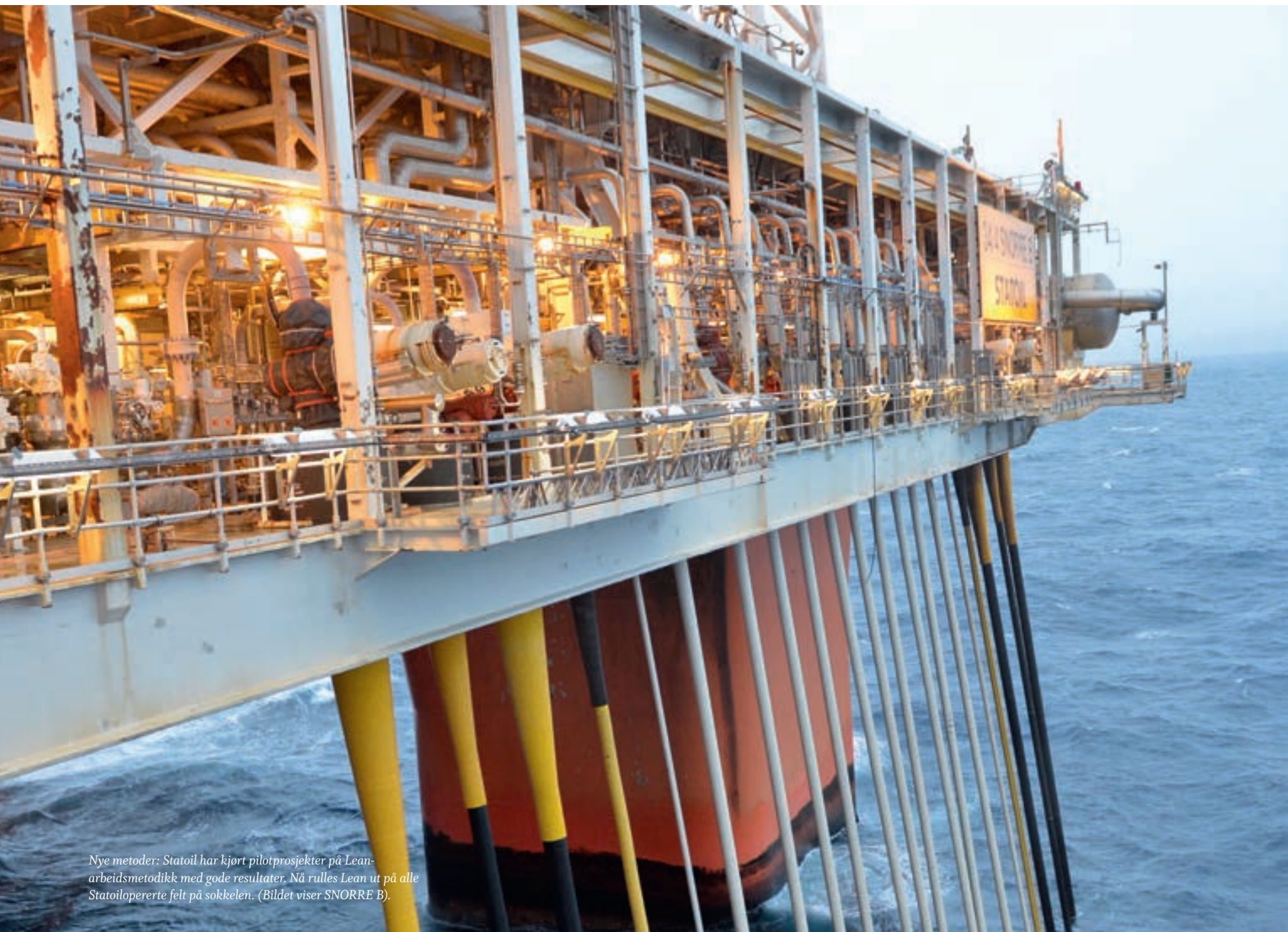
kunne realiseres. Dette er et samarbeid basert på åpenhet og tillit, ikke et samarbeid der den ene skal gjøre det den andre sier. Dette er lett å si, men realiteten er at det vil kreve en transformasjon i de neste årene.

– Går vi inn i dette med holdningen «det er ikke slik vi gjør det i mitt selskap», vil vi ikke lykkes, sier Ruså.

Det er ikke bare i feltene i drift at økt effektivisering og innovasjon har verdi. Det er gjort mer enn 90 funn på norsk sokkel. Innen SDØE-porteføljen er vi med i mer enn 40 av disse. Med «gammel» oljepris var 23 av disse vurdert å være mulig å utvikle. Med en oljepris på 55 dollar er bare 9 av de 23 mulige. Om vi evner å halvere kostnadene, vil imidlertid nesten alle de 23 igjen bli mulige.

– Dette kan høres umulig ut, men vi har gjort det umulige før. Det er slik norsk sokkel ble bygd ut. Kanskje fordi vi ikke visste at det var umulig?, sier Ruså.

Boreeffektivitet – store bes



Nye metoder: Statoil har kjørt pilotprosjekter på Lean-arbeidsmetodikk med gode resultater. Nå rulles Lean ut på alle Statoilopererte felt på sokkelen. (Bildet viser SNORRE B).

Foto: Harald Pettersen – Statoil

Bore- og brønneffektiviteten i Statoil har økt med 30 til 40 prosent de siste to årene, og det er mer å hente. Geir Tungesvik håper nesten at oljeprisen ikke stiger for fort.

På verdensmarkedet er det stort sett nedgang over alt. Statoil boring og brønn er et av få unntak. – Vi boret faktisk flere brønner i fjor enn året før. Så til de som sier at vi bruker lite: ikke vi. Vi borer mer enn vi har gjort noen gang, sier sjef for boring og brønn i Statoil, Geir Tungesvik. Det var få som forsto alvoret da Tungesvik slo alarm om borekostnadene i Statoil i 2013.

Oljeprisen var rundt 100 dollar fatet, men lønnsomheten avtok. Å bore brønner var blitt for dyrt. Det kunne ikke fortsette. Tungesvik begynte med seg selv, med forbedring, forenkling og standardisering. Da turen var kommet til leverandørene, hadde oljeprisen begynt på nedturen og industrien selv innsett at kostnadsnivået var for høyt.

Tungesvik erkjenner at det har vært tøffe tak. Samtidig er han imponert over

stoltheten og konkurranseinstinktet han har sett hos leverandører og redere. Jakten på kostnadsbesparelser har gitt resultater. I snitt er Statoil nå 30 til 40 prosent mer effektivt enn i 2013. Og bedre skal det bli. Selskapet angriper problemstillingen fra flere kanter.

Mer til de beste

Et prosjekt selskapet allerede er i gang med, er å se på modeller der de beste le-

verandørene blir prioritert og får et større volum når nye kontrakter skal deles ut. Selskapene skal da måles i forhold til en rekke parametere, blant andre effektivitet, sikkerhet og hvor raske de er til å ta i bruk ny teknologi. Her er det muligheter siden flere kontrakter er i ferd med å løpe ut.

Et annet område er kamp mot nedetid. – I alle år har vi hatt nedetid på 15 til 20 prosent. Det er nesten flaut. Ingen andre industrier hadde slått seg til ro med

Besparelser, men ikke i mål

Bore- og brønnkostnadene må videre nedover for å kunne forsvare brønner – særlig på modne felt. Geir Tungesvik

slike tall, sier Tungesvik. Logistikk er også et område han tror har stort potensial for besparelser. Næringen har for vane å ha backup for så å si alt. Ved å stole mer på utstyret kan det være store summer å spare.

Statoil har videre kjørt pilotprosjekter på Lean-arbeidsmetodikk med gode resultater. Dette innebærer at de i den skarpe enden går kritisk gjennom egne arbeidsoppgaver og prosesser og kontinuerlig kommer med forslag til forbedringer. Nå rulles Lean ut på alle Statoil-opererte felt på sokkelen.

Automatisert boring

– Litt frem i tid ønsker vi også automatisert boring, sier Tungesvik.

Blant annet ønsker han seg en

autopilot nede i brønnen som sender signaler til overflaten, og programvare som gjør at maskinen reagerer riktig – slik automatikken i et fly gjør når det kommer kraftig sidevind. Dette jobbes det med på Mariner-feltet på britisk sokkel og på Johan Sverdrup.

– Dere borer mer enn tidligere, samtidig som flere rigger ligger i opplag. Hvordan henger dette sammen?

– Vi har blitt mer effektive, sier boresjefen.

I enkelte brønner er antall meter boret per dag økt med 50 prosent. Alt måles mot den perfekte brønnen, som er satt sammen av idealseksjoner fra en rekke brønner. Statoil har brukt mye tid på å lære

av de beste teamene, som har lange lister med forbedringspunkter. De dårligste hadde ingen. Nå har alle løftet seg.

Vil ikke opp igjen

Et annet område som vil gi besparelser på sikt, er nye, markedsjusterte riggkontrakter. Dagens kontrakter gjenspeiler at de ble inngått da oljeprisen var på topp. Prisen kan utgjøre så mye som 50 prosent av brønnkostnadene.

– Vi har mange prosjekter vi har lyst til å gjennomføre for å få en varig endring. Jeg er bekymret for hva som vil skje dersom oljeprisen går opp, og vi følger med opp igjen. Da kommer spørsmålet: Har dere ikke lært? sier Tungesvik.



MER Å HENTE: Geir Tungesvik vil ikke betale 100 dollar for en gevinst på 50. Bore- og brønnkostnadene må videre nedover for å kunne forsvare brønner – særlig på modne felt.

Foto: Jan Inge Haga

The ability to find oil and gas where others have given up

Commitment throughout the value chain

AIMING FOR TOMORROW

Courage, persistency and drive are characteristics of VNG Norge as a company – and of our employees. From being an exploration oriented company, we are now working on the field development of the most exciting discovery on the Halten Terrace: Pil & Bue. Read more at vng.no

Hall 6, stand 6750



A COMPANY IN THE
VNGGROUP

VNG
Norge



På britisk sokkel borer de flere brønner og de har en mer fragmentert og innfløkt infrastruktur. Likevel har norske selskaper mye å lære, mener Daniel Cole, i McKinsey i London.

Dette kan vi lære av britisk sokkel

Utviklingen på britisk sokkel ligger ti år foran norsk sokkel. Basert på denne erfaringen mener McKinsey at vi kan vente oss mer nedslag i store, modne felt, flere nye oljeselskaper, nye operatørmodeller og stadig forlenget levetid.

Norsk og britisk sokkel har mye felles. I tillegg til den grunne gassregion i sør er geologien og distribusjonen av store og små olje- og gassfelt svært lik. Begge sokkene ble til å begynne med utviklet av de internasjonale gigantselskapene, som igjen ble forsynt av de globale leverandørene.

Men det er også ulikheter. På britisk sokkel har utviklingen gått langt raskere, og de borer flere brønner. Totalt var det 4500 aktive brønner på britisk sokkel i 2015. På norsk sokkel var det rundt 1500. Britisk sokkel er også langt mer fragmentert og

har en mer innfløkt infrastruktur. I dag er det mer enn 300 produserende felt, med eierskap fordelt på 44 operatørselskaper og 36 lisenshavere.

Store ut, mindre inn

– De siste 15 årene har antallet aktører med eierandeler i produserende felt økt med 20 prosent. Samtidig har den gjennomsnittlige produksjonen til selskapene falt fra 70 000 fat oljeekvivalenter per dag til 20 000 fat, sier seniorkonsulent og ekspert på modne felt i McKinsey, London, Daniel Cole.

Store aktører som Shell, Total og BP har aktivt solgt seg ned eller ut av store modne felt for heller å satse på andre regioner. Kjøperne har vært nye og mindre aktører som Perenco, Talisman, Nexen, Apache, CNRL og EnQuest. Utviklingen har vært en vinn-vinn-situasjon og viktig for å mobilisere nye ressurser og forlenge levetiden til feltene mener Cole.

Forlenget levetid

Samtidig vil man se at feltene lever betydelig lenger enn forventet. Verktøyene britiske selskaper har brukt for å oppnå dette re-



«Med en oljepris på 50 dollar fatet produserer nær 30 prosent av feltene på britisk sokkel med tap, og med et produksjonsfall på sju prosent i året blir det dessverre ikke bedre.»

Daniel Cole

Fakta om McKinsey

- Internasjonalt konsultentselskap med hovedkontor i New York
- 100 kontorer i 61 land
- 19 000 ansatte, 100 i Norge
- Omsatte for rundt åtte milliarder dollar i 2014

sak skyldes flere utfordringer og hendelser og feil samt forskjeller i driftspraksis.

Det er imidlertid minst like interessant at analysen viser at den betydelig lavere produksjonseffektiviteten på britisk sokkel ikke skyldes verken aldrende anlegg, at den er direkte knyttet til budsjettnivå, eller at operatørskifter medfører ny energi og økt produksjonseffektivitet.

Rammes hardt av oljeprisfallet

I likhet med norsk sokkel har britisk sokkel blitt rammet hardt av oljeprisfallet. I år blir det trolig ikke godkjent noen nye utbyggingsplaner. Det er første gang siden olje- og gassproduksjonen ble satt i gang i, 1975. I fjor var også den lengste perioden uten leteaktivitet på sokkelen. Hele 161 dager varte dvalen.

Tall fra Oil & Gas UK viser nå at antallet arbeidsplasser tilknyttet industrien faller dramatisk. I 2016 jobber 330 000 briter i næringen. Det er 140 000 færre enn på toppen i 2014. Samtidig har produksjonen falt fra 4,6 millioner fat per dag i 1999 til 1,6 millioner fat per dag i 2015.

– Med en oljepris på 50 dollar fatet produserer nær 30 prosent av feltene på britisk sokkel med tap, og med et produksjonsfall på sju prosent i året blir det dessverre ikke bedre, sier Cole.

Ny trend gjør seg gjeldende på norsk sokkel

Da BP solgte sin andel på 96 prosent i Nordsjøens største oljefelt, Forties, til amerikanske Apache i 2003, antok reservoaringeniørene til BP at feltet inneholdt 4,2 milliarder fat. Apache gjennomførte umiddelbart en reevaluering av feltet og fant ytterligere 800 millioner fat. Det forlenger produksjonstiden med minst 20 år og gjorde avtalen svært lukrativ for nykommeren. Samtidig ga avtalen BP rom til å forfølge attraktive muligheter utenfor Storbritannia. Denne trenden har også begynt å gjøre seg gjeldende på norsk sokkel, blant annet gjennom Wintershalls Brage-avtalen med Statoil. Utviklingen vil bli mer fremtredende i årene som kommer, mener Cole.

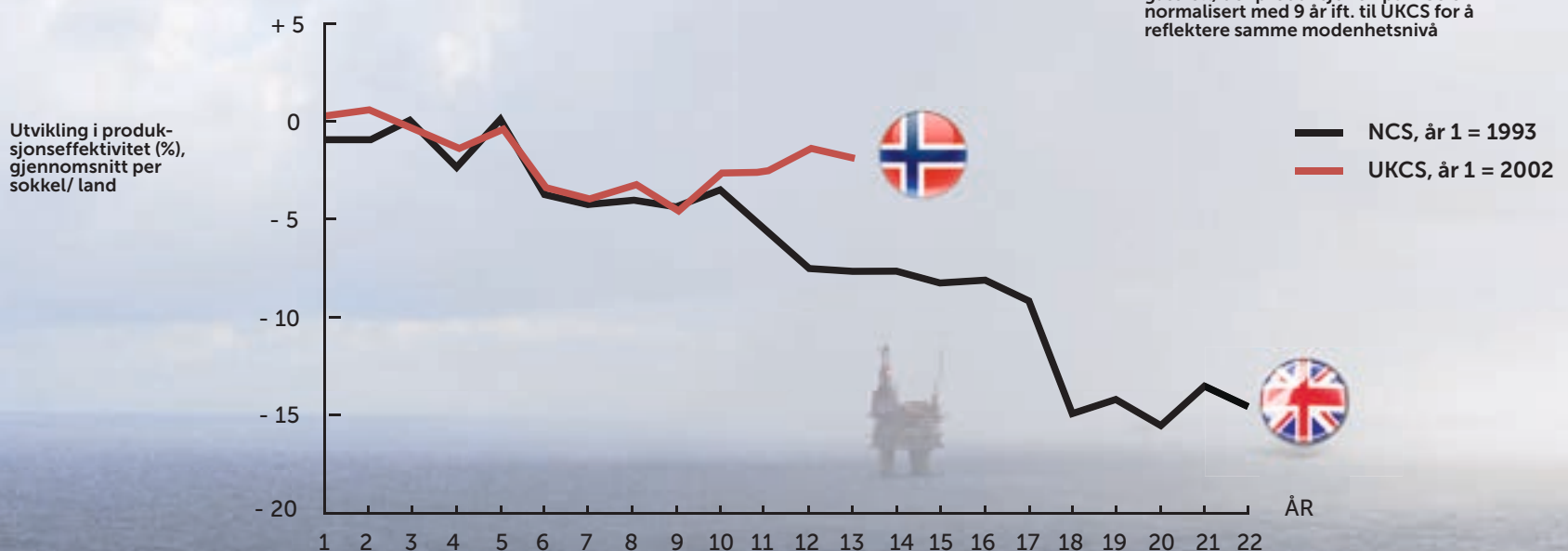
sultatet, er hub-strategier, en sterk motor for å modne kostnadseffektive brønner og dermed øke reservene år for år. Til tross for at produksjonseffektiviteten har vært noe lavere enn i Norge, har dette bidratt til at de aller fleste felt har levd betydelig lenger enn opprinnelig planlagt.

Produksjonseffektiviteten er imidler-

tid lavere enn på norsk sokkel. I Norge ligger den på rundt 85 prosent. På britisk sokkel er den nede i 60 prosent. Justeres utviklingen med ti år, er kurvene likevel påfallende like inntil for et par år siden. En studie Petoro har gjennomført i samarbeid med McKinsey, viser at den negative utviklingen på britisk sokkel i hoved-

Illustrasjonsfoto: iStock

Både norsk og britisk sokkel øker effektiviteten



Kilde: McKinsey
Foto: Harald Pettersen – Statoil

Tillit til reservegrunn

Pålitelige reservoarmodeller er avgjørende for å kunne forutse hvordan reservoarene vil oppføre seg. Dette er grunnleggende for å beslutte investeringer i nye brønner og anlegg.

Modellene er store og komplekse, og produksjonserfaring og nye data gjør dem uegnet i løpet av få år. Utvikling og oppdatering er tidkrevende. Ny teknologi gjør det nå mulig å oppdatere modellen langt raskere og samtidig øke kvaliteten. Dette krever ny kompetanse og nye måter å jobbe på.

Før et felt besluttes, lages det matematiske reservoarmodeller som forteller hvor mye olje og gass reservoaret inneholder, og hvordan alt beveger seg. Ettersom tilgangen på data i begynnelsen er begrenset, er modellene enkle.

– Data fra nye brønner, ny seismikk og produksjonserfaring krever at modellene oppdateres jevnlig, sier seniorrådgiver Asbjørn Voll, som til daglig jobber med Snorre-feltet.

Oppgraderinger av reservoarmodellene

er svært tidkrevende og krever innsats fra mange spesialiserte faggrupper.

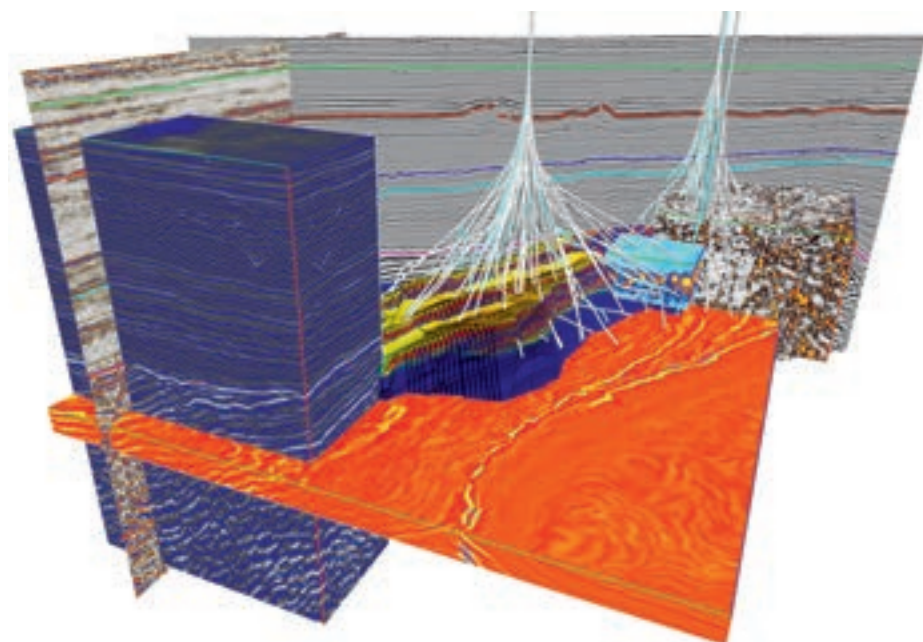
– Manglende tillit til modellen kan føre til uenighet om hva som faktisk befinner seg under bakken, og har flere ganger ført til at nødvendige beslutninger i lisensene utsettes eller til og med ikke fattes, sier Asbjørn

Ny måte å jobbe på

Før bygde man reservoarmodeller etter samlebandsmetoden, der de ulike fagspecialistene bidro med kunnskap etter tur. Mer data, ny programvare og langt mer regnekraft åpner for at gruppen av spesialister jobber tettere sammen og bruker alle data på en stadig mer integrert måte.

– De siste 20 årene har 4D-seismikk redusert usikkerhetsrommet, sier seniorrådgiver Olav Barkved.

– Sammenstilling av 3D-seismiske un-



MODELL FRA SNORRE: Informasjonsmengden gjør at det tar flere år å utvikle relevante reservoarmodeller på produserende felt. Ny teknologi gjør det imidlertid mulig å oppdatere modellene langt raskere og samtidig øke kvaliteten. Det kan være avgjørende når milliardbeslutninger skal fattes.

Kilde:Petoro



dersøkelser utført med noen års mellomrom, forteller mye om hva som skjer i reservoaret. Men det tar tid å samle inn og tolke 4D-seismikken, sier han.

Siden 2003 har flere felt fått permanent seismisk overvåkning gjennom datasensorer og kabler som ligger på havbunnen. Petoro har vært en pådriver og er partner på tre felt med slik overvåkning; Ekofisk, Snorre og Grane. Flere nye installasjoner vurderes.

– Permanent seismisk overvåkning muliggjør analyse av effekten av produksjon raskere og oftere og er av langt høyere kvalitet, sier Olav

Krevende, men stor gevinst

Oppdatering av en modell med ny informasjon om nye brønner, ny seismikk og produksjon kan i dag automatiseres. Dette er på full fart inn på sokkelen og gjør at modellene kan oppdateres med et tastetrykk. Arbeidsinnsatsen er fortsatt krevende, men flyttes fra å oppdatere modellen til å konstruere den automatiserte arbeidsprosessen.

– På Snorre tok dette operatøren mellom tre og fire år. Fordelen er at når

man har gjort det én gang, er alle fremtidige oppdateringer automatiserte, sier Voll.

På grunn av kompleksiteten i reservoaret er det alltid usikkerheter med hensyn til hvor mye olje og gass som er igjen, og hvor den er. Statistikk og sannsynlighet benyttes for å lage alternative modeller og finne de som passer best med produksjonsdata og 4D-seismikk og samtidig samsvarer med geologisk forståelse. Dette hjelper til med å tallfeste muligheter og risiko og gir dermed lisenspartnerne mer objektiv og pålitelig informasjon om hvor det lønner seg å investere.

Én meters usikkerhet på toppreservoar kan representere milliarder i verdiforskjell. Petoro arbeider derfor kontinuerlig med å forbedre datagrunnlaget og modelleringsteknologien.

Bruk av ny teknologi setter nye krav til fagekspertene.

– Før kunne man spesialisere seg innen fagnisjer, i dag trengs det stadig mer breddeforståelse i tillegg. Men teknologien gjør det mulig å levere et bedre beslutningsgrunnlag raskere, sier Olav.

laget



LANG ERFARING: Sivilingeniør Asbjørn Voll har jobbet åtte år i Petoro og har fra før lang erfaring fra Statoil, Enterprise Oil Norge og Amoco. Geofysiker Olav Barkved er spesialist på reservoarovervåkning og kom fra BP til Petoro for to og et halvt år siden.

Begge foto: Tommy Ellingsen



Kronikk

KLAR FOR NESTE G

«Ryktet om min død er betydelig overdrevet!»
Mark Twains sitat illustrerer mye av dagens politiske debatt om oljeindustrien som «historie». Heldigvis ser mange en bransje med muligheter, til tross for flere utfordringer.



Av Ole Evensen,
global strategi-
ansvarlig olje og
gass oppstrøm, IBM

Vår første utfordring er at videre vekst krever omstilling. Det er ikke lenger godt nok å være industriens beste, når industrien selv ikke lenger er ledende. Det siste tiåret har andre bransjer forbedret sin konkurransedyktighet gjennom innovasjon og ny teknologi. Oljeindustrien har i samme periode relativt sett sakket akterut. Hva kan norsk oljeindustri

lære av ledende globale operatører, eller andre bransjer?

Integrerte Operasjoner (IO) var Norges paradegren, med stor innsats for tilrettelegging av data, visualisering og nye driftsmodeller mellom hav og land. Felles lokalisering brøt ned disiplinbarrierer og gav umiddelbare gevinster av bedre samarbeid, informasjonsdeling og problemløsning.

Ti år senere synes lite nytt å ha skjedd. Hvem kan være nye forbilder for industrien?

Det australske oljeselskapet Woodside Energy ønsket å dele flere tiårs erfaringer fra «Shutdown og Turna-

round» med nye medarbeidere. Ved å bruke kunstig intelligens (en kognitiv analyseplattform) åpnet de for helt nye måter å analysere sine erfaringsdata på. De involverte erfarne ingeniører til å illustrere viktige «spørsmål og svar» i ulike disipliner, og på seks måneder utviklet de løsningen, som forstår industriens fagspråk. Deres brukere kan nå stille åpne og fritt formulerte spørsmål og få svar fra selskapets erfaringsdata – slik mennesker ville ha gitt dem. Eksempelet er meget relevant for norsk sokkel, som står foran et generasjonsskifte.

I flyindustrien analyserer Pratt & Whitney flymotorer etter hver flyv-

**Fakta:**

Kognitiv databehandling er annerledes fordi den lærer, forstår naturlig språk og har mulighet til å finne sammenhenger i enorme mengder ustrukturerte data.

IBM (International Business Machines)

- 380 000 ansatte i 175 land. 900 i Norge.
- Investerer årlig over fire milliarder USD i forskning i tolv globale forskningscentre.
- Ansatte i selskapet har vunnet fem nobelpriser.
- Selskapet har patentrekorden, med over 7000 patenter årlig – 23 år på rad.
- Strategi: samarbeid med bransjer som olje og gass, med fokus på rendyrking av skybaserte drifts- og innovasjonsløsninger der kognitive systemer som IBM Watson står sentralt.
- Omsatte for 81,7 milliarder USD i 2015.

ENERASJON

ning for å vurdere behov for tiltak. En motor genererer en halv terrabyte data på hver eneste tur. Det krever en tilsvarende avansert analyseplattform, som i tilfellet med Woodside Energy. Med en åpen digital plattform kunne oljeselskapene på samme måte gitt produsenter et større ansvar for sitt utstyr og derved redusert kostnader og nedetid.

Helseindustrien må kontinuerlig stille bedre og raskere diagnoser. En lege-pasient-situasjon kan sammenlignes med en ingeniørs forhold til et reservoar eller produksjonsutstyr. Alle ønsker å forstå en situasjon best mulig ved å tolke symptomer og utføre tester. Helseindustrien var først ute med å ta i

bruk kognitive verktøy for bedre å kunne analysere ustrukturerte data, som journaler, studier og diagnoser. Mennesker har historisk hatt et fortrinn i å bearbeide denne typen data, inntil vi druknet i mengden. Ny analyseteknologi som tolker bilder, er på vei. Bilder utgjør ca. 90 % og er den raskest voksende datatypen.

Oljeindustrien kunne tilsvarende analysert en konkret problemstilling på opptil 150 000 artikler i OnePetro-databasen. Et leteprospekt kunne vært belyst med identifiserte analoge reservoarer. Om kort tid kan vi, om vi vil, «se» og analysere på tvers av tekst, bilder og seismikk.



IBM bygger på Watsons mulighet til å gjøre bildeanalyse.

Illustrasjon: Cognitive Command Center

Et tenkt eksempel:

Illustrasjonen varsles et kognitivt IO-senter om et uventet vanninnslag i en brønn. En rolletilpasset analyseplattform gir umiddelbart all relevant informasjon til beslutningsstøtte: Hva skjer, konsekvens, tiltak, datakilder og sannsynlige årsaker.

Årsaksanalysen er unik kognitivt. Hypoteser rangeres fra analyser av historiske data fra aktuelle og tilsvarende brønner,

reservoarer, installasjoner. Rangering skjer etter sannsynlighet, med sporbarhet til datakilder og vurderinger.

Eksempelet illustrerer mulighetene som ligger i teknologi andre bransjer benytter i dag. Med et kompetanseløft og endringsvilje kan oljebransjen ta i bruk løsninger som dette. Det er bare å komme i gang!

Viktig å sikre fremtidig verdiskaping

Målt i produksjon er Petoro gjennom statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) den nest største lisensporteføljen på norsk sokkel. Med olje- og gasspriser på dagens nivå gir dette omtrent 300 millioner kroner i inntekter hver eneste dag. Petoros mål er å maksimere verdien av denne porteføljen.

De store modne feltene på norsk sokkel står for en vesentlig del av vår produksjon og har skapt enorme verdier i flere tiår allerede. Det er fortsatt mulig å hente ut betydelige verdier fra disse feltene. Petoro har derfor lagt stor vekt på å utfordre partnerskapene gjennom selv å finne muligheter for videre utvikling av feltene.

Det har skjedd store endringer i vår industri. Fra å være drevet av ambisjoner om vekst og økte volumer er det nå fokus på marginer og kontantstrøm. Det får store konsekvenser for hvordan oljeselskapene opererer og prioriterer.

– Vi registrerer at vilje og mulighet til å påta seg nye investeringer er lavere enn før. Dagens situasjon krever at oljeselskapene i større grad enn tidligere balanserer kortsiktig inntjening mot langsiktige investeringer, sier lisensdirektør Kjell Morisbak Lund i Petoro.

– Det er positivt og nødvendig at vi tilpasser oss en ny forretnings situasjon, men vi må ikke glemme at den grunnleggende forutsetningen for verdiskaping i vår langsiktig orienterte industri er at vi nettopp evner å tenke helhetlig og langsiktig.

Økt konkurransekraft i porteføljen

I tillegg til å realisere verdiene i modne felt har Petoro i sin strategi definert det å øke konkurransekraften til porteføljen som satsingsområde. Industrien har tatt grep for å redusere kostnadsnivået.

– Det viktigste vi kan bidra med for å øke konkurransekraften, er å redusere usikkerheten i inntektsgrunnlaget og øke effektiviteten, sier Morisbak Lund.

Petoros arbeid i lisensene er rettet mot å komme med konstruktive forslag til gode løsninger.

– Vi har tillit til at operatørene og partnerne gjør en veldig god jobb. Vår rolle er å komme opp med alternativ og forslag til forbedringer. Vi er sterke tilhengere av at mangfoldet i lisensene benyttes til fulle, for å sikre best mulig utvikling, fremholder lisensdirektøren.

Oseberg-feltet er et av mange modne felt der utfordringen er å finne et lønnsomt grunnlag for videre investeringer. Petoros innsats for å finne et slikt grunnlag bærer nå frukter. Utbyggingen av Oseberg Vestflanken 2, som nylig ble vedtatt, er et resultat av helhetlige og langsiktige vurderinger. For tiden er Petoro sterkt engasjert i tilsvarende arbeid med de viktige videreutviklingsprosjektene på Snorre, Troll og Heidrun.

Bruke erfaringene i nye utbygginger

– Også i store, nye feltutbygginger som Johan Sverdrup og Johan Castberg er vi svært opptatt av å bruke erfaringene fra de modne feltene. Det betyr ikke at vi må bygge den endelige løsningen med én gang, men vi må ikke frata oss selv muligheten til utvikling av den beste totalløsningen på lang sikt. Dagens beslutninger må ikke begrense våre muligheter i fremtiden, sier Morisbak Lund, og legger til:

– Til tross for de utfordringene vi jobber med, er det viktig å understreke at det er et svært høyt aktivitetsnivå i dag. Vi har stor tro på fremtiden, og vår oppgave må være at vi i dagens situasjon fatter beslutninger som holder alle muligheter åpne for fremtidig verdiskaping. Målet må hele tiden være å ha mulighet til å ta nye, lønnsomme investeringsbeslutninger i flere tiår.



– Vi har stor tro på fremtiden, og vår oppgave må være at vi i dagens situasjon fatter beslutninger som holder alle muligheter åpne for fremtidig verdiskaping, sier Kjell Morisbak Lund.

Foto: Tommy Ellingsen



MØTEPLASS: Allerede under ONS i 2012 var budskapet fra Petoro tydelig: «Lite tid. Mye igjen.» I år er budskapet «Langsiktig konkurransekraft skapes nå».

Foto: ONS/Kallen



Foto: ONS/Kallen

Nytt ONS-tilbud

Helt nytt av året på ONS er Technical Sessions. 16 ulike programposter som egner seg for alle de tekniske spesialistene som besøker ONS.

Leder for programarbeidet for de nye tekniske sesjonene er Asset Manager Line Geheb i Petoro. Hun har ledet en komité med svært kompetente folk både fra operatører og leverandører.

– Det har vært veldig stor interesse både for å holde foredrag og for å delta. Det nye programtilbudet fyller et behov som ikke har vært dekket før, sier Geheb, og forteller at komiteen har tatt utgangspunkt i ONS' tema «transition» og to store utfordringer bransjen står overfor: kostnader og klima. Flere av foredragene omhandler problemstillinger som tas opp i dette nummeret av Petoro Perspektiv.

– Foredragene tar for seg hvordan teknologi på ulike måter kan

bidra både til kostnadseffektive og energieffektive løsninger i hele feltutviklingsløpet, fra leting til P&A og nedstenging. Jeg gleder meg for eksempel både til å høre Statoil snakke om Aasta Hansteen-utbyggingen og GE Oil & Gas snakke om nye og mer effektive offshore kompresjonsløsninger, sier Geheb, som selv er sivilingeniør fra NTNU og har lang erfaring fra oljebransjen.

ONS har ellers et meget spennende konferanseprogram, med mange parallelsesjoner og topp foredragsholdere. Alle besøkende på utstillingen har tilgang til Centre Court, der programfokus er nye energiformer.



Petoros Line Geheb har ledet arbeidet med å få på plass programmet for ONS Technical Sessions.

Foto: Bjørn Tore Bjørsvik, ONS

Se programmet på ons.no



ER DU SYNLIIG? Markedsmedia setter deg i fokus. Vi hjelper deg med å treffe riktig mottaker, på riktig måte og til riktig tid. Vår erfaring og vårt samarbeid med de store mediene gir deg tyngden du trenger for å synes.

Foto: Johan Alp

Markedsmedia har laget dette magasinet

Les mer på www.markedsmedia.no om våre tjenester



MAGASIN I RIKSPRESSEN OG LOKALAVISER

Markedsmedia er en av de fremste samarbeidspartnerne til de største mediehusene i Norge. Våre magasiner, som vi lager for både det offentlige og det private, har hundretusener av lesere over hele landet.



INNHOOLD OG JOURNALISTIKK

Kvalitativt innhold betyr større troverdighet og tyngde. Våre journalister arbeider tett sammen med kundene våre for å formidle det våre kunder er best på. Det gjør budskapet ditt både relevant og interessant.



KOMMUNIKASJON OG PROSJEKTLDELSE

Vi vil alle nå riktig publikum med historien vi vil fortelle. Gjennom å kombinere skreddersydde løsninger og langsiktige strategier, hjelper vi deg med å treffe din målgruppe, bygge opp varemerker og øke salgsvolumer.



DIGITAL MARKEDSFØRING OG SEO

Kan dine kunder se deg? For at du skal legges merke til må du havne i fokus på rett sted. På nett må du være der dine potensielle kunder er. Budskapet må være attraktivt og lettfattelig slik at du er relevant for mottaker. Vi hjelper deg hele veien!

Ta kontakt med prosjektleder Bent Omdal på bent@markedsmedia.no eller mobil 412 89 777 for en uforpliktende samtale



Vinner kontrakter på bred kompetanse

DOF Subsea har landet en femårskontrakt med Shell Australia med opsjon om forlengelse på fire nye år. Kontrakten føyer seg inn i en positiv trend for 2016.

– Vi har kontorer i de fleste land der det produseres olje og gass offshore. Vi installerer og vedlikeholder undervanns infrastruktur for produksjon av olje og gass og demonterer og fjerner gamle produksjonsanlegg. Den brede tilnærmingen gir fortrinn i tider med omstilling, sier Jan-Kristian Haukeland, Executive Vice President Atlantic, DOF Subsea.

Verdens største flytende LNG-anlegg

Den nyeste kontrakten innebærer at DOF Subsea skal levere subsea fullservicefunksjoner og -supplytjenester til Shells Prelude FLNG-produksjonsanlegg utenfor Vest-Australia. Anlegget er verdens største flytende anlegg for produksjon, flytendegjøring, lagring og transport av LNG.

– Dette er en viktig kontrakt for oss, som ytterligere styrker vår posisjon i det internasjonale subsea-IMR-markedet, sier EVP Jan-Kristian Haukeland.

FPSO, installasjons- og vedlikeholdsmarkedet

DOF-gruppen kombinerer en «state of the art» spesialtilpasset flåte med servicefunksjoner til olje- og gassbransjen.

– I tillegg til et sterkt fokus mot IMR-markedet har vi har satsset mye på å bygge opp tjenestespekteret rundt flytende produksjonsinnretninger. Vi har fått bra uttelling for innsatsen, sier Haukeland.

I Nordsjøen har selskapet de siste årene vært involvert i installasjon og vedlikehold av flytende innretninger på Njord, Norne, Banff, Knarr, Gina Krog, Catcher og Goliat.

– Vi har også en lengre rammeavtale med ConocoPhillips rundt et spesialfartøy, Skandi Hugen, som dekker kundens behov både som plattform, supplybåt og lett konstruksjonsfartøy. Vi mener at dette er en meget kostnadseffektiv modell, som flere kunder vil se nytten av fremover. Kontrakten med Shell på Prelude-feltet understreker dette.



MULTITASKING: DOF Subseas forsyningsfartøy er spesiallaget for offshore operasjoner, inspeksjon og vedlikehold.

Satser i Vest-Afrika

Blant de mange kontraktene selskapet har vunnet det siste året, trekker Haukeland også frem avtalen med å installere den flytende produksjonsinnretningen for Yinson Production offshore i Ghana.

– Vi har nå etablert oss med kontor der, siden vi vurderer hele regionen som meget interessant. Med mulighet for operasjoner hele året blir dette en motvekt til årstider med lite aktivitet i Nordsjøen, forklarer Haukeland. DOF Subsea har også erfaring med dykkeroppdrag både i Afrika og Australia, og det satses nå på å bygge opp denne tjenesten for markedet i den britiske delen av Nordsjøen.

– Dykkere brukes mye i arbeid med vedlikehold, der det ikke passer å bruke ROV-er. Vi må hele tiden tenke på å ha flere ben å stå på, sier han.



SETTER STANDARDEN:

Her hjemme er DOF Subsea mest kjent for sitt arbeid med Goliat-feltet.

– Jobben gikk blant annet ut på å slepe plattformen ut på feltet, koble på 16 ankerliner og være production startup support, forteller Jan-Kristian Haukeland.

DOF Subsea



– Store ambisjoner på norsk sokkel

Så langt i 2016 har Faroe Petroleum gjort årets største funn på norsk sokkel, doblet produksjonen og hentet inn frisk kapital.

– Vi er inne i en tid med fantastiske muligheter, mener sjef i Faroe Petroleum Norge, Helge Hammer.

Faroe Petroleum startet som et rent leteselskap på Atlanterhavsmarginen offshore av Færøyene i 2003, men har siden utviklet seg til å bli et fullverdig E&P-selskap med sterkt fokus på norsk sokkel.

Leteprogrammene har gitt resultater. Faroe har de siste årene vært med på funn i Maria, Fogelberg, Pil og Bue, Snilehorn, Butch og – tidligere i sommer – Brasse. Med 43 til 80 millioner fat er Brasse det største funnet i Norge hittil i 2016.

De siste seks årene har selskapet økt reservene med 40-gangen, fra to millioner fat oljeekvivalenter i 2010 til 81 millioner fat oljeekvivalenter i 2016. Omkring 25 prosent av økningen kommer som følge av en avtale om å kjøpe til sammen fire feltandeler på norsk sokkel av DONG Energy AS. Avtalen gjelder for feltene Ula, Tambar, Oselvar og Trym og ble annonsert i juli i år.

De nye feltene øker produksjonen til Faroe Petroleum med rundt 8000 fat per dag. I løpet av de kommende fem årene kan utbygging av funn

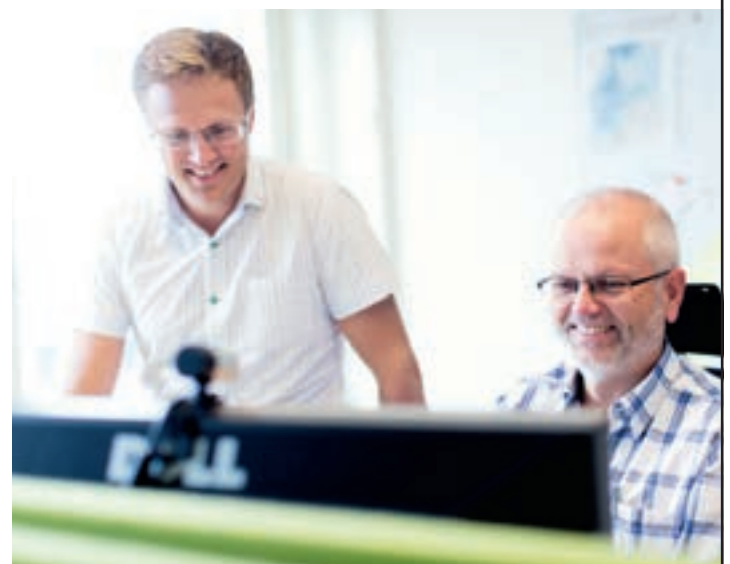


SER MULIGHETER: Helge Hammer.

som Butch, Njord Future Project og Pil og Bue øke selskapets produksjon til rundt 30 000 fat oljeekvivalenter per dag. Da er Brasse ikke tatt med. Brasse vil kunne øke Faroes produksjon ytterligere.

Selskapet har også en sterk balanse og finansiell fleksibilitet til å forfølge utbyggingsprosjekter og attraktive oppkjøpsmuligheter, forteller Hammer.

– Vi har ambisjoner om å bli blant de største uavhengige selskapene på norsk sokkel. Vi er forberedt på at oljeprisene forblir lave lenge, og har derfor stort fokus på lave operasjonelle kostnader, men er villige til å investere for å øke volumene. Vi ser et stort potensial i feltporteføljen, sier Hammer.



Alle foto: Joakim Bjerk



Det er fremdeles et stort potensial på norsk sokkel dersom vi lykkes med



omstillingen. Langsiktig konkurransekraft skapes nå!

Grethe K. Moen, administrerende direktør, Petoro AS

Rethink. Reinvent. Reimagine.SM

Discover the upside in this down cycle.

We are aggressively helping operators reduce capital investments and improve returns by transforming the way we all do business. By working with us to rethink, reinvent and reimagine field developments, you can dramatically reduce overall costs. We will leverage a new generation of standardized equipment and innovative technologies to squeeze unnecessary cost and time from the value chain. Talk to us today. Because it's clearly time for a change.



Copyright © FMC Technologies, Inc. All Rights Reserved.

www.fmctechnologies.com



#RethinkReinventReimagine

FMC Technologies

We put you first.
And keep you ahead.