

Et annonsebilag utgitt av Petoro, distribuert med Dagens Næringsliv i august 2014 og på ONS 2014

PETORO

PERSPEKTIV 2014

**Tord Lien forventer
kostnadseffektivitet**

side 22-23

**Johan Sverdrup
revitaliserer industrien**

side 16-19

**Niklas må klype
seg i armen**

side 30-31



BRØNNER OM FRAMTIDEN

Petoro vil halvere borekostnader og doble boretakt for lønnsomhet i små funn og økt utvinning. Bred enighet om at kostnadsproblemet må løses i fellesskap. side 4-15

Roy Ruså, teknologidirektør i Petoro

ENDRING ...

... eller «change» – er mottoet for årets oljemesse (ONS 2014) i Stavanger. Endringer og ustabile forhold preger den politiske situasjonen, finansmarkedet og energimarkedet både globalt og i Europa.

Det er ikke noe nytt. Det synes likevel som om vi til stadighet blir overrasket over konsekvenser av trender som har vært negative over lang tid, men som vi på en eller annen måte har klart å håndtere med mindre justeringer. På engelsk kalles dette «creep» – endringer som skjer så gradvis at vi ikke forstår omfanget av konsekvensene, eller iverksetter tilstrekkelige tiltak før det er for sent.

Globale miljø- og klimaendringer er et eksempel på en slik «snikende» endring som politikere, organisasjoner og næringsliv prøver å finne måter å håndtere på før det kommer for langt. Revolusjonen innen skifergass og -olje i USA er et eksempel på endringer som derimot har kommet brått på, og som få har forstått de fulle globale konsekvensene av. Det var heller ikke lett å forutse at gass, som vi oppfatter som en ren energikilde, skulle utkonkurreres av kull innen europeisk kraftproduksjon. Eller at den politiske situasjonen i Russland igjen skulle utfordre oppfatningen av gass som en pålitelig energikilde i Europa.



Foto: Emile Ashley

Men slik er det. Noen ganger kommer endringene brått på og må håndteres deretter. Det er en situasjon som oljebransjen er vant til å være i og kan takle. Også norsk sokkel har en lang historie av endringer og korrigerende tiltak, enten det har vært i form av oljeprisfall, oppmerksomhet på helse, miljø og sikkerhet eller behov for nye teknologiske løsninger. I tillegg til miljø og bærekraft er kanskje dagens største drivere for endringer modningen av sokkelen og oljeselskapenes omprioritering fra volum til verdi og kontantstrøm.

Norsk sokkel har fortsatt store ressurser som kan utvikles, både i eksisterende felt, i noen få store nye funn og i en rekke små funn. Men kombinasjonen av oljepriser som stort sett har vært stabile siden 2010, og kostnader som har fortsatt å øke år etter år, har ført til betydelig redusert kontantstrøm i oljeselskapene. Konsekvensen av dette er ytterligere kapitalbegrensninger,

krav om økt lønnsomhet og strengere prioritering av prosjekter. Dette kan begrense den videre utviklingen av norsk sokkel.

Et fellestrekk ved olje- og gassressursene til havs er at de trenger store investeringer for å bli utviklet – ikke minst investeringer i produksjonsbrønner. I fjor investerte Petoro 16 milliarder kroner i slike brønner, det vil si nesten halvparten av de totale investeringene våre. Boring og brønnaktivitet er en stor og viktig del av virksomheten på norsk sokkel. Våre tall viser at kostnadene per brønn har tre- til firedoblet seg de siste ti årene, og at antall nye brønner per år er redusert til en tredel på seks av våre viktigste felt.

Etter langvarig innsats for å forstå konsekvensene av dette, er vår konklusjon at for å kunne bore de brønnene som trengs for å sikre reservene i eksisterende felt, trenger vi å halvere kostnadene per brønn og do-

ble antallet brønner fra faste anlegg. Dette er også nødvendig for å sikre lønnsomhet i nye utbygginger, da halvparten av registrerte funn ikke er lønnsomme med dagens borekostnader.

Dette er grunnen til at Petoro er så opptatt av borekostnader. Utviklingen i borekostnader er typisk også for kostnadsutviklingen for mange andre innsatsfaktorer. Den «snikende ineffektiviteten» i fremstillingen av brønner siden 1990-tallet skyldes i hovedsak stadig nye krav, prosedyrer og detaljering av arbeidsprosesser.

Denne trenden er ikke enestående for oljeindustrien, men vi må uansett gjøre dramatiske endringer for å effektivisere vår virksomhet – uten å øke HMS-risiko. Skal norsk sokkel være konkurransedyktig i fremtiden, er det ikke nok med attraktive leteområder og rammebetingelser – vi må også redusere kostnadsnivået for å sikre

kapitaltilgang og lønnsomhet i fremtidige prosjekter.

Igjen står oljebransjen overfor behov for store endringer. Økt effektivitet som grunnlag for kostnadsreduksjoner og økt lønnsomhet må skje i et konstruktivt og åpent samarbeid – mellom oljeselskaper og leverandørselskaper, mellom fagfolk på tvers av disipliner og mellom industri, myndigheter og fagbevegelse.

Når vi får dette til, vil norsk sokkel fortsatt være et lokomotiv for industri- og kompetanseutvikling og et finansielt fundament for videreutvikling av det norske velferds-samfunnet i mange tiår fremover.

Grethe K. Moen
Administrerende direktør
Petoro AS

Hele dette bilaget er en annonse fra Petoro. Bilaget distribueres med Dagens Næringsliv i august 2014 og på ONS 2014.



ANSVARLIG UTGIVER:
Sveinung Sletten, kommunikasjonsjef i Petoro AS
Tlf.: +47 51 50 20 00, www.petoro.no



+47 69 20 40 20
Welhavens gate 6A | 1530 Moss
www.markedsmedia.no



prosjektleder: Øyvind Duthell
Tlf.: 975 98 615
oyvind@markedsmedia.no
salg: Mikael Blom
grafisk form: Johnny Thoresen

tekst: Kjell Jørgen Holbye
forsidebilde: Harald Pettersen – Statoil
trykk: Stibo Graphic A/S
repro: Stibo Media

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



Cool headed – Warm hearted

Banking the Norwegian way

Visit us by the ONS Centre Court, Hall M.

Test your skiing skills and join us for afterski
Monday to Wednesday at 15.00.

DNB

PETORO MANER TIL FELLESLØFT FOR EFFEKTIVISERING

Nytenking nødvendig på

Kombinasjonen av stadig høyere borekostnader og lavere produksjon per brønn truer lønnsomheten på norsk sokkel, mener Petoros direktør for teknologi Roy Ruså, som er klar på at nytenking er nødvendig for å sikre fremtidig lønnsomhet.

«Vi har som mål å halvere kostnadene for etablering av nye brønner og doble boretakten på faste anlegg. Det er faktisk nødvendig for å få lønnsomhet i små funn og øke utvinningen fra modne felt», sier Ruså, som viser til analyser Petoro har gjennomført for å begrunne det ambisiøse målet.

Fireddobling av kostnadene

«Våre data er hentet fra et utvalg av de viktigste feltene i SDØE-porteføljen, og mønsteret er tydelig. På faste installasjoner er brønnekostnadene fireddoblet på ti år. På flytende installasjoner er kostnadene tredoblet i det samme tidsrommet», sier Ruså.

Borekostnader står i direkte sammenheng med tidsbruken, og økningene i disse kostnadene reflekterer at det tar lengre tid enn tidligere å bore brønner. Petoros tall viser en tilsvarende reduksjon i boretakten, det vil si antall brønner per år.

«I de samme viktige feltene som er nevnt ovenfor, ble det i gjennomsnitt boret tre brønner per år i 2003. Tilsvarende tall i dag nærmer seg én brønn i året. Dette er stikk i strid med historiske erfaringer som viser at vi trenger flere brønner enn vi tror for å drenere reservene. I to av feltene ser vi for eksempel at det er minst 100 brønner igjen å bore. Med dagens lave boretakt vil dette ta mange tiår, noe som medfører en tidshorison opp mot 2040–2060. Dette øker risikoen for at vi ikke får ut reservene innen feltenes levetid, og at vi derfor taper reserver», sier Ruså.

Synkende utvinningstakt

Økte kostnader og lavere boretakt er den ene siden av problemet. Den andre siden er reduserte utvinnbare reserver – som gjør at brønnleveransene blir mindre etter som tiden går.

«Selv om de samlede volumene som er igjen i de store modne feltene, er betydelige, er de lokalisert i stadig mindre 'lommer'. Til gjengjeld er det svært mange av dem – flere enn vi tror», sier Ruså.

Ikke desto mindre er fremtidsutsiktene preget av synkende utvinningstakt.

«Utvinnbare reserver per brønn vil i fremtiden bevege seg ned mot bare fem–ti prosent av hva man fikk ut av en brønn for ti år siden. Dersom kostnadsutviklingen fortsetter, vil det bli vanskelig å få lønns-

somhet i brønnene, noe som vil føre til redusert utvinning», advarer Ruså.

Truer nye felt

Økningen i brønnekostnader utfordrer ikke bare utvinning i modne felt. Den utfordrer også nye feltutbygginger.

«Om man ser bort fra Johan Sverdrup og Johan Castberg, har vi omkring 99 funn på norsk sokkel per februar 2014. To tredeler av disse funnene er mindre enn ti millioner kubikkmeter oljeekvivalenter (kbmoe), halvparten under 4,3 millioner kbmo. I dag er det utfordrende å skape lønnsomhet i funn under tre millioner kubikkmeter (kbn) olje, og gass krever enda større utvinnbare reserver, siden gassprisen er relativt lavere enn olje», sier Ruså. «Brønnekostnadene utgjør nær 50 prosent av våre totale investeringer og er derfor helt sentrale for å skape lønnsomhet også i nye funn, ikke bare i modne felt. Den sterke økningen i kostnader per brønn utfordrer lønnsomheten også her», påpeker Petoros tekniske direktør.

Petoros ambisiøse mål krever radikal nytenking og en helt annen angrepsvinkel og andre tiltak enn forbedringer i størrelsesorden 15–20 prosent. Det viktigste virkemidlet vil være å øke effektiviteten, og etter Petoros oppfatning er det mulig å bli betydelig mer effektive – uten å øke risikoen.

Hva er det som ligger bak den økte tidsbruken?

«Innen boring har innsatsen gjennom mange år vært konsentrert om å levere kvalitet i henhold til planlagt tid og kostnad. Dette har drevet innsatsen i de enkelte fagmiljøene og hos leverandørene mot å unngå feil. Situasjonen er nå at alle feil er blitt like viktige å hindre. Dette bryter med det viktige prinsippet innen risikostyring som er å unngå de feilene som har størst sannsynlighet for å inntreffe, og/eller har de mest negative konsekvensene for måloppnåelsen», påpeker Ruså.

Alle feil like viktige

Ifølge Petoro-direktøren ender målet om feilfrie prosesser opp i detaljerte operasjonelle prosedyrer der alt oppleves som krav. I et slikt system er det liten frihet til å gjøre effektive tilpasninger i den operative gjennomføringen – i praksis blir det viktigere



Roy Ruså, direktør for teknologi i Petoro. Hans analyser viser stort behov for effektivisering på norsk sokkel. Foto: Emile Ashley

å følge prosedyren enn å gjøre det rette. I tillegg hemmes kreativitet og nyskaping fordi det oppleves som en økning av risiko.

«Dette er selvforsterkende prosesser, der gode hensikter skaper snikende ineffektivitet over tid», mener Ruså, som også finner noe av forklaringen i den historiske utviklingen av sokkelen.

«Antallet oljeselskaper og borerigger på norsk sokkel har økt betydelig de siste årene. Dette har ført til en uttynnning av kompetanse både på operatør- og leverandørsiden. Et generasjonsskifte innenfor industrien vil forsterke disse effektene. Det er nok ikke til å nekte at opplæring av offshorepersonell er utfordrende med dagens arbeidstidsordninger», sier Ruså og avslutter med et hjertesukk: «Til slutt må vi erkjenne at gode tider og høy oljepris har bidratt til å dekke over den snikende ineffektiviteten.»

Ledelsen sentral

Løsningen på problemene dreier seg i første rekke om ledelse. Ambisiøse målsettin-

ger kan raskt oppleves som lite motiverende i en organisasjon fordi målene krever at velkjente og etablerte arbeidsprosesser og løsninger utfordres. Å øke boretakten er dessuten ikke en problemstilling for boremiljøene alene. Petoro savner større engasjement i reservoarmiljøene og i driftsmiljøene på de faste installasjonene.

«For å øke effektiviteten må man søke løsninger både innen teknologi, måten vi arbeider på og i de organisatoriske aspektene som kompetanse, krav og kontraktsformer», mener Ruså, som peker på manglende teknologisk fornyelse på norsk sokkel som et eksempel.

«Nye måter å gjøre ting på og ny teknologi har stått helt sentralt i utviklingen av norsk sokkel. Boring og brønnsiden har fremstått som et av fyrtårnene og har bidratt til at norsk sokkel har vært sett på som et teknologilaboratorium. For leverandørene har bruk av deres løsninger i felt på norsk sokkel vært viktig for videre globalisert bruk», sier Ruså.

En indikator for å vurdere hvor raskt

sokkelen

nye tekniske løsninger blir tatt i bruk, er å måle omsetning av teknologi som har vært på markedet mindre enn fem år, i prosent av total omsetning. I den globale analysen til en av Petoros store leverandører rangeres Norge nå som nummer 40 av 80 land. I 2005 omsatte samme leverandør dobbelt så mye i ny teknologi på det norske markedet, noe som gjorde Norge til en av de fem raskeste landene i verden når det gjelder å ta i bruk ny teknologi.

«Det kan sammenlignes med å kjøpe gamle versjoner av mobiltelefoner når nye allerede er på markedet», påpeker Ruså, og fortsetter: «Vi må erkjenne at vi er en konservativ bransje. Det ligger et stort potensial i fornyelse.»

Ruså mener at vi må være langt mer åpne for og sultne på å ta i bruk alternative fartøy eller midlertidige, modulære rigger til oppgaver som riggen gjør i dag. Oppgaver som er egnet for dette, er topphullsboring, ferdigstilling av havbunnsbrønner, plugging og klargjøring av nedstengte brønner.

«Forenkling av gjeldende prosedyrer er svært krevende. Den som skal få det til, må ha god forståelse for helse, miljø og sikkerhet så vel som operasjonell drift og forretningsmessige prioriteringer. Det er viktig å se etter totaleffekten av nye enkeltkrav og tiltak, og det er nødvendig å forstå den samlede risikoreducerende effekten av de krav og prosedyrer som skal gjelde.»

Ruså mener også at leverandørene i petroleumindustrien må med på laget – både når det gjelder teknologi- og tjenesteleveranser.

«Innen boring har operatør, leveran-

dør av boretjenester og boreentreprenør (reder) ulike insentiver i forhold til det å redusere brønnskostnader og øke boretakten. Leverandørens økonomiske insentiver er i størst grad rettet mot å unngå feil og nedetid, og bare i varierende grad rettet mot annen effektivitet. Dette gjelder spesielt boreentreprenøren, som i stor grad betales per dag, nesten uavhengig av fremdrift. Her er det viktig å skape de rette insentivene og relasjonene gjennom utforming og utøvelse av kontrakter», påpeker Ruså.

«Til syvende og sist dreier dette seg om å utfordre våre egne tilvendte handlingsmønstre. Det er vanskelig – bare prøv! Vi har alle en jobb å gjøre med oss selv – og så har vi i neste omgang en jobb å gjøre sammen.»

Utfordringene

- Kraftig økende brønnskostnader
- For få brønner per år

Årsakene

- Ensidig fokus på feilfrie leveranser
- Manglende fokus på effektivitet
- Få insentiver for leverandørene

Løsningen

- Forenkling og industrialisering
- Kost-nytte- og risikovurdering av enkelttiltak
- Feltpiloter for å drive endring

Må bli mer effektive

Frem til år 2000 var det et langt større driv for effektivitet innen boring på norsk sokkel. I dag brukes det lengre tid enn før på å gjennomføre de samme oppgavene. En analyse gjennomført av Petoro viser at produksjonsboring ble utført langt mer effektivt for 20 år siden enn i dag. 25 typiske rutineoperasjoner som inngår i det å bore en brønn, ble gjort til gjenstand for sammenligning mellom boreoperasjoner på 1990-tallet og tilsvarende operasjoner i senere år. For å få mest mulig sammenlignbare forhold så man på boring fra overflaten og ned til toppen av reservoaret, i samme type felt og brønn. I gjennomsnitt ble disse deloperasjonene utført dobbelt så

raskt på første del av 1990-tallet som de blir nå.

Om man vektet de forskjellige deloperasjonene i forhold til den totale boretiden, reduseres forskjellen til om lag 35 prosent. Det meste av endringene er drevet av ledelsens fokus på å levere kvalitet til avtalt tid og kost og uten HMS-hendelser. Noe av økningen i tid skyldes HMS-krav og -hensyn. En gjennomgang av hver enkelt av de 25 deloperasjonene viser at endret HMS-praksis kan forklare en tidsøkning på 4–5 prosent i forhold til 20 år tilbake. Justert for dette bør det være et forbedringspotensial på om lag 30 prosent bare ved innhenting av tidligere beste praksis.

«Kostnadene må ned»

«Vi har ambisjoner om å få mer ut av modne felt, men dagens kostnadsnivå er en betydelig utfordring», sier boresjef Geir Tungesvik i Statoil. Kombinasjonen av høye kostnader og svakere marginer gjør at selskapet har snudd mange steiner i jakten på effektiviseringsgevinster.

«Vi er i en helt annen situasjon i dag enn for fem år siden. Det som var fornuftig da, er ikke nødvendigvis fornuftig i dag», sier Geir Tungesvik. Boresjefen har 30 års erfaring fra Statoil og vet hva han snakker om. Han beskriver utviklingen som alvorlig.

«Oljepris minus 'break-even cost' er dramatisk ned i perioden 2008–2013, selv om oljeprisen har holdt seg stabilt høy de senere år», fastslår han. Det gir nye utfordringer for selskapet med verdens høyeste oljeutvinningsgrad, 50 prosent i snitt, mot konkurrentenes 35. Selskapets uttalte ambisjon om å øke utvinningsgraden ytterligere gjorde det nødvendig med tiltak. Et omfattende analysearbeid innen boring og brønn ble satt i gang.

«Man må først vite hvor man står for å vite hvor man vil. Hvert område i Boring og Brønn vet hvor de har størst utfordringer.»

Samtidig har Statoil lansert STEP – 'Statoil technical efficiency programme' – et overordnet program med seks underprosjekter. En av målsetningene er å sikre en effektiviseringsgevinst på 25 prosent per brønn innen utgangen av 2015. Et av prosjektene i STEP er 'End-to-end well delivery', og målet er å utvikle standardiserte brønnkonsepter.

Tungesvik forteller om en betydelig snuoperasjon. «Dette representerer en helt ny måte å tenke på for oss. Frem til nå har vi presset på for maksimal utvinning – noe som har gjort at fagmiljøene har skapt spesialløsninger for hvert enkelt felt. Det er klart at det har vært kostnadsdrivende. Nå ønsker vi å etablere standardiserte, robuste løsninger som kan benyttes om og om igjen.»

Leverandørene på laget

Statoil har invitert leverandørene til et samarbeid om effektiviseringsarbeidet. Tungesvik sier at de har satt seg ned



Bekrefter behovet for effektivisering: Geir Tungesvik, boresjef i Statoil.

Foto: Kjell Jørgen Holbye

sammen med aktørene for å finne ut hva som er kostnadsdrivende, og hvilke besparende standardløsninger den enkelte leverandør kan levere. «Vi har en klar ambisjon om at Statoil ikke skal initiere ting som driver kostnader. Det kan være gode grunner til å velge 'Mercedes', men trenger man masse ekstrautstyr? Det kan også være riktig å stille spørsmål om hvorvidt det er bedre å velge en riktig utstyrt Volkswagen», påpeker Tungesvik.

Han forteller at leverandørene har reagert positivt på å delta i effektiviseringsprogrammet. «I begynnelsen var det noen som var skeptiske, men da møtet var slutt, ville de nesten ikke gå», sier han med et

bredt smil. At en kostnadsreduksjon også er i leverandørindustriens interesse, er det liten tvil om. «Skal vi risikere at ressurser må bli liggende, og at prosjekter ikke utvikles fordi lønnsomheten er for dårlig, eller skal vi samarbeide om gode løsninger som sikrer fortsatt bra aktivitetsnivå?» spør Tungesvik retorisk.

Ny investeringsprofil

En av grunnene til ønsket om standardiserte løsninger ligger også i behovet for å endre investeringsprofilen, sier Tungesvik. Målet er å spre investeringen over et felts levetid og på den måten redusere den første, store investeringen. «Der vi tidligere

nådde tre brønnmål via en brønn, vil vi i fremtiden kanskje ta dem ett for ett i samme brønn og ta investeringene underveis», sier Tungesvik, som viser til erfaringer fra selskapets landbaserte boreoperasjoner i USA. Der er marginene enda mindre enn på sokkelen, men standardiserte løsninger og gjentatte, faste prosedyrer skaper effektivitet – og lønnsomhet.

Sikkerhet og effektivitet går hånd i hånd. Men vil ikke skarpere fokus på effektivitet gå ut over sikkerheten?

«Nei», svarer Tungesvik. «Gode og robuste planer i kombinasjon med gjentakelse av standardiserte operasjoner gjør at folk vet hva de skal gjøre, og hvordan de skal gjøre det. God planlegging skaper både effektivitet og sikkerhet.» Det er sentralt for et selskap som setter sikkerhet i høysetet og kan vise til resultater i toppklasse. «Vi sikter oss inn på posisjonen som industriledende innen sikkerhet», sier Tungesvik.

Kostbar avslutning

Til slutt peker Statoils boresjef på en kostnadsbombe som kommer nærmere og nærmere – og som kan komme til å true halleproduksjonen på norske felt dersom man ikke finner en løsning. Det gjelder 'Permanent Plug and abandon' – de omfattende prosedyrene for å tette borehullene før de forlattes for godt.

«Slik dagens regler er utformet, tar det like lang tid å tette et borehull som det tar å bore det. Det er en enorm utfordring, og her er vi nødt til å finne løsninger som kan redusere kostnadene med opp mot femti prosent.» Statoil samarbeider tett med ConocoPhillips for å finne frem til gode løsninger. «Dette er en felles utfordring som vi må løse sammen», avslutter Geir Tungesvik.

STEP – Statoil technical efficiency programme

- End-to-end well delivery
- Strengthen early phase
- Standardization and industrialization
- Enabling OMM excellence (Operations, maintenance & modifications)
- Supplier management and efficiency
- Simplification and resource prioritization

 <p>Private Placement Joint Lead Manager & Bookrunner NOK 300m Jun 2014</p> <p>SEB</p>	 <p>Credit Facility Lender USD 7,000m Jun 2014</p> <p>SEB</p>	 <p>Certainty of Funds Acquisition Bridge MLA USD 2,200m Jun 2014</p> <p>SEB</p>	 <p>Exploration Financing Facility MLA & Bookrunner NOK 1,400m Jun 2014</p> <p>SEB</p>	 <p>Exploration Financing Facility MLA & Bookrunner NOK 3,000m Jun 2014</p> <p>SEB</p>	 <p>Initial Public Offering Global Coordinator USD 275m Apr 2014</p> <p>SEB</p>
 <p>Sole financial advisor to Alfa Laval on the acquisition of Frank Mohn AS NOK 13,000m Apr 2014</p> <p>SEB</p>	 <p>Reserved Based Lending MLA USD 4,000m Feb 2014</p> <p>SEB</p>	 <p>Bond Joint Lead NOK 1,100m / 5-Year Feb 2014</p> <p>SEB</p>	 <p>Bond Joint Lead NOK 750m / 5-Year Feb 2014</p> <p>SEB</p>	 <p>Credit Facility Joint MLA NOK 2,970m Jan 2014</p> <p>SEB</p>	 <p>Exploration Financing Facility Sole Lender NOK 300m Jan 2014</p> <p>SEB</p>
 <p>Credit Facility MLA NOK 500m Jan 2014</p> <p>SEB</p>	 <p>Credit Facility Lead Arranger USD 1,200m Jan 2014</p> <p>SEB</p>	 <p>Exploration Financing Facility Sole Lender NOK 300m Nov 2013</p> <p>SEB</p>	 <p>Sole financial advisor to EQT on the acquisition of Well Intervention Services NOK 4,000m Nov 2013</p> <p>SEB</p>	 <p>Bond Joint Lead NOK 500m / 4-Year Nov 2013</p> <p>SEB</p>	 <p>Initial Public Offering Joint Global Coordinator & Joint Lead Bookrunners USD 579m Nov 2013</p> <p>SEB</p>
 <p>Bond Joint Lead NOK 1,500m / 5-Year Oct 2013</p> <p>SEB</p>	 <p>Reserved Based Lending MLA USD 710m Oct 2013</p> <p>SEB</p>	 <p>Credit Facility Arranger & Sole Bank NOK 1,120m Oct 2013</p> <p>SEB</p>	 <p>Credit Facility Coordinating MLA USD 1,000m Sep 2013</p> <p>SEB</p>	 <p>Exploration Financing Facility MLA NOK 450m Jul 2013</p> <p>SEB</p>	 <p>Reserved Based Lending MLA USD 200m May 2013</p> <p>SEB</p>

Vi takker våre kunder for tilliten!

SEB



Illustrasjonsfoto: Harald Pettersen – Statoil

«Feel the pain, share the gain»

Styreleder Torjer Halle i Schlumberger Norge støtter Petoros syn på behovet for økt effektivitet i produksjonsboringene på norsk sokkel. «Dette er ikke et problem for oljeselskapene, men et industriproblem», sier Halle til Petoro Perspektiv, og peker på deling av risiko og gevinst som en del av løsningen.

«Jeg er svært glad for at Petoro og Roy Ruså gjennomfører disse detaljerte analysene. Det vi ser, er en skremmende negativ utvikling av effektiviteten, og det å få det dokumentert på den måten Petoro har gjort, er veldig nyttig. Her må alle gjøre sitt for å møte utfordringene.»

Halle deler bekymringen for hva som i verste fall kan skje dersom industrien ikke kommer den økende tidsbruken i produksjonsboring til livs. «Skrekkszenarioet

er at det ikke lenger blir lønnsomt å bore brønner fordi man ikke klarer å gjøre noe med fremdriften. Det er farlig. Hele industrien må samle seg om målet om økt effektivitet», mener Halle, og viser til Statoils arbeid for effektivisering som et godt eksempel. «Dette er et godt initiativ og i alles interesse. Bedre utnyttelse av folk og utstyr kan øke boretaktene. Det betyr flere brønner og økt produksjon for Statoil, og økt omsetning for oss.»

Schlumberger-sjefen mener at manglende insentivstrukturer mellom operatør, borekontraktør og serviceselskap må ta mye av skylden for den lave effektiviteten. «Kontraktene er ikke optimalisert for effektiv drift. Det finnes så å si ikke insentiver for å gjøre ting fortere sammen som ett team», sier Halle. Han vil at industrien skal utvikle kontrakter som gjør at de ovennevnte selskapene – boreoperasjonens treenighet – tar felles risiko og derved



Torjer Halle, styreleder i Schlumberger Norge, mener synkende effektivitet er et industriproblem.

Foto: Kjell Jørgen Holbye



«Skrekkscenarioet er at det ikke lenger blir lønnsomt å bore brønner fordi man ikke klarer å gjøre noe med fremdriften. Det er farlig.»

Torjer Halle

Fortsettelse av artikkelen på side 8

» stimuleres til felles innsats. «Feel the pain, share the gain» – det ville gitt en stor effektiviseringsgevinst», sier Halle. Han legger til at en annen årsak til ineffektivitet er knyttet til generasjonsskiftet som nå skjer på plattformene. «Nye folk går rett på 2–4-skiftordning, altså to uker på og fire uker av. Det er lite rom for opplæring, og læringskurven blir ganske flat. «Folk må hele tiden stanse opp og lese prosedyrer for å gjøre jobben sikkert. Det tar tid», fremholder han.

Mentalitetsendring må til

En konsekvens av den økte tidsbruken er at potensialet i ny teknologi ikke blir utnyttet. Selv med utstyr som er mye bedre og feiler mindre, forsvinner gevinsten ved at tiden for feilretting er økt betydelig. Schlumbergers beregninger viser at det i dag tar dobbelt så lang tid å rette en feil som oppstår på 4000 meters dybde, enn det gjorde for ti år siden. «Blant årsakene til dette er halvt automatiserte rigger. Vi må fremdeles ha folk i soner på riggene som det egentlig ikke er meningen folk skal være i. Det

gjør stans i operasjonene uunngåelig», sier Halle. Han mener at helautomatisering av rigger kan være en løsning. Uten folk i farlige områder vil det være mindre behov for stans i boringen og større rom for å tenke fremdrift.

Men først og fremst må det en grunnleggende mentalitetsendring til. «For 10–15 år siden var mentaliteten en helt annen – fokuset var på fremdrift, nattskiftet prøvde å slå dagskiftet når det gjaldt meter boret. Jeg tror vi er helt nødt til å komme tilbake dit», sier Halle, uten at han vil spekulere i årsaken til at aktørene tenker annerledes.

Raskere adoptering av ny teknologi

I følge Petoros undersøkelse er vi blitt langt tregere enn tidligere til å ta nye teknologiløsninger i bruk på norsk sokkel. Som leder for en av de største teknologileverandørene i bransjen kan Halle bekrefte funnene. Schlumberger opplever at det tar lengre og lengre tid før ny teknologi blir godkjent og tatt i bruk. «Kan det tenkes at de kompetente teknologiavdelingene i de

store oljeselskapene ikke har det samme tidspresset på seg som de operative avdelingene?» spør Halle, som har opplevd at det har tatt så mye som fem år å få ny teknologi i bruk. «Operatøren taper penger på å bruke gamle løsninger, og leverandøren blir liggende fem år bak konkurrentene», slår Halle fast.

Riktig bruk av teknologi

Etter hans syn vil fremtiden kreve stadig mer avansert teknologi i lete- og utviklingsfasen og for reservoarovervåking i produksjonsfasen, med tanke på optimal drenering av reservoarene. Her vil seismikk i samspill med modellbasert programvare spille en større og større rolle. Når det gjelder selve brønnkonstruksjonen fra havbunnen til toppen av reservoaret, etterlyser han mer standardiserte løsninger. «Her bør fokuset være på fremdrift og integritet. Det kan tenkes at denne delen av brønnen har fått for stor oppmerksomhet i ingeniørmiljøene, og at vi her kan ta i bruk mer standardiserte løsninger.»

Men mange og svært strenge anbuds-

Schlumberger

- Verdensledende leverandør av teknologi, integrert prosjektledelse og informasjonsløsninger til olje- og gassindustrien globalt
- Sysselsetter 123 000 mennesker som representerer over 140 nasjonaliteter og arbeider i mer enn 85 land
- I Norge har Schlumberger nærmere 4000 ansatte som jobber med forskning og utvikling, fabrikasjon og offshoreoperasjoner

krav fra de spisse teknologimiljøene i de store selskapene gjør standardisering vanskelig. «Med så detaljerte og strenge krav får servicebransjen problemer med å utvikle gode standardløsninger. Det er åpenbart at dette er kostnadsdrivende», fastslår Halle.



Illustrasjonsfoto: Harald Pettersen – Statoil

FIRE FOKUSOMRÅDER

På internasjonalt nivå arbeider Schlumberger med fire fokusområder: teknologi, holdbarhet, effektivitet og integrasjon. «På teknologisiden kanaliserer vi ressurser til grunnforskning for å få frem 'game changing technology'. Når det gjelder holdbarheten til utstyr, mener vi at vi ligger etter annen industri, og det vil vi gjøre noe med», sier Halle. Han er opptatt av at holdbart utstyr vil frigjøre ressurser – både økonomisk og praktisk, i form av transportkostnader og plass på riggen – ved at antallet enheter kan reduseres.

Når det gjelder integrasjon, handler det om å skape tettere samhandling mellom de forskjellige segmentene, noe som kan bidra til å skape synergieffekter som i siste instans kan komme sokkelen til gode. «Vi jobber med å få femten forretningsenheter til å jobbe tettere sammen. Det vil kunne gi læringseffekter, for eksempel fra landboring i USA, som kan komme til nytte her i et lengre perspektiv.»

Valgte Johan Sverdrup

Det er valgene våre som forteller hvem vi er. I 2010 valgte vi i Maersk Oil å bli med på Johan Sverdrup, et av de største funnene på norsk sokkel de siste 30 årene. På dette store og kompliserte feltet vil vi skape verdier på samme måte som vi har gjort det i over 50 år andre steder i verden: Ved å velge nyskapende løsninger som svar på komplekse oppgaver. Vi håper at Johan Sverdrup vil gi oss mange år med produksjon tilbake – og sikre en ny generasjon av arbeidsplasser og teknisk ekspertise. Vi er våre valg, også i Maersk Oil.

valgtav.maerskoil.com



MAERSK
OIL

Besøk Petoros stand på ONS i Stavanger fra 25.-28. august 2014



Du finner oss i hall F, stand nummer 660

Visualiserer vekk overskridelser

Mindre feil, reduserte kostnader og økt sikkerhet. Det er målet når Stormfjords SCOPE XP nå skal benyttes i Statoils utbygging av Aasta Hansteen. – Vi gjør det mulig å oppdage designfeil før de fører til eskalerende kostnader, sier Magnus Reigstad, administrerende direktør i Stormfjord Oil and Gas AS.



Kort sagt er SCOPE XP software som benytter foreliggende konstruksjons-tegninger til å vise en dynamisk 3D-modell av konstruksjonen. På den måten kan prosjektmedarbeidere bevege seg både i og omkring konstruksjonen for å finne designfeil i lang tid før byggingen tar til. Kostbare designfeil kan derved reduseres eller elimineres helt.

– Mye av de store kostnadsoverskridelsene vi har sett de siste årene, har designfeil som årsak. Det er både dyrt og tidkrevende å gjøre forandringer når byggingen er i gang, sier Magnus Reigstad.

– Med SCOPE XP er det både enkelt og raskt å vise 3D-CAD-modeller for eksempel fra PDMS. Hvis personell med riktig kompetanse og utstyr bruker nok tid inne i konstruksjonsmodellen, skal det være mulig å finne alle de kostbare designfeilene før byggingen tar til.

Reigstad peker også på sikkerhetsgevinstene ved bruk av systemet.

– Med SCOPE XP kan nøkkelpersonell gjøre seg kjent med konstruksjonene i lang tid før de skal settes i drift. Det gjør igangsetting både sikrere og

mer effektiv, poengterer Reigstad. Terskelen for å bruke systemet er svært lav.

– Jeg har sett folk uten store datakunnskaper lære seg å bruke systemet på minutter. Så snart de får game controlleren i hånden, tar det bare et par minutter før de har det moro inne i 3D-modellen, forteller han.

Med den nylig fremforhandlede Statoil-kontrakten tar Stormfjords SCOPE XP-system for første gang steget inn i engineering-fasen i et prosjekt. Det utgjør en milepæl for selskapet, idet Stormfjord sin programvare tidligere for det meste har vært brukt i trening og klargjøring til operasjon.

– Jeg er trygg på at systemet vil spare prosjektet for ekstrakostnader, og vi gleder oss til å ta fatt, sier Reigstad.



AGILITY PROJECTS + WOOD GROUP MUSTANG

YOUR PREFERRED PARTNER FOR CAPITAL EFFICIENT, FAST TRACK OFFSHORE SOLUTIONS

With the recent acquisition of Agility Projects, Wood Group has established an exceptionally strong platform for provision of offshore solutions in the Norwegian market. Together we are focused on improving capital efficiency, enhancing project delivery, and reducing project cycle times. Let us help make your next project a success.



Visit us at www.mustangeng.com



WOOD GROUP
MUSTANG

West Alpha Consortium: BG Group (hovedoperatør), Centrica, Suncor, Nexen og Noreco
Riggkontraktør: Seadrill
Rigg: West Alpha (tredje generasjon)
All incl. rig operating rates: omkring en million USD per dag
Raskeste letebrønn i Norge: 9,8 dager fra spud til 2470 meter
Raskeste geologiske sidesteg i Norge: 2044 meter på 3,4 dager – i én operasjon
Raskeste subsea utviklingsbrønn i Norge: 4168 meter på 24 dager
Verdens lengste sidesteg i letebrønn: 2813 meter lang



Det ble satt mange borekorder og boret 17 brønner i løpet av de tre årene West Alpha var i arbeid for et konsortium av fem operatører.

Foto: Seadrill

Benchmark for effektiv boring

Den raskeste letebrønningen i Norge, raskeste geologiske sidesteg, raskeste subsea utviklingsbrønn og en verdensrekord i sidesteg for en letebrønn. West Alpha Consortium, ledet av BG, kan være et benchmark for borefolk i trøbbel. Oppskriften på suksess: Tett samarbeid og fokus på sikker effektivitet gjennom 17 brønner og tre år.

Det var ingen mangel på utfordringer da et fem operatører stort riggekonsortium etablert av Rig Management Norway, og sammen med riggkontraktøren SeaDrill, stod foran et 17 brønner stort lete- og utviklingsprogram på norsk sokkel i 2009–2012: et variert boreprogram inkludert høyt trykk, høy temperatur, miljømessig sårbare områder, harde værforhold og sidesteg med høy vinkel og i vanskelige skiferlag. Likevel ble det satt en rekke bore-

korder, med opptil 40 prosent forbedring. I tillegg oppnådde man 1000 dager uten fraværskader.

«Det dreide seg i stor grad om kommunikasjon og velfungerende samarbeid innenfor en konsortiummodell der medlemmene hadde større kontroll enn det som var tilfellet i de fleste andre konsortier på den tiden. I begynnelsen ville hver enkelt operatør ha sine egne kontrakter, sine egne folk på riggen og egne prosedyrer. Jeg

mente at dette kunne bli svært ineffektivt og forstyrrende for offshoreteamet. BG tok det første skrittet ved å tilby bruk av personalet, kontraktene og prosessene våre på en åpen og transparent måte. Vi viste gjennom kommersielle modeller hvor mye som kunne spares», sier Mark Cockram, BGs chief subsea engineer.

Han legger til at forholdet mellom kontraktør og operatør, særlig rundt riggen, var en nøkkel til suksess. «Vår bransje er

svært syklisk, og opp gjennom årene har jeg sett hvordan kamp om riggrater har skapt en holdning der man søker å kompensere for tøffe perioder ved å presse enda hardere tilbake når det markedsmessige overtaket skifter til den andre parten. Vi skjønnte vi måtte forbedre oss på dette området. I dette konsortiet var fellesanliggendet å utvikle samarbeid, komme forbi stereotypiene og virkelig arbeide sammen på et personlig nivå.»

«I dette konsortiet var fellesanliggendet å utvikle samarbeid, komme forbi stereotypiene og virkelig arbeide sammen på et personlig nivå.»

Mark Cockram



Tillit og sikker effektivitet

«Jeg kan likevel huske at det tok litt tid før riggfolkene forsto at vi som operatør faktisk ønsket å samarbeide med riggeieren og gi riggen tid til vedlikehold, støtte opplæring og utvikling, betale for forbedringer på riggen som ville gi bedre ytelse etc. Og jeg er sikker på at det var eksempler på mangel på tillit på begge sider. Men så snart vi hadde etablert tillit, var resten enkelt.»

En merkelig negativ oppfatning hos riggmansskapene, som skulle arbeide for fem forskjellige operatører, var at hver overgang til en ny operatør ville innebære en komplett omveltning: forskjellige operatørstrategier og ulike holdninger til sikkerhet, til serviceselskaper og så videre.

Disse oppfatningene ble adressert, og grensesnittene ble forenklet gjennom hele programmet. Operatører fra konsortiumet, leverandører og riggpersonell møttes i arbeidsgrupper og ordinære møter for å belyse felles anliggender, diskutere fremdriftsplaner og ikke minst etablere en strategi for å levere «sikker effektivitet.»

«Dette uttrykket ble tema for hele borekampanjen og noe teamet ofte kom til å henvise til», forteller Mark Cockram. Han forklarer at begrepet oppsto tidlig i en arbeidsgruppe mellom operatører og kontraktører, der temaet var hvordan man skulle angripe det faktum at arbeidsoppgavene var svært ulike. Uttrykket var et forslag fra en av borelederne til havs. «Det fanget opp vår intensjon om å planlegge hver aktivitet rundt sikkerhet og effektivitet, snarere enn å være drevet av mål. Rigger hadde en historie med 'stoppeklokke-tilnærming' til effektivitet der aktivitetene ble planlagt og målt på minutt-til-minutt-basis.»

Leverandørkontinuitet

Leverandørkontinuitet var en av de første utfordringene som måtte adresseres. «Som hovedoperatør foreslo BG at man kunne oppnå synergier og merverdi gjennom felles tilbud. Etter lange diskusjoner ble vi enige om at hele treårsprogrammet ville dra fordeler av at noen grunnleggende

byggesteiner ble lagt på plass før inntak av riggen», sier Cockram, og lister opp disse byggesteinene:

- Til støtte for operatøren ble et offshore kjerneteam som besto av boreledere, logistikkingeniør og sikkerhetskoordinator, valgt ut av et utvalg representanter for konsortiet og hentet inn til borekampanjen – etter en obligatorisk BG-kompetanseprøve.

- Tilleggsteamet fra operatøren gjorde det mulig for senior boreledere å konsentrere seg om operasjonelle aktiviteter av størst verdi, og for operatørens sikkerhetskoordinator å sørge for at sikkerhet ble ivaretatt i arbeidsprosessene.

- Logistikkingeniøren samarbeidet tett med borelederen og logistikksjefen på land for å sikre leveranse av personell og utstyr til rett tid og på rett sted. Og de lyktes: ingen nedetid i påvente av levering av utstyr på tre år.

- Man ble enige om standard føringsrørprogram, noe som medførte betydelige kostnadsreduksjoner, til tross for at det ikke alltid var det perfekte ingeniørfaglige valget for hver enkelt brønn.

- Anbudskonkurranse på alle boretjenester og materialer, der alle 17 brønnene ble lagt inn i arbeidsomfanget. Deling av oppgaver knyttet til anbudsforberedelse og -evaluering var med på å skape gode relasjoner med nøkkelleverandørene.

- Ett kontaktpunkt for all forretningsrelatert kommunikasjon med konsortiet var et kontraktsmessig krav til alle leverandører, og medvirket til bedret kommunikasjon gjennom hele programmet.

- Felles kontraktsbetingelser ble forhandlet mellom konsortiet og kontraktørene. Deretter tegnet hvert konsortie-medlem individuelle kontrakter knyttet til deres spesifikke arbeidsomfang.

- Felles rigginntak og verifiseringsprogram.

- Hovedoperatørens Lifesavers HSSE awarenss program ble benyttet for hele programmet, uansett hvem som var operatør. Dette reduserte grensesnittene betydelig og sikret entydige meldinger til offshoreteamet.

- Trening for å håndtere høyt trykk og høy temperaturforhold i brønnene ble sørget og bekostet av operatørene.

Overgangen mellom operatører og riggposisjoner

En sterk relasjon mellom operatør og kontraktør var en nøkkelfaktor bak suksessen, ikke minst fordi den ene siden av relasjonen besto av fem selskaper som skulle etterfølge hverandre som operatører. Dette kunne lett ha medført et ensidig fokus fra borekontraktørens side på pågående operasjoner, med uheldige konsekvenser for planleggingen av den neste. For å løse dette problemet avga BG og Seadrill en av riggens boresjefer til operatørens planleggingsteam, blant annet for å sørge for informasjon om riggen til den nåværende operatøren. Kort tid før flytting av riggen til neste boreposisjon og operatør var boresjefen med på et møte i forbindelse med overleveringen, før han flyttet videre til den neste operatørens organisasjon.

«Å ha den samme personen hele veien ble nøkkelen i en læringsprosess fra én brønn og operatør til den neste brønnen og operatøren. Både operatør og kontraktør fikk mye ut av denne rollen. For kontraktøren ga den riggmansskapet innsikt i brønnplanlegging, og operatøren fikk verdifull innsikt i utfordringene og mulighetene med denne spesifikke riggen, og en mulighet til å etablere et nettverk med riggen før neste brønn», sier Mark Cockram til Petoro Perspektiv.

Han legger til at toppledelsen på begge sider spilte en svært viktig rolle. Toppledelsen hos operatørene møtte administrerende direktør hos riggkontraktør og serviceselskaper før boreoperasjonene, der felles mål ble satt for sikre og effektive operasjoner. Disse målene ble så kommunisert gjennom hele programmet fra alle serviceselskapene til medlemmer av teamene deres», sier Cockram.

For ytterligere å sikre læring og forbedring ble en «optimaliserer» fra riggkontraktør plassert i operatørteamet på

riggen for å overvåke og forbedre operasjonell planlegging og ytelse. Dette var vanligvis en borer eller boreassistent. Et «master action register» ble utviklet for å fange opp de viktigste lærepunktene og andre pågående temaer som angikk riggen.

Møter uten hierarki

På spørsmål om hvordan denne nye tankegangen viste seg i det daglige arbeidet, sier Cockram at det ble utviklet retningslinjer for kommunikasjon som gjorde at hovedoperatørens onshorepersonell diskuterte operasjonelle problemer med riggkontraktøren og serviceselskapenes mannskaper som del av et integrert team. «Ikke noe hierarki, ingen kundeoverlegenhet – og kommunikasjonsformen gjaldt både når ting gikk bra, og når vi støtte på problemer. I møter fokuserte vi aldri på ytelse alene, men alltid på hva som måtte til for å operere sikkert og effektivt. Antall meter per dag eller hvor langt vi lå foran planene, ble aldri diskutert i disse møtene. Og feil ble raskt omsatt i utfordringer som teamet løste sammen», husker Cockram.

Sentrale lærepunkter fra det tre år lange programmet ble senere overført til en BG-operasjon i Storbritannia, der forbedringer innen sikkerhet og drift ble synlig i løpet av få uker. De samme prinsippene blir nå brukt i andre BG-operasjoner. «Optimaliserere» og boresjefer på land blir også innarbeidet i mange av riggkontraktørens globale operasjoner. Selskapet som bidro til etableringen og ledelse av riggkonsortiumet, driver andre store konsortier i Norge som også implementerer læring fra denne operasjonen.

«Forresten, hvor rask var den raskeste letebrønnen i Norge?»

«Det tok 9,8 dager fra borestart til 2470 meter. La meg legge til at riggens opptid for hele programmet var 98 prosent. Og ikke å forglemme: Betydelige summer ble spart – 50–60 millioner dollar for BG alene.»

Johan Sverdrup har historiske dimensjoner

Revitaliserer

Utviklingen av gigantfeltet på Utsirahøyden er en stor begivenhet for norsk oljeindustri. «Johan Sverdrup-feltet betyr en revitalisering av bransjen. Det er lenge siden vi kunne telle fat i milliarder», sier Statoils direktør for Johan Sverdrup, Øivind Reinertsen, i samtale med Jan Terje Mathisen, som er Petoro-direktør med ansvar for samme prosjekt.

industrien



«Vi snakker om produksjon i et femtiårsperspektiv – våre barn og barnebarn kommer til å jobbe med dette feltet.»

Jan Terje Mathisen

Fortsettelse av artikkelen på side 16

» Reinertsen mener at funnet vil vise seg å være av historisk betydning både for samfunnet og petroleumsindustrien. «Her går vi inn og gjør et betydelig funn mens folk har begynt å snakke om solnedgang på norsk sokkel. Siden 70- og 80-tallet har det i grunnen bare vært gjort små oljefunn, og det har vært mye snakk om haleproduksjon og modne felt. Dette er en stor, positiv nyhet», sier Reinertsen, som begynte i Statoil i 1977 og har hatt en sentral rolle i det norske oljeeventyret. «Det har allerede hatt – og vil få – en enorm effekt på hvordan unge ser på industrien, og det vil tiltrekke nye folk.»

Jan Terje Mathisen legger til: «Det skaper nye perspektiver, både for samfunnet og for aktørene. Vi snakker om produksjon i et femtiårsperspektiv – våre barn og barnebarn kommer til å jobbe med dette feltet.»

For å sette Johan Sverdrup i perspektiv: Etter at det i 2011 ble klart at funnene i prospektene Avaldsnes og Aldous utgjorde ett sammenhengende felt, fremstod det som det største offshorefunnet i verden på den tiden. På topp vil det stå for om lag 25 prosent av oljeproduksjonen på norsk sokkel. Det er forventet produksjon på feltet til 2070 – minst.

Det kan være snakk om Norges nest største oljefelt – etter Ekofisk – det er helt sikkert blant de fire–fem største funnene på sokkelen. «Johan Sverdrup-reservene er faktisk på størrelse med de samlede gjenværende reservene i feltene Gullfaks, Heidrun, Oseberg, Snorre og Åsgard», sier Mathisen. Det skal bare i feltets første fase investeres hele 100–120 milliarder kroner. Det er en gigant. Men ikke nok med det: Oljen i feltet er svært tilgjengelig, og reservoaret har svært gode produksjonsegenskaper.

«Nye funn av en slik størrelse har de siste tiårene helst vært gjort i utilgjengelige områder, i Arktis, under tjukke saltlag eller på svære dyp. Vanskelig olje. Slik er det ikke i Johan Sverdrup. Her har vi grunt vann, et kjent område, nærhet til kysten og enkle grunnforhold. Alt ligger til rette – det er 'back to basics', sier Reinertsen, som kan fortelle at det andre borehullet på norsk sokkel ble boret i samme område allerede i 1966. I 1976 ble det boret noen hundre meter øst for funnet. Det ble påtruffet vann. I 2010–2011 ble det blink. «Det viser at dersom vi leter, finner vi», skyter Jan Terje Mathisen inn. De to er enige om at det nok er mer olje i Utsirahøyden, men det



Johan Sverdrup-direktør: Øyvind Reinertsen fra Statoil (t. h.) og Jan Terje Mathisen fra Petoro gleder seg over nye muligheter. Foto: Kjell Jørgen Holbye

«Jeg tror ikke vi skjønner hvor stort dette industrieventyret er, før vi går av med pensjon og leser om det i avisen.»

Øyvind Reinertsen

skal godt gjøres å finne flere felt av Johan Sverdrups størrelse.

For Petoro er Johan Sverdrup en inspirerende oppgave, forteller Mathisen. I en organisasjon med lang og tung erfaring med modne felt er det motiverende også å være med på et funn i en slik størrelsesor-

den. «Vi ser jo at hele organisasjonen blir motivert av at vi får anledning til å være med på et prosjekt av denne størrelsen og varigheten, og at vi også tiltrekker oss nye folk. Vi er med på å definere fremtiden», sier Mathisen. Reinertsen er enig. «Det er en historisk oppgave. Dette er det største industrieventyret i Norge på lenge. Jeg tror ikke vi skjønner hvor stort dette er, før vi går av med pensjon og leser om det i avisen», sier han med glimt i øyet.

Utbyggingskonsept for fremtiden

23. mars 2012 ble en såkalt pre unit-avtale mellom partnerne i lisensene (se faktaboks) undertegnet, og Statoil valgt til operatør for denne fasen. Det betyr at selskapet har operatørrollen frem til partnerskapet sender sin PUD – plan for utvikling og drift av petroleumsforekomster – til myndighetene tidlig i 2015 og dermed tar steget over til å bli et felt og en juridisk enhet. Frem til det må alle saker stemmes over og ha flertall i enkeltlisensene. Øyvind Reinertsen

benytter anledningen til å skryte av partnernene: «Alle beslutninger så langt har vært enstemmige. Det har vi fått til, og det er litt uvanlig», sier han.

Blant de beslutninger som er tatt, er etableringen av et feltsenter bestående av fire faste plattformer, inkludert tre havbunnsrammer. Videre er det valgt løsning for eksport av oljen – og løsning for forsyning av elektrisk kraft fra land. Feltsenteret vil bestå av en prosesseringsplattform, en stigerørplattform, en brønnhodeplattform og en boligplattform med 450 lugarer. Jan Terje Mathisen understreker at det har vært viktig å tenke driftskostnader helt fra starten. «Å holde kostnadene nede vil være avgjørende for feltets langsiktige lønnsomhet, og her er driftsperspektivet femti år. Ett feltsenter skaper oversiktighet, og fire broforbundne plattformer gir synergieffekter.»

Fleksible løsninger

Utsiktene til svært lang levetid er også bakgrunnen for at Petoro har vært en aktiv pådriver for å bygge fleksibilitet inn i de teknologiske løsningene. Det betyr ekstra plass og vektkapasitet på plattformene for å møte fremtidige tilpasningsbehov. «Vi søker robusthet kombinert med fleksibilitet. Vi i Petoro vet mye om utfordringer i modne felt, og det blir ofte for trangt, rett og slett. Vi er klar over hvor vanskelig det er å få til verdiskaping i halen om vi ikke er forberedt», sier Mathisen, som har fått en enstemmig lisens med seg i disse bestrebelsene.

Den politiske debatten rundt elektrifisering av feltet har ikke fått lov til å forstyrre planleggingsarbeidet. Teamene av ingeniører og fagfolk som står for planleggingen, har holdt oppmerksomheten på utviklingen av prosjektet. Alle, inkludert hele Stortinget, har da også vært helt klare på nødvendigheten av å sikre fremdrift i prosjektet. «Hvis man begynner å spekulere, mister man fremdrift. Men det er klart at kraftspørsmålet har lagt beslag på betydelig kapasitet på ledelsesnivå. I partnerskapet har vi oppnådd enstemmighet rundt valget å bygge ut fase én med kraft fra land. For neste byggetrinn og for de andre feltene på Utsirahøyden skal det nå planlegges med kraft fra land. Det aller viktigste er å sørge for at timeplanen holder», sier Øyvind Reinertsen, og ser frem til produksjonsstart sent i 2019.

Johan Sverdrup

- Petroleumsfelt i Nordsjøen, på Utsirahøyden, 140 km vest for Stavanger
- Såkalt elefantfelt
- Går over lisensene PL 265, PL 501 og PL 502
- Partnere i PL 501: Lundin Norway 40 %, Statoil 40 %, Maersk Oil 20 %
- Partnere i PL 265: Statoil 40 %, Petoro 30 %, Det norske oljeselskap 20 %, Lundin Norway 10 %
- Partnere i PL 502: Statoil 44,44 %, Petoro 33,33 %, Det norske oljeselskap 22,22 %
- Kan være det nest største feltet etter Ekofisk, med 1800–2900 millioner fat oljeekvivalenter
- Vil på det meste stå for 25 % av oljeproduksjonen på norsk sokkel. 315 000–380 000 fat olje per dag i fase 1, full produksjon: 550 000–650 000 fat olje per dag
- Produksjonshorisont på 50 år
- Statoil er pre-unit-operatør
- PUD (plan for utbygging og drift) skal leveres til myndighetene tidlig i 2015
- Produksjonsstart er planlagt til sent i 2019





Stena Drilling

CARE, INNOVATION & PERFORMANCE

Stena Drilling manages a global business, consisting of four ultra-deepwater drillships and three semisubmersible rigs.

In expanding its fleet of well-maintained drilling units, the company has had an active role in the building and conversion of rigs whilst also pioneering some of the most leading-edge technologies and innovations in the drilling world, including the **Stena Icemax**, the world's first dynamically positioned, dual mast ice-class drillship, meticulously designed for safe and efficient operations in arctic conditions.

Additionally, Stena Drilling will also take delivery of two newbuild semisubmersible units of the Moss Maritime CS60 design from Samsung Heavy Industries in Korea. The first unit, the **Stena Midmax**, is expected in Q2 2016.



Stena Drilling's core business values are focused on care, innovation and performance. The pursuit of these goals looks to ensure positive client relations, exceptional performance within our industry and strives to improve the safety, both to the environment and to all personnel involved.

commercial@stena-drilling.com

www.stena-drilling.com





Stena Drilling

CARE, INNOVATION & PERFORMANCE



commercial@stena-drilling.com

www.stena-drilling.com

MidMAX

OLJE- OG ENERGIMINISTER TORD LIEN:

Tilbyr stabilitet og attraktivt areal, ønsker seg investeringer og kostnadseffektivitet

Olje- og energiminister Tord Liens bidrag til å opprettholde høy og langsiktig verdiskaping fra petroleumsvirksomheten er stabile rammebetingelser og attraktivt areal. Fra selskapene ønsker han seg kompetanse, investeringsvilje, effektivisering og kostnadsreduksjon. Han vil ha en global klimaavtale, men mener næringen selv vet best hvilke tiltak som fungerer best.

Snart ett år inn i sin – og Fremskrittspartiets – første erfaring som medlem av den norske regjeringen har Tord Lien markert seg som en entusiast på vegne av norsk olje- og gassvirksomhet.

«Petroleumssektoren er en pilar i det norske velferdssamfunnet. Gjennom over førti år har petroleumsvirksomheten hatt stor betydning for norsk velstand, vekst og verdiskaping. Vi kan trygt kalle petroleumsvirksomheten motoren i norsk økonomi. Det vil den være i mange tiår fremover. I dag er 250 000 personer sysselsatt direkte eller indirekte i petroleumsvirksomheten, fra Agderfylkene i sør til Finnmark i nord.»

Han viser til at olje og gass også har lagt grunnlaget for en teknologiledende industri som har levert produkter, løsninger og tjenester som trengs for å produsere ressursene på en bærekraftig og effektiv måte. «Den norskbaserte høyteknologiske leverandørindustrien er i dag vår nest største eksportnæring, etter salg av olje og gass. Norske produkter og tjenester leveres til alle verdenshjørner hvor det utvinnes petroleum, og på mange områder er vi i ledersjiktet», sier statsråden til Petoro Perspektiv

«Den sterke veksten vi har sett i investeringene de seneste årene, ser nå ut til å opphøre. Samtidig som det anslås en nedgang i investeringene for neste år, vil de historisk sett fortsatt ligge på et svært høyt nivå. Vi venter at dette nivået opprettholdes også i årene fremover. Utbyggingen av feltene Edvard Grieg, Ivar Aasen, Gina Krog og Aasta Hansteen medfører i dag store investeringer på sokkelen. Utbyggingen

av Johan Sverdrup-feltet vil også være viktig i årene fremover.»

Lien sier regjeringen er opptatt av å opprettholde et stabilt høyt aktivitetsnivå på norsk sokkel. «Vårt hovedbidrag er stabile rammebetingelser og å tildele attraktivt areal. Målet er å utvikle nok lønnsomme prosjekter i alle faser av virksomheten, slik at vi kan opprettholde en høy, langsiktig verdiskaping fra sokkelen. Vi må lete mer,

«Rettighetshavere på norsk sokkel er forpliktet til å lete etter, bygge ut og drive aktiviteten på en effektiv måte. Det betyr også at kostnadene holdes under kontroll.»

Tord Lien

bygge ut nye funn, øke ressursuttaket fra eksisterende felt, utnytte eksisterende infrastruktur optimalt og etablere ny når det er lønnsomt.»

Tidskritisk økt utvinning

«Hvordan ser du på potensialet for økt utvinning og hvordan vi kan få mer ut av feltene som allerede er i produksjon?»

«I dag er forventet gjennomsnittlig utvinningsgrad fra feltene på norsk sokkel om lag 46 prosent. I et globalt perspektiv er dette svært høyt. Det er fortsatt et stort potensial for økt utvinning fra felt i

drift på norsk sokkel. Statoil som en sentral operatør på sokkelen har satt seg mål om en gjennomsnittlig utvinningsgrad på 60 prosent. Hvert prosentpoeng økning i utvinningsgraden innebærer en brutto salgsverdi på om lag 300 milliarder kroner. Det er imidlertid viktig å understreke at utvinning av disse ressursene er teknisk utfordrende og kostnadskrevende. En rekke prosjekter for økt utvinning må gjen-

nomføres i dag for å være lønnsomme, så derfor er det tidskritisk å få besluttet disse prosjektene. Vi trenger aktive, kompetente og investeringsvillige selskaper på norsk sokkel for å realisere dette potensialet.

Et bidrag fra myndighetene sin side for å øke utvinningen er støtte til forskning og utvikling av teknologi for økt utvinning. I april i år var jeg med på åpningen av forskningssenteret for økt utvinning ved Universitetet i Stavanger. Senteret er et samarbeid mellom industri og forskningsmiljøer. Norges forskningsråd vil støtte senteret med 80 millioner kroner over åtte år – i

tillegg kommer finansiering fra industrien. Dette er et viktig bidrag for å bringe frem nye teknologiske løsninger for økt utvinning.»

Kostnader

«Det har vært en betydelig kostnadsvekst i olje- og gassektoren de siste årene. Hva kan næringen og myndighetene gjøre for å få kontroll på kostnadsutviklingen?»

«Kostnadene på norsk sokkel har økt betydelig de siste årene. Mye av kostnadsveksten kan tilskrives internasjonale forhold, men mange av kostnadskomponentene kan aktørene på norsk sokkel påvirke. Myndighetene har ansvar for å legge forholdene til rette og sikre stabile rammebetingelser. Aktørene har hovedansvaret for å få ned kostnadene.

Jeg forventer at næringen snur alle steiner og jobber aktivt for å utvikle enklere og smartere løsninger som gir økt produktivitet og lavere enhetskostnader. Da vil flere prosjekter bli lønnsomme. Hovedmålet i petroleumspolitikken er å legge til rette for lønnsom produksjon av olje og gass innenfor forsvarlige rammer. Høye kostnader er en trussel for verdiskaping og skatteinntekter som følger med lønnsom produksjon.

I løpet av kort tid har vi nå erfart at en rekke prosjekter blir utsatt. Dette er prosjekter som representerer store mulige verdier for samfunnet. Lavere kostnader kan bidra til at disse prosjektene blir realisert. Det er derfor i myndighetenes interesse at det gjennomføres tiltak som gjør flere prosjekter lønnsomme, ikke å redusere aktiviteten.



Foto: Ella Bye Mørland, OED

Formålet med å redusere kostnader er å sikre at flere lønnsomme prosjekter blir gjennomført. Dette vil igjen kunne sikre økt aktivitet som også vil komme leverandørindustrien til gode.»

«Økte kostnader uten tilsvarende økte oljepriser fører til redusert kontantstrøm for oljeselskapene og dermed kapitalbegrensninger og strengere prioritering av prosjekter. Hvordan påvirker dette aktiviteten på norsk sokkel?»

«Rettighetshaverne på norsk sokkel er forpliktet til å lete, bygge ut og drive aktiviteten på en effektiv måte. Det betyr også at kostnadene holdes under kontroll. Dette er helt avgjørende for at verdiskapingen skal bli så høy som mulig.

Jeg er opptatt av tiltak som reduserer unødvendige kostnader. Stikkord er effektivisering, standardisering og god samhandling. Slike tiltak gir gevinst både gjennom bedre fortjeneste per fat og ved at en større del av vår ressursbase blir lønnsom å utnytte.

En rekke prosjekter, særlig på felt i drift, må gjennomføres i dag for å være lønnsomme. Disse prosjektene er tidskritiske. Dersom de blir utsatt på grunn av midlertidige kutt i investeringsbudsjettene hos selskapene, vil store verdier kunne gå tapt for samfunnet.

Min beskjed er klar: Kostnadsreduksjoner som betyr at selskapene lar lønnsomme ressurser være igjen i bakken, er ikke greit. Det å hente ut kun den aller mest lønnsomme oljen eller gassen fra et reservoar –

«å skumme fløten» – er rett og slett ikke forenlig med de plikter rettighetshaverne har på norsk sokkel.»

Leting og nordområdene

«Nå kommer 23. konsesjonsrunde, der Barentshavet sørøst ventes å bli åpnet for petroleumsvirksomhet – hvordan vurderer du potensialet for funn og utbygging av olje og gass i dette området og i Barentshavet for øvrig?»

«Da Barentshavet sørøst ble åpnet for petroleumsvirksomhet i juni 2013, var det første gang siden 1994 at nye områder ble åpnet på norsk sokkel. Estimaten til Oljedirektoratet, og den interessen vi har sett for Barentshavet sørøst i industrien, viser at dette er et spennende område som kan inneholde betydelige petroleumssressurser.

Arbeidet med 23. konsesjonsrunde er i gang. Departementet sendte tidligere i år et forslag til utlysning ut på offentlig høring. Det samles nå inn seismikk i Barentshavet sørøst. Søknadsfristen for 23. konsesjonsrunde er planlagt til andre halvår 2015.

Forslaget til utlysning representerer interessante og varierte muligheter, med både helt nye og spennende muligheter i Barentshavet sørøst og lovende områder i øvrige deler av Barentshavet og i Norskehavet. 23. konsesjonsrunde vil gi store, nye muligheter for Norge og Nord-Norge spesielt.

Petroleumsvirksomheten gir store muligheter i nord. Vi må utnytte de mulighetene vi nå har. Det er i denne sammenhengen petroleumssektoren bidrar med

kapital, sysselsetting og kompetansebygging. Petroleumsvirksomheten er en vekstnæring. Petroleumsvirksomheten i nord vil også stimulere annen lønnsom næringsvirksomhet i regionen.»

Klima og miljø

«Klimautfordringen nevnes ofte som den største utfordringen for oljevirksomheten. Hvordan bør myndighetene og aktørene i sektoren møte denne utfordringen?»

«Hvis verden ikke reduserer de globale utslippene av klimagasser, vil det kunne føre til alvorlige klimaendringer. Klimautfordringen krever globale løsninger og at alle land bidrar. Regjeringen prioriterer internasjonalt samarbeid på klimaområdet høyt og vil bidra til at internasjonale klimaforhandlinger fører til en bred og ambisiøs klimaavtale. Vi ønsker å forsterke klimaforliket, og vil føre en ambisiøs klimapolitikk med en langsiktig omstilling til et lavutslippssamfunn innen 2050.

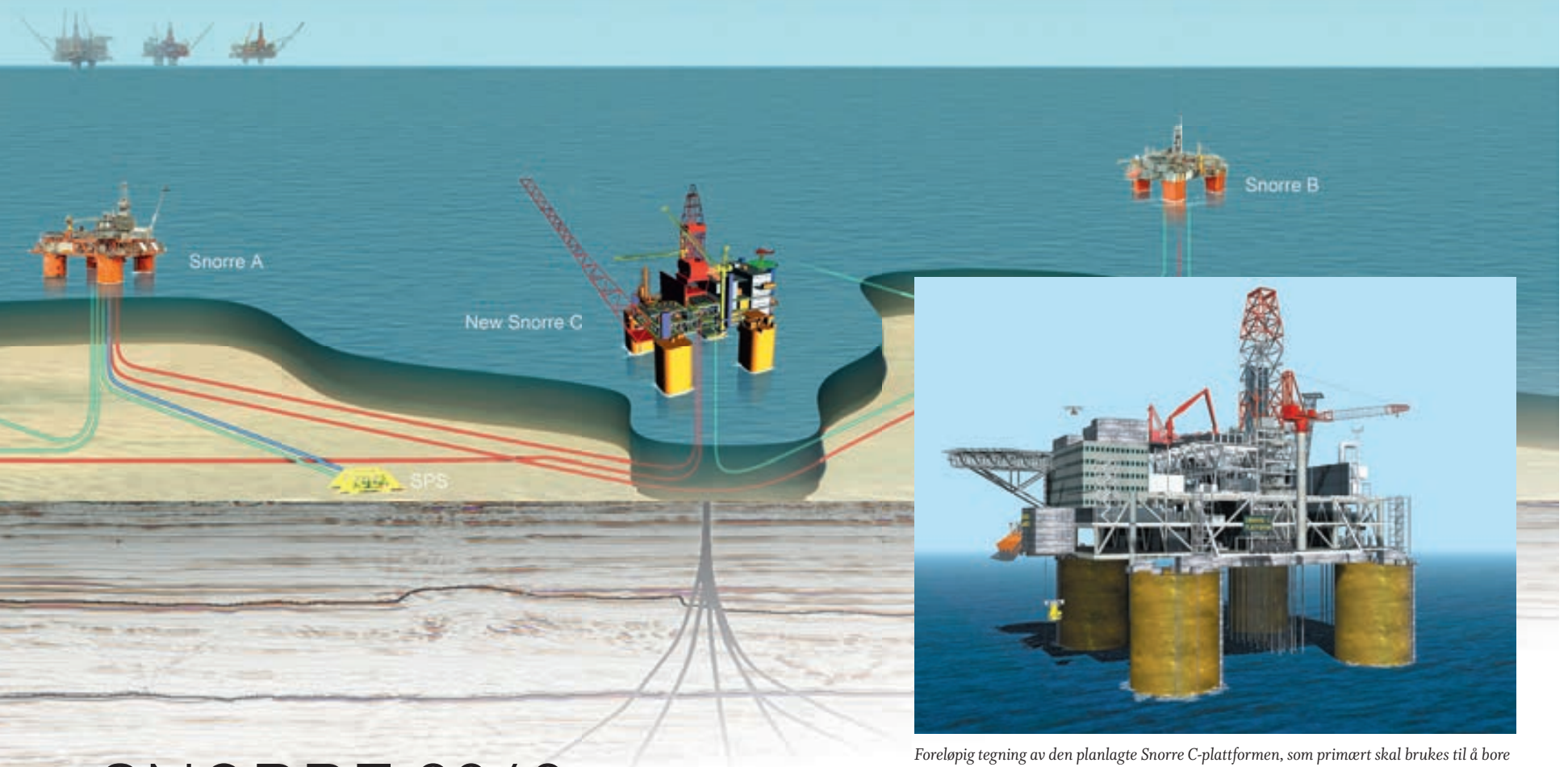
Samtidig er det også et faktum at verden trenger energi for å løfte millioner av mennesker ut av fattigdom. Det internasjonale energibyrået IEA slår fast at fossile energikilder kommer til å spille en viktig rolle i lang tid fremover. Vi må både løse klimautfordringene og produsere den energien verden trenger.

I Norge bruker vi store ressurser på utbygging av mer fornybar energi, karbonfangst- og lagring (CCS) og mange andre utslippsreducerende tiltak. Nærmest all kraftproduksjon på fastlandet baserer seg i

dag på fornybar energi. Dette betyr at Norge, i motsetning til de fleste andre industrialiserte land, har relativt lave utslipp av klimagasser fra den innenlandske bruken av energi. Samtidig er vår offshorevirksomhet blant de rene i verden. CO₂-avgiften på utslipp fra petroleumsvirksomheten på kontinentalsokkelen ble innført allerede i 1991.

Fra 2008 har offshore petroleumssaktivitet også vært omfattet av EUs kvotehandelsystem. Kombinasjonen av CO₂-avgift og klimavoter betyr at petroleumsssektoren i Norge står overfor en høy pris på klimagassutslipp (over 450 kroner per tonn CO₂). Dette har ført til betydelige utslippsreduksjoner fra sektoren, målt som unngåtte utslipp. Norsk gass er en viktig energibærer i mange land og har langt lavere utslipp enn alternativet, som er kull. Det betyr at de globale utslippene av klimagasser vil kunne reduseres betydelig om man erstatter gjennomsnittlige kullkraftverk med effektive gasskraftverk drevet på norsk gass. Derfor mener jeg at vi tar klimautfordringene på alvor, samtidig som vi er en viktig energiekspertør.

Jeg mener at næringen selv vet best hvilke tiltak som fungerer best. Politikernes rolle er å legge rammene, slik at industrien kan fatte gode og effektive beslutninger. Dette gjelder også innenfor klimaområdet. Samtidig er jeg opptatt av å ha en god og nær dialog med næringen.»



Foreløpig tegning av den planlagte Snorre C-plattformen, som primært skal brukes til å bore mange flere brønner frem mot 2040. En illustrasjon av brønncapiteten er borestrengene under plattformen. Helt til høyre i bildet er det et lite prosessanlegg. Illustrasjon: Statoil

SNORRE 2040

LØNNSOMHET I LANG TID

Etter et omfattende arbeid og flere utsettelse ble lisenspartnerne i fjor høst enige om at en ny plattform gir det beste grunnlaget for utvinning av de gjenværende petroleumsressursene i Snorrefeltet. «Ressursgrunnlaget er stort, men det haster å komme i gang», sier Petoros lisensdirektør, Kjell Morisbak Lund.

Han beskriver Snorre 2040 som det største prosjektet for økt oljeutvinning – IOR – på norsk sokkel. Snorre har de nest største gjenværende oljereservene i produksjon, etter Ekofisk. Det totale gjenværende ressursgrunnlaget, inkludert ny plattform, kan sammenlignes med det nye store funnet Johan Castberg i Barentshavet. Valg av plattformløsning er et viktig steg på veien, men endelig investeringsbeslutning for Snorre 2040 gjenstår.

En rekke teknologiløsninger har blitt vurdert underveis i prosjektet, både utnyttelse av de eksisterende plattformene Snorre A og B, utvidelse med undervannsløsninger mot plattformene og utvidelse med ny plattform. Til slutt falt altså valget på det siste. Lund understreker at en ny plattform ikke har vært noe mål i seg selv.

«Forskjellige løsninger gir ulike mulighet til å sette brønner i bakken. Plattformen gir mange flere brønner enn alternativene. I siste instans er det det som avgjør det endelige reserveuttaket», sier han.

Klart lønnsomt

Den nye plattformen, Snorre C, er planlagt som en brønnhodeplattform. Den skal knyttes sammen med de eksisterende



Kjell Morisbak Lund er lisensdirektør i Petoro. Foto: Emile Ashley

plattformene for å utnytte totalkapasiteten på feltet maksimalt. Derfor får den nye plattformen også noe prosessutstyr. Investeringsrammen i prosjektet er stor, rundt 30 milliarder kroner. Det er betydelig, sær-

lig i en situasjon der aktørene prioriterer stadig strengere.

«Petoros fokus har vært på å analysere inntektssiden i prosjektet. Partnerskapet har valgt den løsningen som gir best økonomi over feltets levetid, og det er ny plattform. Her vil de største investeringene gi størst avkastning», fastslår Morisbak Lund.

Petoros vurderinger av reservegrunnlaget har hele tiden ligget høyere enn lisenspartnerne. Og reservene har vist en økende tendens. «Vi har arbeidet veldig intensivt med dette både på egen hånd og sammen med operatør og partnere, og jo mer vi har jobbet, jo større reserver har vi sett. Dette er helt klart et lønnsomt prosjekt», sier Lund. Han mener at det høye aktivitetsnivået på norsk sokkel viser at det er blant de mest attraktive områdene i verden.

Tidskritisk prosjekt

Beslutning om videreføring av Snorre 2040 er planlagt tatt i første kvartal 2015, og endelig beslutning om iverksettelse året etter. Kjell Morisbak Lund er opptatt av at tidsplanen holder. For lønnsomheten i prosjektet er tidsavhengig.

«Reservene ligger jo i bakken uansett

hva vi gjør, men lønnsomheten vil bli dårligere jo lenger man venter. Grunnen til det er at for hvert år som går, tappes feltet, trykket faller, og det blir færre fat igjen å produsere og dermed færre fat å fordele tilleggsinvesteringene på. Da kan kostnadene per fat bli så store at lønnsomheten forsvinner», sier Lund.

Han er tilfreds med at partnerne i fellesskap har kommet frem til en god teknisk løsning for prosjektet. Andre løsninger som har vært vurdert, ville ført til at store petroleumsressurser ble liggende utnyttet i grunnen.

«Dette prosjektet er et eksempel på at Petoro kan være en aktiv bidragsyter for utviklingen i porteføljen. Vi ser den strategiske betydningen av å tenke langsiktig – og i dette tilfellet er lønnsomheten synliggjort.» Det er et stort reservepotensial på sokkelen. Erfaringene fra andre modne felt på norsk sokkel, og fra britisk sokkel forteller oss at det er avgjørende å gå inn med tiltak for økt utvinning så tidlig som mulig. Både teknisk og økonomisk levetid har betydning for hvor mye vi klarer å få ut av feltet totalt sett. Hvis vi venter for lenge med de rette tiltakene, kan hele grunnlaget for prosjektet erodere – bokstavelig talt.»



procontra Foto: Jan Inge Haga

Klar for fremtiden.

Framtiden er aldri lett å spå. Men en ting vet vi; at operatørskapet på Gjølø har gitt oss et solid utgangspunkt for vår videre satsing på norsk sokkel. Vi er ikke så rent lite stolte av det Gjølø leverer, dag inn, dag ut. Gjennom tre år har driften vært stabil og sikker, regulariteten er høy og resultatene er sterke.

Andelene våre i Snøhvit, Njord, Fram og Gudrun kompletterer bildet av GDF SUEZ E&P Norge som et selskap å regne med framover.

Og uansett hva morgendagen måtte by på; med en spennende leteportefølje, engasjerte kolleger og et av verdens største energiselskaper i ryggen, er vi klare for å gripe mulighetene.

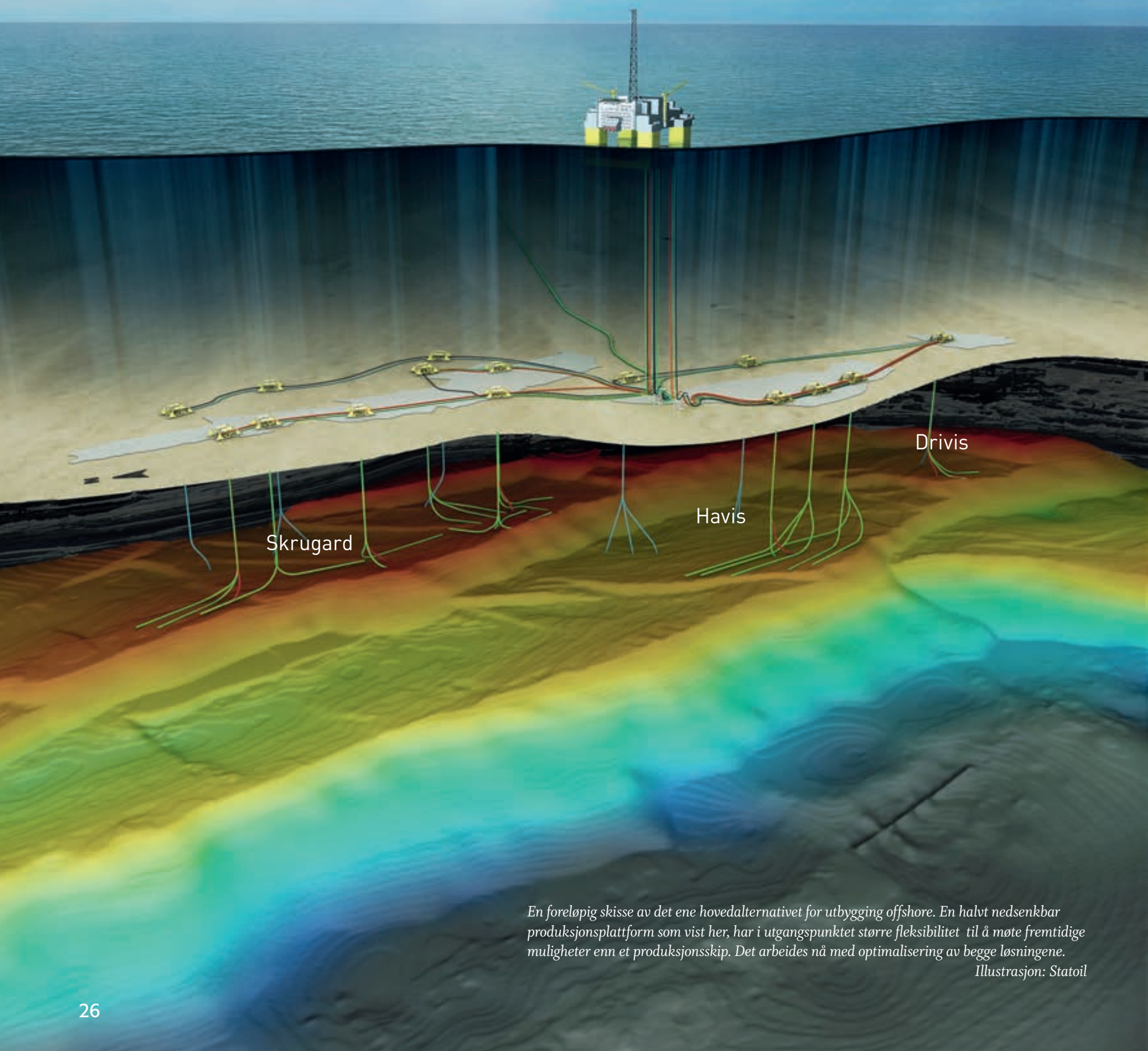
Møt oss på ONS!
Hall B. Stand nr. 213.

GDF SUEZ

BY PEOPLE FOR PEOPLE

Petoro mener utsettelsen styrker

Petoro har vært til stede i Barentshavet siden selskapet ble etablert i 2001. Utbyggingen av Snøhvit-funnet var den første store beslutningen Petoro deltok i. Selskapet deltar også i mange letebrønner. Lisensdirektør Kjell Morisbak Lund mener utsettelsen av konseptvalg for Johan Castberg vil styrke grunnlaget for at feltet kan bli del av en fremtidsrettet infrastruktur for olje i Barentshavet.



En foreløpig skisse av det ene hovedalternativet for utbygging offshore. En halvt nedsenkbar produksjonsplattform som vist her, har i utgangspunktet større fleksibilitet til å møte fremtidige muligheter enn et produksjonsskip. Det arbeides nå med optimalisering av begge løsningene.

Illustrasjon: Statoil

Johan Castberg-løsningen

«Aktiviteten i Barentshav-regionen viser at industrien har evnet å ta med seg læringen fra sokkelen lenger sør til nordlige områder. Så langt er det ingen hendelser eller problemer som kan tilskrives arktiske forhold», sier Lund. Med arktiske forhold sikter han til mørketid, ising og utfordrende logistikk. Selskapet er med i leteboringen i Hoop/Wisting-området lengst nord i den åpne delen av Barentshavet og viser til at selve boringen har foregått uten problemer.

«Det understøtter industriens oppfatning av at boring i nord er operasjoner selskapene har kompetanse og erfaring til å gjennomføre på en sikker og miljømessig forsvarlig måte. Problemstillingene som har vært, er blitt håndtert på en god måte», sier han.

Fra Snøhvit til Johan Castberg

Per i dag er det Snøhvit-feltet som representerer hovedtyngden av petroleumsaktivitet

i nordområdene. Gassfeltet i Hammerfest-bassenget ble påvist i 1984 og kom i full produksjon i 2007. Produksjonen utføres med havbunnsinstallasjoner, og gassen føres i land på Melkøye før den blir skipet ut i nedkjølt flytende form (LNG).

I 2000 ble det påvist olje i Goliat-feltet på Tromsøflaket, og dette nærmer seg nå produksjonsstart. Men det foreløpig største oljefunnet ble gjort i 2011 – Johan Castberg. Det ble påvist 400–600 millioner fat olje, og håpet var at det skulle finnes betydelig mer. Lisenspartnerne kunngjorde derfor i 2013 at de satset på en utbyggingsløsning med en halvt nedsenkbar produksjonsplattform til havs og ilandføring av olje i rør til en terminal på Veidnes utenfor Honningsvåg.

Ny boring skuffende

Imidlertid ga en borekampanje i området rundt funnet resultater som ikke understøtter de opprinnelige, optimistiske

estimatene. «I en slik situasjon er Petoro tilfreds med at partnerne vil arbeide mer med områdepotensialet rundt Johan Castberg, inkludere Dravis-funnet i utbyggingsplanene og oppdatere det totale ressursgrunnlaget.

Det er også i tråd med Petoros ønske at partnerskapet arbeider videre med to utbyggingsløsninger til havs, en optimalisert flytende produksjonsplattform og et produksjonsskip samt at vi gjør ytterligere vurderinger av det økonomiske fundamentet for en oljeterminal på Veidnes», sier Lund.

Strategisk viktig utbygging

Lisensdirektøren understreker at «Petoros tilnærming til Johan Castberg er at prosjektet skal utvikles basert på sunne forretningsmessige prinsipper og måles mot de samme kriteriene som for andre beslutninger vi tar. Det betyr at det skal være lønnsomt. Samtidig er det viktig å ta med seg det totale verdibidraget i alle be-

slutninger. Petoros perspektiv på denne og andre utbygginger er at investeringene er langsiktige, og at det legges til grunn fleksible løsninger som kan ivareta fremtidige behov. Vår oppgave er å dokumentere og argumentere for dette i lisenspartnerskapet for å få gjennomslag for vårt syn.»

Siden Johan Castberg vil være blant de første utbyggingene i det aktuelle området, vil løsningsvalget få stor betydning for fremtidig utvikling. Et produksjonsskip og oljelasting til havs vil ikke føre med seg ilandføringsrør, men også et slikt konsept vil kunne ha nytte av en fremtidig oljeterminal på land. «Per i dag er ingenting avgjort. Vi vil bruke tiden godt og se flere data før vi velger endelig utbyggingskonsept – og vi må ha med oss at en infrastruktur kan bidra til å gjøre våre fremtidige funn lønnsomme å bygge ut», sier Kjell Morisbak Lund.

EB MARINE
DYKKERFIRMA

VI UTFØRER ALLE TYPER ARBEID UNDER VANN.
EB MARINE HAR LANG OG BRED ERFARING INNEN YRKESDYKKING. VI TAR OPPDRAG I HELE NORGE!
TLF: 51 95 86 86 WWW.EBMARINE.NO

AD MOMENT FOTO: TORE LIEN

Better wells by design.



For over 40 years, Archer has proven itself as a global leader in offshore drilling and well services. Our dedication to your success has led us to design the safest and most efficient methods for securing the integrity and performance you demand throughout the life of your well. Contact us today and discover all the ways our proven techniques and newest advances are delivering better wells no matter the offshore environment.

- **Oiltools**
- **Platform Drilling**
- **Engineering**
- **Wireline**
- **Modular Rigs**
- **P&A Services**
- **Perforating**
- **Rental**

Archer



The largest helicopter fleet serving the offshore petroleum industry.

YOU WANT

The world's largest commercial helicopter training service.

THE BEST FROM US.

Recipient of Flight Safety Foundation's 2012 Presidential Citation.

WE DELIVER.

At Bristow, we take pride in delivering safe, reliable and timely offshore helicopter services that help make your business profitable and efficient. And the results of our operational excellence are evident. Visit our website to find out what makes us the perfect partners to take your business places.



bristowgroup.com



Confidence in flight. Worldwide.

Store muligheter i Petoro

Line Geheb og Niklas Trones er skjønt enige: Petoro er en spennende arbeidsplass som tilbyr store utviklingsmuligheter.

Varierte arbeidsoppgaver, stort utviklingspotensial og muligheten til å jobbe på strategisk nivå. I tillegg til gode kolleger og hyggelig sosialt fellesskap. Det er kvaliteter Niklas Trones trekker frem på spørsmål om hvordan det er å jobbe i Petoro. «Jeg må jo nesten klype meg i armen over muligheten til å få et så bredt innblikk i bransjen som jeg får ved å jobbe i Petoro. I et annet oljeselskap ville jeg nok hatt en mye smalere definert jobb», slår Niklas fast.

Han har jobbet som rådgiver i Petoros markedsavdeling i snart ett år. Avdelingen overvåker Statoils avsetning av statens petroleum, og jobber såkalt nedstrøms. «Vårt ansvar er å påse at det skjer på en måte som maksimerer statens verdier», forteller Niklas. 28-åringen er siviløkonom fra Handelshøgskolen i Bodø, med Energy Management som spesialisering, og har blant annet ansvaret for å være bindeledd mellom lisensavdelingen og markedsavdelingen internt. Det handler om å fange opp problemstillinger i lisensene som vil kunne få betydning for hvordan

oljen – og særlig gassen – blir markedsført, for eksempel beslutninger knyttet til infrastruktur og transportruter.

For Niklas kunne ikke arbeidsoppgavene passet bedre. «Jobben er veldig, veldig spennende og passer både utdanningen og interessefeltet mitt. Det beste er at den dekker et så bredt område – alt fra geopolitisk innsikt til kunnskap om avtaleverket på norsk sokkel.» Særlig er det muligheten til å tenke langsiktig og delta i strategiske vurderinger som tiltaler 28-åringen. Det er spennende – og krevende. «Det er dypt vann for en med så kort erfaring, så det gjelder å svømme fort», ler Niklas.

«Det gjør du», beroliger Line Geheb. Sivilingeniøren i kjemiteknikk har seks års fartstid i Petoro etter 21 år i Shell. I dag er hun Asset Manager i lisensavdelingen og har ansvar for å ivareta Petoros interesser i Gullfaks og Grane. Også hun trekker frem det overordnede, langsiktige perspektivet Petoro-jobben gir mulighet til. «Det var en veldig kjekk overgang å gå fra en operativ jobb som forhandlingsleder i Shell til en jobb med et overordnet perspektiv som er

vanskelig å få i andre selskaper om du ikke sitter i veldig senior posisjoner.»

Hun tror Petoros langsiktighet i lisensene blir satt pris på av lisenspartnerne. «På mange måter er vi komplementære og utfyller andre lisenspartnere ved å innta et langsiktig perspektiv. Mitt inntrykk er at det blir verdsatt. Det er viktig at noen tar den rollen.»

Petoro forvalter en tredel av de norske petroleumsreservene og har ansvar for enorme verdier på vegne av fellesskapet. Det medfører stor innflytelse – og ikke minst ansvar. Det gjør det viktig å opptre konsistent i adferd og kommunikasjon, noe både Line og Niklas er seg svært bevisste. «Petoro er en liten og veldig flat organisasjon uten tunge, byråkratiske prosesser», sier Niklas. Det betyr at det er kort vei fra anbefaling til beslutninger. Det legger større vekt på skuldrene til hver enkelt medarbeider – som må være sikker på å gi de rette anbefalingene. «Det at vi er så få, gjør at vi må være nøye med hva vi bruker tiden vår til. Vi er viktige», fastslår Line.



Fornøyde Petoro-ansatte: Line Geheb og Niklas Trones.
Foto: Kjell Jørgen Holbye

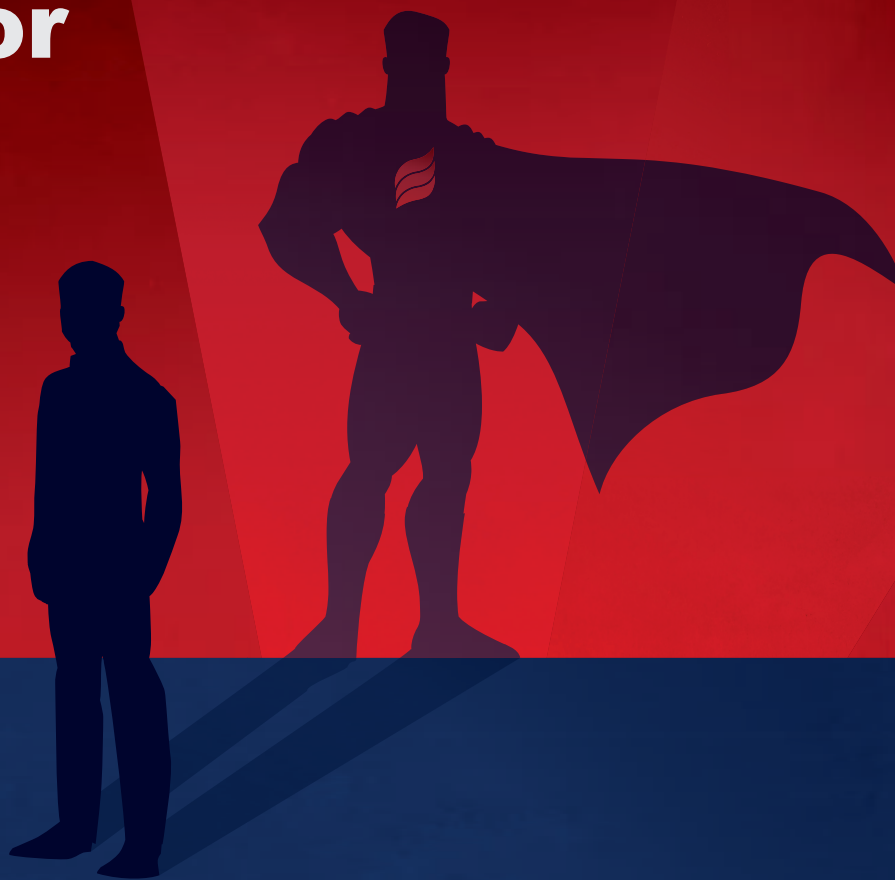
Searching for oil heroes

For our Asset Team:

Reservoir Engineer
Production Geophysicist

For our Exploration Team:

Senior Exploration Geologist
Senior Exploration Geophysicist



For more information about Faroe Petroleum and our current open positions, see www.fp.fo



Core Energy – an active and committed Snorre partner

To the independent Norwegian oil company Core Energy, increased oil and gas production in the mature areas of the Norwegian Continental Shelf is core business.

In 2011, the company acquired a share in the Snorre field – the second largest producing field on the NCS in terms of oil reserves.

«We are proud to be an active and committed partner in the largest and most ambitious IOR-project on the NCS, cooperating closely with the license owners to create value - in the best interest of our shareholders and the Norwegian society», says Core Energy CEO Jan Harald Solstad.

In addition, Core Energy is a partner in the producing Brage and Hyme fields as well as in the Bøyla development and the Snilehorn and Caterpillar discoveries.

«We are of course especially pleased with the Snilehorn discovery in November 2013 – which was Core Energy's first exploration well», says Solstad, who is aiming to continue growing the company through acquisitions of producing fields and development projects, as well as through further exploration activity.

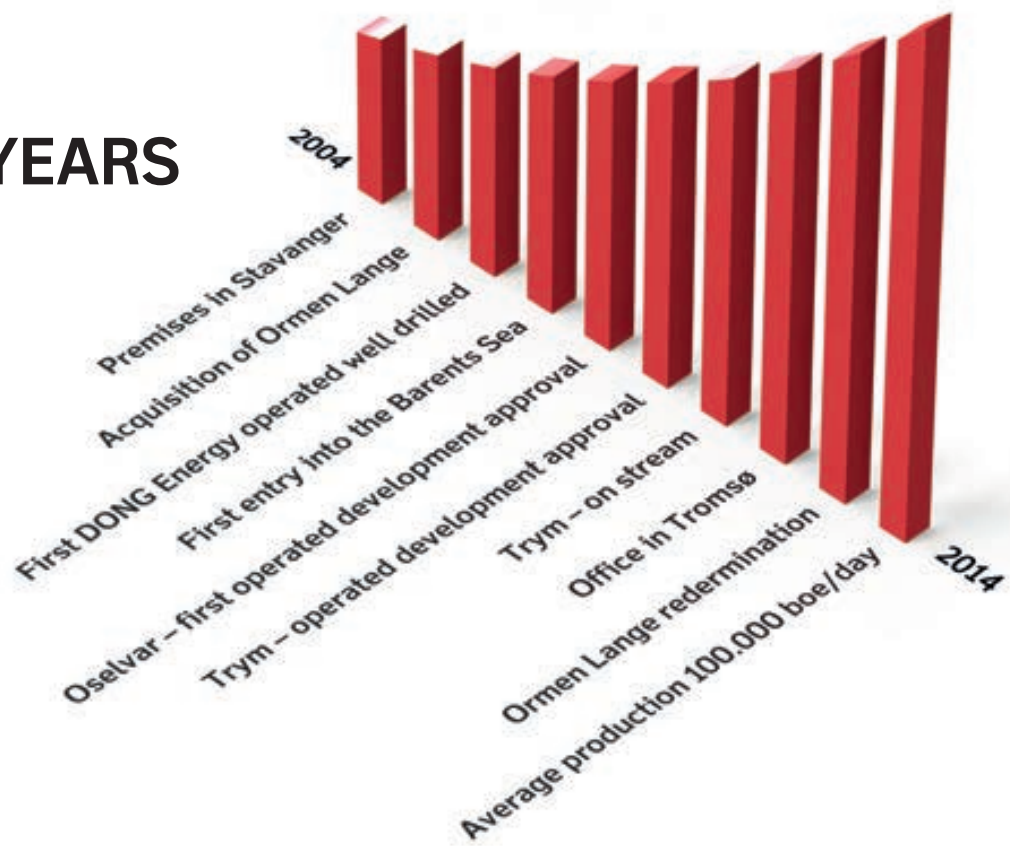
«Core Energy believes there is significant value creation potential in the mature areas of the NCS, and with a focused strategy, professional team and solid financial backing, Core Energy is well positioned to play an active role in realizing this potential.»



core energy
coreenergy.no

MOVING ENERGY FORWARD

THE FIRST TEN YEARS IN STAVANGER



DONG Energy is one of the leading energy groups in Northern Europe. Our business is based on procuring, producing, distributing and trading in energy and related products in Northern Europe. DONG Energy has around 6,500 employees and is headquartered in Denmark. The Group generated DKK 73 billion (EUR 9.8 billion) in revenue in 2013. For further information, see www.dongenergy.com



DESTINO



YOU & ME GREATER TOGETHER

.....

Interaction. Cooperation. Teamwork.
Words that describe our good collaboration –
with employees and customers alike.

DRILLING & WELL TECHNOLOGY
E&P TECHNOLOGY & SERVICES
SAFETY & EMERGENCY PREPAREDNESS

.....

Become a part of us – or work with us.
Read more on www.acona.com

A leading provider of expertise
to the global oil and gas industry





Foto: S. Sigbjørnsen

HOVEDMÅL:

Selskapet skal på forretningsmessig grunnlag skape størst mulig økonomiske verdier fra statens olje- og gassportefølje.

VISJON:

En drivkraft på norsk sokkel.

HOVEDOPPGAVER:

Ivaretagelse av statens deltakerandeler i interessentskapene.

Overvåking av Statoils avsetning av den petroleumen som produseres fra statens direkte deltakerandeler, i tråd med avsetningsinstruksen til Statoil.

Økonomistyring, herunder føring av regnskap, for statens direkte deltakerandeler.

STRATEGI:

Modne felt: Investere for økt utvinning.

Feltutvikling: Ivareta fremtidige muligheter.

Nordområdene: Fremme helhetlig utvikling.

Virkemiddel for verdiskaping

Petoros hovedoppgave er å maksimere verdien av statens direkte økonomiske engasjement (SDØE), som er den norske statens direkte eierandeler i olje- og gassvirksomheten. Porteføljen omfatter en tredel av olje- og gassreservene på norsk sokkel samt plattformer, rørledninger og anlegg på land

Petoro følger opp statens andeler i lisenser og andre partnerskap. Antallet lisenser har økt fra 80 da Petoro ble etablert i 2001, til 190 våren 2014. Antallet felt i produksjon er 34.

Selskapet er med i felt og prosjekter i alle de tre provinsene på norsk sokkel: Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. Leteaktiviteten var stor i 2013, og i Barentshavet ble det gjort et lovende funn i Hoop-området, der Petoro er rettighetshaver. I januar 2014 ble det inngått en avtale med Island om andeler i en tredje lisens på islandsk sokkel.

I den reviderte strategien videreføres modne felt som et hovedsatsingsområde. Petoro har sammen med partnerskapet i Snorre-lisensen i 2013 tatt konseptvalg for

videre utvikling av Snorrefeltet frem mot 2040 basert på en ny plattform.

Investeringene i 2013 var på et historisk høyt nivå. Aktiviteten økte som følge av flere nye borerigger, økt antall brønner og større utbyggingsprosjekter, men også som en følge av at kostnadene øker. Selskapet har engasjert seg i å øke takten i produksjonsboringen fra modne felt. Flere brønner er viktigste tiltak for å maksimere verdien av feltene innen deres levetid.

Store eierandeler gir spennende muligheter

Petoro har om lag 70 medarbeidere ved kontoret i Stavanger. Kombinasjonen av en

stor portefølje og en liten organisasjon gir ansatte store muligheter til faglig utfoldelse i møte med andre oljeselskaper, i lisenser og andre interessentskap. Petoro arbeider tett med Statoil, som er operatør for en svært stor del av selskapets produksjon, men også med internasjonale oljeselskaper og andre aktører på sokkelen, med myndigheter og leverandører og med andre eksterne kompetansmiljøer.

Rettighetshaver i lisensene

Petoro ble stiftet 9. mai 2001, etter at privatiseringen av Statoil gjorde det nødvendig å finne en ny ordning for en forretningsmessig håndtering av SDØE. Petoro arbeider ut

fra et mandat fra Stortinget som går ut på å forvalte statens olje og gass på en forretningsmessig måte og maksimere den økonomiske verdien.

Siden selskapet ble etablert, er det overført en netto kontantstrøm på gjennomsnittlig drøye 100 milliarder kroner hvert år til den norske staten. Denne pengestrømmen, totalt 1 400 milliarder kroner, representerer én av tre hovedkilder til oppbyggingen av Statens pensjonsfond utland, til vanlig kjent som oljefondet.

Nasjonsbyggeren
IvarAasen



Ivar Aasen krysset Norge i sin innsamling av ord og ordtrykk til det som i dag er nynorsk. Det norske tar hele verden i bruk for å bygge ut Ivar Aasen-feltet i Nordsjøen.

www.detnor.no



DETNORSKE

Alltid videre for å skape verdier på norsk sokkel

«Det er organisasjonens kompetanse som gjør oss spesielle, sammen med vår evne til å bruke kompetansen til å påvirke det som skjer på sokkelen.»

Nashater Deu Solheim

Kompetanse som strategisk konkurransefortrinn

Nashater Deu Solheim er utdannet klinisk psykolog og har erfaring fra flere bransjer i Storbritannia og fra petroleumsbransjen i Norge – blant annet som direktør for læring og utvikling i Statoil. Nylig tiltrådte hun stillingen som direktør for strategi og organisasjon i Petoro. Vi har spurt henne om hva slags visjoner hun har for stillingen – og for Petoro.



Nashater Deu Solheim
Direktør strategi og organisasjon

Utdanning: Klinisk psykolog og har doktorgrad i psykologi fra Universitetet i Surrey.

Karriere: Solheim har arbeidet i Statoil siden 2009 og fra 2012 som direktør for læring og utvikling. Gjennom 20 år har hun arbeidet faglig med ledelse og organisasjonsutvikling i store og komplekse organisasjoner som Statoil, det britiske forsvarsdepartementet samt offentlig og privat helsesektor i Storbritannia. Hun har også utviklet egne bedrifter.

«Hva er egentlig sammenhengen mellom strategi og organisasjon?»

«Det er uhyre viktig å knytte forretningsstrategien til utvikling av kompetanse i organisasjonen. En kjent forsker, Peter Senge, har sagt at på lang sikt er det eneste bærekraftige konkurransefortrinn evnen til å lære raskere enn konkurrentene. Hovedsaken er ikke hva du vet, men hvordan du utnytter den kollektive kunnskapen for å oppnå forretningsmessige resultater. Du kan ha en meget kompetent organisasjon, men effektivitet i deling av informasjon og samarbeid øker innovasjonstakten og gir konkurransekraft.

Mange store organisasjoner strever med å vite hva de vet – de har problemer med å finne frem til kunnskapen som sitter inni hodet til alle disse kompetente personene. De trenger å utvikle systemene, prosessene, kulturen på en måte som fremmer effektivt samarbeid. Dette betyr i neste omgang at den samlede kompetansen blir større enn summen av enkeltindividenes kunnskap.

Den kollektive kunnskapen blir det som særpreger organisasjonen. Hvert individs evne og vilje til å jobbe etter en slik metodikk avgjør om organisasjonen greier å være innovativ før konkurrentene, være den som først ser mulighetene, bryte grenser.»

«Hvorfor er dette spesielt relevant for Petoro?»

«Petoro er en drivkraft på norsk sokkel, bygget på svært kompetente medarbeidere. En kompakt organisasjon som dekker mange lisenser, gir bred innsikt og et godt grunnlag for tidlig å kunne se utviklingstrender og å lære på tvers av lisenser og selskaper. Organisasjonens evne til å utnytte den individuelle kompetansen på en kollektiv måte vil føre til at nye ideer blir utviklet, og bedre løsninger identifisert. Dette er av kritisk betydning for vår konkurransekraft, særlig fordi Petoro ikke er en operatør, men en proaktiv partner på norsk sokkel.

Det er organisasjonens kompetanse som gjør oss spesielle, sammen med vår evne til

å bruke kompetansen til å påvirke det som skjer på sokkelen. Da må vi være tidlig ute, vi må tenke strategisk og ha et langsiktig perspektiv på verdiskaping. Det er viktig for Petoro å sikre at vi har den riktige kompetansen, og at vi gjennom en samarbeidskultur er i stand til å utnytte den best mulig for å gjennomføre strategien vår.»

«Dreier dette seg mest om holdninger, eller tenker du på systemer?»

«Jeg deler dette inn i tre: For det første dreier det seg hver enkelt medarbeiders kompetanse – ferdigheter og kunnskaper. For det andre er det nødvendig å få til mer effektivt samarbeid som – understøttet av teknologi – gjør oss i stand til å finne kunnskap, dele den og samarbeide effektivt i den globale virkeligheten vi er en del av. Utviklingen av nye måter å forholde oss til og dele med hverandre digitalt har skjedd svært raskt og øker innovasjonshastigheten. Vi må finne måter å imøtekomme nye generasjoners appetitt på nettverksbygging og samarbeid gjennom sosiale medier på. Vi må bruke dette som en måte å

lære på og øve på i jobbsammenheng.

For det tredje må vi klare å etablere en dynamisk kompetanseorganisasjon uten at vi øker driftskostnadene for mye. Det betyr at ikke all kompetanse til enhver tid finnes blant våre 60–70 ansatte. Vi må også bruke våre nettverk og vår tilgang til eksterne kunnskapsmiljøer for å utvide Petoros samlede kompetanse.

For meg er dette nødvendige forutsetninger for at Petoro skal bli en enda mer effektiv lærende organisasjon.»

«Hvor starter du arbeidet?»

«Først og fremst er det viktig for meg å forstå Petoros rolle og vår funksjon. Hvor kan vi skape verdier? Hvordan kan vi påvirke dagsordenen for norsk sokkel? Hvordan får vi størst mulig effekt? Deretter er det selvsagt nødvendig å definere hva slags kompetanse som er nødvendig for å oppnå disse målene – hva vi har, og hva vi trenger.»

Fokusert. Balansert. Bærekraftig.



Mulighetene offshore i Norge er spennende, og vi har tenkt å spille en rolle når nye muligheter åpner seg innen energisektoren.

Vi ønsker å forplikte oss til bærekraftig vekst med en balansert portefølje av midler og et sterkt team av mennesker med felles verdier. Vi tror at med god planlegging kan vi produsere energi på en måte som maksimerer økonomiske og sosiale muligheter, mens vi samtidig minimerer miljøpåvirkningene.

Finn ut mer om Suncor ved å gå til suncor.com



Addressing tomorrow's challenges - today!



Success has a price. The increasing cost requires operational excellence in all areas - from license awards through maturation on to discovery, development and operation.

PwC Oil & Gas Centre of Excellence in Stavanger leads and coordinates projects and global initiatives to develop methodologies and expertise within E&P areas.

- **E&P Business process excellence.** We provide an adaptable approach to greenfield or brownfield process development and improvement - leveraging our internationally proven library of core and supporting processes. While focusing on anchoring across all functions and usability we enable change and secure governing documentation and updates to Business Management Systems.
- **Develop capabilities and a culture.** We provide an industry-tailored methodology for Strategic Competence Management. Whether the focus is scaling up, include business areas or to secure quality and compliance, our team will help your organization plan and execute change as a partner to the HR function.
- **Technology enablement.** Good processes, execution and capabilities depend on the availability of information. Our business and technology advisors offer support to assess current state, requirements and your desired state. To ensure that the organization is capable of operational excellence we provide services related to technology identification, selection and implementation.
- **Performance Management.** Traditional enterprise performance management approaches may fall short if applied to E&P organizations without considering their unique challenges. Lagging performance indicators do not provide sufficient visibility and room for improvement in long term investments and projects. By introducing leading practices from international E&P companies we advise clients on how to monitor processes, milestones and good industry metrics.



Contact

Ole Martinsen
Partner
Oil & Gas Industry Leader
+47 952 61 162
ole.martinsen@no.pwc.com

For further information, please contact us.

Wisting moves you into the future

Jump to OMV



Antony Harrison
Senior Explorationist

OMV Norway

The Austrian oil and gas company OMV is growing in the North.

Our exciting assets include Wisting, Gudrun, Gullfaks and Aasta Hansteen.
Read about your career opportunities on omv.no and make the jump!

Moving more. Moving the future.

