

Returadresse:  
Oljedirektoratet, Postboks 600, NO-4003 Stavanger

Porto befalt  
ved  
innleveringen  
P.P.  
Norge/  
Norge

B-blad



Vi tilbyr fakta-app  
om norsk petroleumsvirksomhet  
for folk i farten.

## App på alle plattformer

**Oljedirektoratets og Olje- og energidepartementets app for mobiltelefoner, Oil facts, er tilgjengelig for iPhone, Android- og WindowsPhone-telefoner.**

App-en baserer seg på data fra Oljedirektoratets faktsider og faktakart. Du får informasjon om felt, utvinningstillatelser, selskaper, produksjon og aktive letebrønner, samt nyheter fra Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet.

Kartfunksjonen viser felt og aktive letebrønner, alt koblet mot relevant bakgrunnsinformasjon. Brukeren kan også benytte en innlagt søkefunksjon.

App-en inneholder også en analysedel hvor du selv kan filtrere og sortere data. Disse kan du lagre som personlige favoritter for enklere å kunne oppdatere seinere. I analyse-delen kan du generere grafer.

Du kan velge mellom norsk og engelsk versjon. App-en er utviklet i samarbeid med selskapet Applaud.

Skjermbilder som illustrerer app-en kan oppleves her:  
<http://youtu.be/Wd1vKa3u028>

Vi har også laget en introduksjon som kan ses her:  
<http://youtu.be/4sE1wXaC6bU>

[www.npd.no](http://www.npd.no)

  
OLJEDIREKTORATET  
ISSN: 1504-1468



# CO<sub>2</sub>-fangeren

Svalbards skattejeger  
Fra Mongstad til månen  
Gudrun i tide

# NORSK SOKKEL

TIDSSKRIFT FRA OLJEDIREKTORATET NR 1 - 2013

# INNHOLD



4

Foto: Emile Ashley



Foto: Merit Gjesdal



Foto: Merit Gjesdal



Foto: Emile Ashley

Intervjuet: Inn til beinet.....	4
Kampen mot CO <sub>2</sub> -klokka.....	10
OD-profilen: Vokser ikke på trær.....	14
Hastverk gir dårlig økonomi.....	16
Reportasjen: I rute og til lavere kostnad.....	20
Naturfag: Fysikkens forlover.....	27
Gasshydrater til nytte og besvær.....	30
Overtar kjernevirksomhet.....	32
Mye vil ha mer.....	34
Styrket i troen.....	36
Steinbra: Sedimentalt.....	37
Grønlandske felttog.....	38
Fakta-app.....	40



OLJEDIREKTORATET

## NORSK SOKKEL

TIDSSKRIFT FRA  
OLJEDIREKTORATET  
NR. 1 - 2013

ÅRGANG 10, NR 1

### ANSVARLIG UTGIVER

Oljedirektoratet,  
Postboks 600, 4003 Stavanger  
Telefon: +47 51 87 60 00  
e-post: [postboks@npd.no](mailto:postboks@npd.no)

### REDAKSJON

Bjørn Rasen, redaktør  
Bente Bergøy Miljeteig, journalist  
Eldbjørg Vaage Melberg,  
kommunikasjonsrådgiver

### PRODUKSJON

Grafisk: Arne Bjørnen  
Trykk: Gunnarshaug Trykkeri AS  
Papir: Arctic Volume 200/130 gr  
Opplag norsk: 11 500  
Opplag engelsk: 2000

### LAYOUT

Art director Klas Jønsson

### ABONNEMENT ER GRATIS

[NorskSokkel@npd.no](mailto:NorskSokkel@npd.no)

### NORSK SOKKEL PÅ NETT

[www.npd.no/publikasjoner](http://www.npd.no/publikasjoner)

### FØLG OSS PÅ TWITTER

[www.twitter/oljedir](http://www.twitter/oljedir)

### FORSIDEN

Van Thi Hai Pham har som første i Oljedirektoratet tatt doktorgrad innen CO<sub>2</sub>-injeksjon.  
(Foto: Emile Ashley)

# LEDER

## Ansvarlighet

“ Det er snart 50 år siden oppstarten på norsk sokkel. Aktiviteten er stor og optimismen lever i beste velgående. ”

Optimismen blant aktørene på norsk kontinentalsokkel er større enn på lenge. Oppgavene og utfordringene står i kø. Nå er det viktig at alle parter tenker langsiktig og leverer høy kvalitet på arbeidet. Slik sikrer vi morgendagens inntekter til det beste for samfunnet.

Tilbudene til selskapene i 22. konsesjonsrunden er omfattende, med tilbud om utvinningstillatelse i jomfruelige områder, noen i Norskehavet og de fleste i Barentshavet sør. Alle nominasjonene til den 22. runden og de etterfølgende søknadene viser at industrien har fattet ny interesse for Barentshavet.

Noe av årsaken er nok funnene som utgjør «Johan Castberg». I Oljedirektoratet har troen på Barentshavet ligget fast – også i de årene majoriteten av selskapene viste en langt mer laber interesse enn hva som er tilfellet i dag.

Vi forventer også stor interesse etter at Stortingets vedtak om å åpne Barentshavet sørøst. Invitasjon til å nominere blokker kan komme allerede til høsten.

Barentshavet har vært – og er – en tålmodighetsprøve. De som vil høste i nord, må tenke langsiktig. De første blokkene ble utlyst i juni 1979. Nå passerer vi 100 letebrønner i dette havområdet. Snøhvit-feltet i produksjon, Goliat nærmer seg oppstart, mens mange andre investeringer

i letebrønner har ennå ikke gitt avkastning tilbake til samfunnet. Forhåpentligvis gir noen av de tildelingene i 22. konsesjonsrunde positive bidrag til totalregnskapet for Barentshavet noen år fram i tid.

Vår nylig framlagte rapport *Petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel – leting* gir oppdatert og verdifull informasjon til aktørene. De forventede uoppdagede ressursene er større enn de var for to år siden, da forrige ressursrapport ble gitt ut. Vi er fortsatt i en tidlig fase for utvikling av petroleumsressursene i Barentshavet.

Til høsten vil Oljedirektoratet publisere en rapport som belyser ressursene også i de mer modne områdene på sokkelen. Selv om det har vært mye oppmerksomhet rundt nye områder i nord, må vi ikke glemme jobben på og rundt de feltene som allerede produserer. Mye er ugjort, og det finnes fortsatt store mengder olje og gass som kan og bør bli utvunnet. Her har selskapene en vel så stor utfordring som å jakte nye ressurser i nord.

Olje- og gassletingen de siste årene har vært stor, med 40-50 letebrønner årlig. Suksessraten har vært høy, og noen av funnene har vært store. Her har de samme selskapene, som nå får nye tildelinger, et stort ansvar for at utbyggingen på våre nye felt følger

tidsplan og budsjett. Erfaringene viser at dette er krevende. Krevende er det også når selskapene skal ta høyde for framtidige prosjekter for økt utvinning.

Det er snart 50 år siden oppstarten på norsk sokkel. Aktiviteten er stor og optimismen lever i beste velgående. For å opprettholde dagens produksjonsnivå, kreves det gode beslutninger og gjennomføring av de oppgavene industrien påtar seg. Myndighetens oppgave er å se til at dette skjer til det beste for samfunnsøkonomien.



*Bente Nyland*

Bente Nyland  
oljedirektør



# Inn til beinet

Når skjelettsjef Jørn Harald Hurum går løs på knoklene han finner i Svalbards fjellsider, lukter det av bensinstasjon. Nå har han påvist olje på Svalbard.

| Bjørn Rasen og Emile Ashley (foto)

Vi er ikke på Svalbard. Men på let etter inngangsdøren på Geologisk museum i hovedstaden Oslo. Hele den massive steinbygningen fortøner seg som et fort. Den høye og vide inngangsdøren synes å være laget for å kunne slippe dinosaurer inn. Tykkelsen på døren er av en slik art at skrekkinngytende reptiler ikke skal få mulighet til å unnslipe når de først er lokket inn.

«Bare bra,» svarer Hurum, «vi forsker fortsatt på henne. Hun er inne på utstillingen.»

Det er hans spontane svar på hvordan det går med Ida. Det er to Ida i Hurums liv. Men nei, han har ikke datteren med på jobben i dag. Derimot er Ida – fossilet – til stede. Hurum forsikrer at det også går bra med datteren. Hun er ni og et halvt år gammel nå. Datteren hadde fellestrekk med den 47 millioner år gamle tyskeren Ida som Hurum unnfanger over en drink på en steinmesse i Tyskland. Et kupp, ifølge Hurum, som kun kostet museet én million kroner eller to. Det var ikke pengene som gjorde at han den gang lå søvnløs i to netter i september 2006.

Da Ida ble hentet hjem fra Tyskland kalte paleontologen henne opp etter datteren: «Det passet godt med tannsettet til den fossile Ida. Begge hadde melketenner. Ida hadde fått seksårsjekselen og begynt å få tolvårsjekselen da hun døde. Det var akkurat som datteren min var på den tiden, hun var i tannskiftet. Det var en grunn til at hun fikk navnet.»

Siden har han brukt mye tid på verdens beste datter og verdens beste fossil, «i alle fall verdens mest sjeldne fossil fordi hun er den eneste komplette tidlig-primat. De neste komplette primatene etter Ida kom da menneskene begynte å begrave hverandre. Alt imellom er ukomplett.»



For de av leserne som ennå ikke vet hvem Ida er, prøv søkemotoren Google. Her ble Ida eksponert til et sted mellom én og to milliarder mennesker da hun ble presentert. I 26 timer var Ida-logoen på forsiden av Google. Hurum mener det må være «det raskest formidlede forskningsprosjektet noen gang.»

Innenfor de tykke veggene på Geologisk museum ser det ut som om tiden har stått mer stille.

Etasjene er fylt opp av skjelettene til de forhistoriske rovdynene. Noen står uten bånd midt i lokalene, mens andre er vel innelåst i glassmontre. Det mest kjente, Ida, verdens eldste hele primatfossil er bare ett av mange i utstillingen der hun ligger innglasset. Det var mer schwung over det da verdenssensasjonen ble presentert i New York i mai 2009.

De aller kjæreste har Hurum tatt inn på kontoret sitt. Bak skrivebordet troner et to og halv meter høyt skjelett. Rommet ellers domineres av hodeskaller og andre beinrester i alle varianter. Og bøker. Mange av dem – og flere av dem barnebøker – har Hurum skrevet selv.

Etter fem minutter i selskap med førsteamanuensis på seksjon for forskning og samlinger lurar vi på om han egentlig driver med annet enn å dyrke hobbyen sin døgn rundt.

«Jeg driver altså med virveldyrfossiler – alt fra fisk til mennesker. Stillingen innebærer å være sjefen for alle fossiler med knokler i Norge. Jeg kan velge og vrake, jobbe med fisk eller dyr. Men jeg gidder ikke fisk, jeg synes fisk er kjedelig. Fiskeskjeletter har så mange knokler og er ikke like spektakulære som hos pattedyr.»

Hurum er ansatt her på dette kontoret som følger stillingen som vertebratpaleontolog. Han overtok det fra forgjengeren Natascha Heintz, som overtok etter sin far. «Og nå er jeg her,» smatter Hurum

forneid, og understreker at han har et liv og en familie utenfor jobben.

Apropos familie, forskere står steilt mot hverandre i diskusjonen om Ida har menneskelige trekk eller om hun tilhører lemurene.

Hurum digger debatten, og innrømmer at han heller mot apekatt når han ser anatomien til Ida: «Hun er 47 millioner år, mens splitten mellom lemurer og apekatter skjer for cirka 63 millioner år siden. Ida har trekk som kan føre i begge retninger. Når vi ikke har andre, gode fossiler som er like gamle, så er hun så unik, og vi klarer ikke å bli enige.»

Hvordan ser så forskeren som liker å stå til knes i gjørme og grave på fjerne steder at hans navn ved søk i Google først og fremst kommer opp sammen med Ida. Apefossilet har han jo ikke gravd fram selv, men kjøpt på en messe. Selgeren må ha vært en fossilsamler som har hatt henne i skuffen i minst 20 år.

«Han visste hva han hadde han, altså,» ler Hurum – «og det er reflektert i prisen.»

«Hvis du forstår samlere, så vet du at det å ha noe som er unikt gir selvtillit. Du nyter det gjennom å eie det. Det å ha vite at du har en verdenssensasjon som Ida under senga, det er sikkert en god følelse for en samler.»

Hurum er selv en samler i høyeste potens. Han sier seg enig i at han også kan karakteriseres som en historiker: «Ja, ethvert fossil er et tidsvitne som forteller om en tid vi ikke kan reise tilbake og se. Vi må prøve å forstå hvordan verden så ut den gangen. Jeg konsentrerer meg om store øgler fra periodene jura og kritt. Og en liten tur opp i eocen med Ida så klart. Jeg kunne jo ikke si nei til Ida.»

Ordet nei har ikke noen dominerende rolle i Hurums vokabular. Livet har for mange muligheter til det. Han vokste opp med «hvor-

dan» og «hvorfor». Han mener de dype tankene meldte seg i en alder av fem-seks år; «hvem er jeg, og hvor kommer jeg fra?» I en barnebok leste han historien om gutten som gikk langs veien og kastet stein. En av steinene sier: «Ikke kast meg, jeg er en trilobitt og jeg har en historie å fortelle. Historien var om livet før menneskene.»

«Da sa det bare klikk i hodet mitt. Fossiler er tidsvitner til historie menneskene ikke har opplevd og det hadde jeg lyst til å lære alt om.»

Bestefaren rådet ham til å holde igjen til skolestart, da kunne han få svar på alt han grublet på; om fossiler.

«Første dag på skolen spurte jeg læreren om dette. Kan du alt om fossiler? Det kunne hun selvsagt ikke. Jeg bestemte meg for å lære alt selv. Og det er jo det jeg holder på med fortsatt. Jeg prøver å forstå den tiden da det ikke var mennesker. Det å sette sammen økosystemer som ingen andre har gjort for oss, slik vi nå gjør på Svalbard, alt fra mikrofossiler til store øgler, og lager et bilde, et puslespill som ingen har gjort før. Det er drivkraften min.»

Han studerer enkeltdyr for å forstå dem, mens økosystemet på Svalbard settes under lupen for å forstå hvordan slammene ble avsatt, til hvilke mikrodyr som var der, og hvem som spiste hvem.

Hvorvidt dinosaurene og øglene spiste fish and chips kan han ikke svare på, men han har forsket på dinosaurenes måte å tygge på. En helt naturlig vitenskapelig oppgave å lage, ifølge Hurum: «Det var knusebitt hos dinosaurer jeg jobbet med. Ingen hadde studert underkjeven på tyrannosaurer ordentlig.»

Det golde øyriket i nord er hans lekegrind. Hva er det med Svalbard?

«Du slipper alt det fæle grønne som vi har rundt oss overalt; gress og trær som dekker til

Prosjektet innebærer at du setter av cirka 18 år av livet ditt for å beskrive noen øgler på Svalbard.



Svalbard-skjelettene blir lagt på paller, gipset med strie, forsterket med hylleskiner og isolert med mykt toalettpapir før et helikopter løfter fangsten ut. «Det tar maks ti dager å samle et stort skjelett. Tilbake på laben venter ni måneder med liming. Og etter det skrivejobben. Det går fort 1000 timer med arbeid før vi kan begynne å skrive artikkelen,» sier Hurum. Laboratoriet støper siden kopier og deler ut til museer i hele verden.

alt som er moro. Det er jo derfor geologer og paleontologer elsker ørkenen. Og Svalbard er jo en ørken. Du har muligheten til å gå på stein som ikke er dekket til. Du kan se geologien og finne fossiler mye enklere. Du slipper rotsystemer som holder ting på plass og mye vind fører til sterk erosjon. I løs skifer på Svalbard kan erosjon årlig grave fem centimeter innover, og det gjør jo at det hele tiden kommer fram nye knokler. Et område kan fra år til år se helt annerledes ut, og nye knokler kommer fram. Helt fantastisk.»

Man kan undres om Hurum er enestående eller om han møter internasjonale flokker av likesinnede som graver etter beinpioper i svartskiferen på Svalbard. Han er rask til å understreke at han er en

del av en gruppe, inkludert studenter og forskere fra ulike nasjoner. Det er gøy, men samtidig krevende. Og mange gidder ikke.

«Det å jobbe i Arktis og det krever mye logistikk. De fleste paleontologer er for late til det. De kommer, plukker med seg et par steiner og reiser hjem igjen for å analysere små fossiler. I fjor gravde laget hans – for hånd – 40 tonn skifer ut av et hull. Knoklene ble plukket ut før massen ble spadd tilbake i hullet. Slikt er det visstnok ingen andre som gjør på Svalbard.»

«Flere sier at dette er en form for akademisk selvmord. Åtte år med innsamling, til nå, betyr cirka ti år med liming av skjelettene hjemme i lab-en. Prosjektet innebærer at du setter av cirka 18

år av livet ditt for å beskrive noen øgler på Svalbard. Men ingen har gjort det før og ingen kommer til å gjøre det etterpå. Som forskning kommer dette til å stå veldig lenge.»

«Da er det fint å ha en fast stilling, litt hard hud og gi litt faen. Og være glad i friluftsliv.»

Prosjektet på Svalbard startet med et tips i 2003: «Vi har funnet del av et skjelett på Janusfjellet.» «Vi reiste selvsagt opp.»

Palvann – Paleontologenes venneforening på Geologisk museum – skulle feire 10 årsjubileum i 2004 og her kom festutfukten rekende på en fjøl: «12 stykker av oss reiste for å grave ut denne delen av skjelettet – én meter med hals og en luffe. Vi fant så 10-12 skjeletter til i løpet av to

Da Ida ble hentet hjem fra Tyskland kalte paleontologen henne opp etter datteren: Det passet godt med tannsettet til den fossile Ida. Begge hadde melketenner.

Når vi slår på kalksteiner i gamle metanoppkommer, så lukter det bensinstasjon. Knoklene til øglene er fulle av olje.

dager. Dette var ikke normalt og her hadde noe foregått.»

De dro senere tilbake for å etterforske mer. På en feltsejng dukket 30-40 skjeletter fra øgler opp. De store utgravingene startet i 2007 og har foregått årlig fram til nå.

Det er et hardt arbeid som skaper problemer med knær og rygg, beretter Hurum. De fleste har fått nok etter 14 dager, «men av og til presser vi det til tre uker. Da holder flere på å kollapse.»

Værvinduet oppe i 400 meters høyde på Janusfjellet er kun seks-åtte uker i året. Ikke hvem som helst er skikket til å stå og grave i gjørme under slike forhold. Hurum plukker gravelaget med omhu: Noen forskere, noen studenter og frivillige som kan gjøre praktisk arbeid: «I felten har vi bruk for folk som har mekket moped siden de var 12 år gamle – ikke bare folk som sitter i et telt og leser på særtrykk. Mopedmekking er viktig kunnskap å ha når en boremaskin ryker. Og så må vi ha en storviltjeger til å passe på våpen. De skal helst ikke være full av gjørme hvis isbjørnene blir for nærgående.»

«Mange akademikere som drar til Svalbard ligger i teltet når det er dårlig vær. Ellers så surrer de litt rundt på overflaten. Vi går dyper – dette er en helt annen type feltarbeid som jeg lærte i Canada.»

Arbeidet har gitt resultater. Pliosaurusen – døpt Predator X – er kronjuvelen. Først antatt å være 15 meter lang med ekstra store offer. Etter at ryggvirvlene var limt sammen i laboratoriet hjemme, måtte laget korrigerer funnet til 13 meter langt.

«Men den er helt rå; topprovdryret i næringskjeden. Pliosaurusen spiste alle de andre den måtte ha lyst på.»

Slikt blir det doktorgrader og vitenskapelige artikler av. Og barnebok. Hurum og kolleger publiserte boka *Monsterøglene på Svalbard* samme dag som de gav ut 18 vitenskapelige artikler om funnene.

«Vi formidlet hele funnet til barn samme dag som vi formidlet det til forskningsverden. Jeg synes det er viktig å formidle helhet, ikke publisere stykkevis og delt.»

Interessen for Nordområdene er økende på mange plan, fra storpolitikk, isfrie skipsruter mot øst og som leteområder for olje og gass. Spørsmålet er om Hurum bidrar med noe nyttig.

«Oljemessig? Tja. Et av biproduktene vi beskriver er svartskifer. Det er de samme øvre juragalagene som produserer i Nordsjøen. Oljeselskapene kan nyte godt av våre detaljstudier av strategifor og lagrekke i de mørke skiferne.»

Og joda, han har funnet olje på Svalbard: «Når vi slår på kalksteiner i gamle metanoppkommer, så lukter det bensinstasjon. Knoklene til øglene er fulle av olje. Når de knekker, lukter det skikkelig bensinstasjon. Og når vi brenner søppel på skiferen så brenner skiferen sammen med søppelet. Så det er veldig organisk rikt. Denne flytende oljen er beskrevet i den siste av de 18 nevnte artiklene.»

Han medgir at de mikroskopiske dinoflagellatene gir mer informasjon til oljeleterne. Det er heller sjelden at brønnfolket treffer knokler i borehull. Det finnes et unntak i utstillingen på Geologisk museum, dinosauren fra Snorre-feltet i Nordsjøen. En liten bit av den finnes også i Oljedirektoratet.

Under boring i Nordsjøen er det også påtruffet fiskeøgleskjeletter og svaneøgletenner i kjerneprøver. Uten at dette har ført til

økt reservoarforståelse.

«I noen gram svartskifer har du hundrevis eller tusenvis av dinoflagellater så det er enklere å bruke mikrofossiler i tolkning. Når du har 20 kilometer med fjellsider å studere så trenger du ikke å tenke i gram.»

Likevel kan også dinosaurene ha bidratt til oljerikdommen, hinner Hurum.

De har funnet to oljer som oppfører seg som nordsjøolje. En tredje olje – i knoklene – oppfører seg helt annerledes: «Vi lurur på om vi har funnet reptilolje for første gang. Vi kan ikke si det høyt ennå fordi vi mangler flere analyser. Men vi nevner det i den vitenskapelige artikkelen. Oljen fra øglenoklene kan stå som et nanobidrag til oljeressursene.»

Hurum ser likevel sitt fremste bidrag å gi viten til folket – å fortelle alt det spennende han kan lese ut av steiner. Slik har det vært siden gutterommet hans ble gjort om til museum: «Alle som kom på besøk til muttern og fatteren måtte på omvisning på mitt lille rom. Nå har jeg et stort.»

Som flere andre som stikker hodet fram og snakker entusiastisk og folkelig om faget sitt – så hoster Hurum kritikk. Det formidles for mye på én gang. Han utgir barnebøker samme dag som forskningsrapporten offentliggjøres. Han er i alle kanaler, ja til og med på barne-tv. Er han for ivrig til å oppsøke rampelyset?

Selv mener Hurum at han griper muligheten når den byr seg, «og jeg holder meg innenfor fagfeltet mitt. Alt har med paleontologi og geologi å gjøre.»

Selv da han skrev bygdebok om Nedre Eiker. Kommunen kom med penger. Han samlet gode krefter på universitetet og så lagde de en geologisk bygdebok på fem år. Ingen andre kommuner har tilsvarende om sine underjordiske skatter: «Vi forteller om undergrunnen, gruvedrift og kulturhistorien rundt gruvedrift. Mineral, fossiler og evolusjon. Jeg er selv en aktiv boksamler på geologisk litteratur.»

Siden ble det Svalbard-prosjektet for alle pengene. Så dukket Ida opp.

«Mange mente at jeg ikke burde avspore med et slikt primatfossil. Men direktøren gav meg lov.»

Hurum tror ikke alle forskere kan bli gode formidlere. De som er gode forskere, og ikke er gode på formidling, de bør få slippe å formidle: «Alle som har vært på et universitet, vet at det finnes de som aldri burde få lov til å forelese og til å formidle. Det bør verdsettes at det også går an å bli satt pris på fordi du formidler. Det å skrive barnebok når du er på universitetet, glem det liksom. Jeg får kritikk for å ha publisert en artikkel eller to mindre enn de andre i året, og så unngås det å nevne at du har skrevet to barnebøker samtidig. Barn er en viktig målgruppe.»

Han sier Norge burde hatt flere forskere som også er gode formidlere: «Vi har rollemodeller innen langrenn og fotball, og vi har popstjerner. Vi må også bygge rollemodeller innen andre områder også. Det nytter ikke bare å vise til et fag, du må våge å vise ansiktet ditt også. Hvis du ikke gjør det, så er faget for anonymt. Da jeg vokste opp så var alle forskerne som drev med kule ting, amerikanske. Jeg visste ikke om noen norske forskere.»

Hurum viser til at han alltid har hatt en dyp interesse for faget. Han ville studere for å lære mest mulig: «Det har noe med grunnen til at du studerer. Jeg ble skuffet da jeg begynte på geologi i Oslo. Jeg kunne like godt ha godt på BI eller studert juss. Mange av de jeg studerte med var dritflinke, men ikke interessert i faget. De var interessert i utdannelsen fordi

de så masse penger i den andre enden. De lærte de de skulle – for å komme ut i oljenæringen. Mulighetene for en karriere og penger overskygger den akademiske delen av det, og da er de i alle fall ikke interessert i en doktorgrad. Du får jo ikke noe særlig bedre betalt for det i oljeindustrien.»

Faget har alltid kastet lys over Hurums liv. Også privat. Han bekrefter historien om bryllupsreisen til Kirgistan. Det nygifte paret brukte dagene til å sikte fem-seks tonn med sand. Helt topp, mener han: «Jeg kan ikke slutte å snakke fag når jeg kommer hjem. Da kan jeg like godt være alene. Det var et absolutt must for meg å finne en geolog som konge.»

Hurum er fortsatt «godt gift». Han kan ikke bekrefte ferieplanene, men han jobber med en Alaska-tur. Der er det noen dinosaurfotspor...

Ser han enda lenger fram enn sommerferien, eksempelvis 10 år, så står Svalbard fortsatt i fokus. Han håper å ha bygd opp en forskningsgruppe på tidlig trias: «Jeg har store ideer på Svalbard om å gjøre det samme som vi gjør med jura. Nå har vi logistikken, leiren og kunnskapen om hvordan gjørme gjør det.»

Det er jo så spennende. I begynnelsen av triasperioden fantes fiskeøgler som ennå ikke så ut som fiskeøgler. De var mer krokodilleaktige og de svømte litt nærmere land. Noen av de første fantes på Svalbard.

«Det ble funnet biter av dem for hundre år siden. Ved å gjøre en ordentlig oppgave på dem – fem år i felt med ordentlig gjørme – da kan vi finne virkelig store ting,» sier Hurum.

### Eldre enn Ida

Fossilet av en sju centimeter lang «ape» er funnet i Kina. Dette skal ifølge Carnegie Museum of Natural History i Pittsburgh, USA, være 55 millioner år gammelt – mer enn sju millioner år eldre enn Ida. Historien om funnet stod i britiske *The Guardian* 6. juni.



Jørn Hurum fikk laget en oppblåsbar pliosaur i full størrelse – 15 meter. Lagde den i 2008. Laget i USA i 2008 av firma som laget ballonger til Thanksgiving og slikt. Den kostet 130 000 kroner. Blåst opp på Oslos hovedgate Karl Johan, inne i gylsaler på skoler, på olje- og forskningsmesser. På bildet står Ida – Hurums datter – under pliosauren.



Ida komplett. Originalen av Ida-fossilet (over) finnes på Geologisk museum. Besøkende kan også se Ida slik hun trog så ut opprinnelig (under).



# Kampen mot CO<sub>2</sub>-klokka

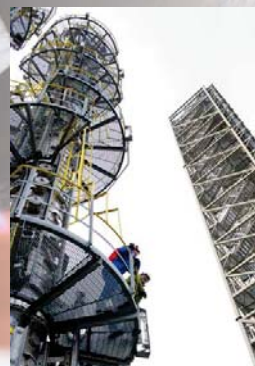
For at verden ikke skal bli opphetet, må karbondioksid (CO<sub>2</sub>) fanges og lagres. På Mongstad jobbes det med å gjøre fangsten billigere og mer effektiv.

| Astri Sivertsen og Marit Hommedal (foto)

■ **Testing.** Laboratorietekniker Vibeke Namstvedt analyserer aminoppløsningen fra anlegget.

“ Vi tester ut på vegne av samfunnet. ”

(Direktør Frank Ellingsen, testsenter Mongstad.)



■ **Større dimensjoner.** Desorpsjonstårnene på aminanlegget.

Mellom oljeraffineriet og kraftvarmeverket på Mongstad ligger utskytingsrampen til Norges månelandingsprosjekt. På veggen nedenfor administrasjonsbygget står det «catching our future» med store, blå bokstaver.

Det er to anlegg på tomta til testsenteret: Et som bruker en oppløsning av amin og vann, og et som bruker nedkjølt ammoniakk. Begge fanger karbondioksid fra eksosen fra gasskraftverket og fra krakkeranlegget på oljeraffineriet.

Ammoniakkanlegget står stille på grunn av ombygging, så akkurat nå er det bare aminanlegget som er i drift. Det fanger 3,4 tonn karbondioksid i timen fra gasskraftverket, men er i stand til å fange 15.

Begge anleggene kan hver fange 80 000 tonn karbondioksid i året, noe som gjør senteret til det største demonstrasjonsanlegget for karbondioksidfangst i verden i dag. Så langt er det såkalt «post-combustion»-teknologi som har blitt testet ut, altså etterrensning av avgasser. Og begge rensemetodene baserer seg på væskeformede absorberter.

Ifølge direktør for anlegget, Frank Ellingsen, er det ingen ting i veien for å teste ut andre metoder, og det er ledig plass på tomta for nye testanlegg.

«Vår styrke er tilgjengelig eksosgass fra to ulike kilder, og vi er i front med å evaluere og teste ulike teknologier,» sier han.

Aker Clean Carbon har designet og bygget aminanlegget og Alstom ammoniakkanlegget, og det er også de som eier resultatene av testene. Senterets oppgave er altså ikke å utvikle teknologi, men å legge til rette for at andre kan gjøre det.

«Vi tester ut på vegne av samfunnet, i samarbeid med eierne,» sier Ellingsen.

Senteret eies av Statoil, Shell og det sørafrikanske kjemi- og energiselskapet Sasol. Den norske regjeringen ved Gassnova er den største eieren med en andel på vel 75 prosent. Eierne kan ikke utnytte kunnskapene fra testsenteret til å utvikle egen teknologi, men de skaffer seg verdifull erfaring

ved å være med å bygge ut og drive fangstanleggene, forklarer Ellingsen.

## Oppdagelse

I løpet av det halve året som har gått siden oppstarten, har testsenteret allerede gjort en viktig oppdagelse. I samarbeid med flere forskningsinstitusjoner har det nemlig dokumentert at konsentrasjonene av amin som slipper ut i lufta under rensprosessen, er så små at de ikke har negative følger.

Aminrensing er den mest utbredte metoden for fjerning av karbondioksid, og frykten for at stoffet kan skade helse og miljø når det slipper ut i lufta, har lenge vært en *showstopper*, ifølge Ellingsen.

Eksosen fra gasskraftverket inneholder 3,5 prosent karbondioksid, mens den fra raffineriet inneholder 13 prosent – like mye som avgassen fra et kullkraftverk. Dermed kan erfaringene herfra overføres til den mest utbredte energi- og forurensningskilden i verden.

I dag er det åtte CCS-anlegg (Carbon capture and storage) i drift. Fem av disse ligger i Nord-Amerika, og alle bruker karbondioksid til å øke utvinningen fra oljefelt. To av de tre resterende anleggene er norske, og de opereres begge av Statoil. Siden 1996 har selskapet hvert år injisert om lag én million tonn karbondioksid i undergrunnen i Sleipner-området i Nordsjøen, etter at den har blitt utskilt fra gassen som transporteres til kontinentet.

Og for å hindre at karbondioksid fra Snøhvit-feltet slipper ut i lufta, har den siden 2008 blitt skilt ut fra brønnstrømmen og lagret i undergrunnen. Sammen med BP og statsoljeselskapet Sonatrach er Statoil også involvert i karbondioksidlagring på gass- og kondensatfeltet In Salah i Algerie.

## Økt utvinning

I Norge har det flere ganger blitt vurdert å ta i bruk karbondioksid for å øke utvinningen fra oljefelt. Grane, Statfjord, Oseberg Øst og Gullfaks har alle blitt utredet med tanke på å ta metoden i bruk.



■ **Gutten i røyken.** Lars Skov Olsen sjekker kjøleanlegget.



■ **Halvveis til månen.** Mekanikere inspiserer desorpsjonstårnene på aminanlegget.



■ **Skrifta på veggen.** Temperaturen på jorda kan ikke holdes i sjakk uten bruk av bruk av CO<sub>2</sub>-fangst og -lagring.

“ For at temperaturen i verden ikke skal stige med mer enn to grader, må 100 CCS-anlegg være i drift innen 2020, og over 3000 innen 2050. I dag er tallet åtte. (Kilde: IEA) ”

Men planene har strandet på grunn av manglende tilgang på karbondioksid og/eller fordi det blir ansett å koste for mye.

Økonomiske avveininger er også grunnen til at det ikke har blitt bygget nye CCS-anlegg i de siste fem årene, og at flere planlagte prosjekter har blitt utsatt eller lagt bort for godt.

Det regnes ikke som spesielt vanskelig å fange karbondioksid. Ulike typer industri har brukt deler av de vanligste fangst- og rense-teknologiene i mange år. Men det anses som avskrekking dyrt å ta metoden i bruk, med mindre investeringen betaler seg selv i form av for eksempel økt utvinning av olje.

Et fangstanlegg installert på et kullfyrt kraftverk, utgjør alene opp til 80 prosent av de samlede utgiftene til et komplett CCS-anlegg. På et gasskraftverk synker investeringene til omtrent det

halve, har Global CCS Institute i Canberra regnet ut. Instituttet dokumenterer også et faktum som kan synes opplagt, nemlig at kraftverk og industrivirksomheter som slipper ut karbondioksid produserer billigere uten CCS enn med CCS. I hvert fall så lenge det ikke koster noe å slippe ut denne klimagassen.

Halvparten av utgiftene til et fangstanlegg er investeringskostnader. Den andre halvparten er driftsutgifter. Derfor er det mye å hente på å effektivisere driften, og forklarer teknologidirektør på teststøtten, Olav Falk-Pedersen.

For noen år siden var han med på å utrede muligheten til å innføre karbondioksidhåndtering på Kårstø, og rapporten fra Norges vassdrags- og energidirektorat fra 2006 viser hva det koster å ta metoden i bruk.

«Et moderne gasskraftverk har cirka 59 prosent energieffektivitet.

Hvis et fangstanlegg kommer i tillegg, faller det til 50-51 prosent, inkludert transport og lagring.» sier han.

Virksomheten på Mongstad handler derfor ikke bare om å finne ut hvilke løsemidler som egner seg best til å ta opp karbondioksid. Det handler like mye om å gjøre driften av prosessanleggene mest mulig effektiv. Hvis vann- og energiforbruket blir mindre kan virkningsgraden økes til 52-53 prosent, ifølge Falk-Pedersen.

«Vi jobber med å fine-tune og optimalisere prosessanlegget. Det er derfor det er så mye målestyrer monteret på anlegget,» sier han.

Hver dag blir det tatt 100 manuelle prøver ute på anlegget, og 4000 målinger foretatt ved hjelp av datasystemene som overvåker prosessene. Teknologisenteret nyter også godt av naboskapet med oljeraffineriet. Det gir tilgang til

erfarne operatører som er vant til å styre prosessanlegg, og som kan gi råd om hvordan ting kan gjøres bedre.

«Det er alltid usikre faktorer forbundet med å skalere opp fra et lite testanlegg til full skala. Vi reduserer risikoen gjennom de erfaringene vi får ved å drive anlegget,» sier Ellingsen.

### Utbygging

Ifølge det internasjonale energi-byrået IEA er det umulig å nå målet om å begrense den globale oppvarmingen til to grader med mindre karbondioksidfangst og -lagring blir tatt i bruk i stor skala. Ved siden av energieffektivisering og fornybar energi, skal CCS alene bidra til at verdens karbondioksidutslipp reduseres med 20 prosent innen 2050. Det betyr at om lag 100 CCS-anlegg må være i drift innen 2020, og over 3000 innen 2050. Uten CCS kan det koste 70

prosent mer å oppnå reduksjonsmålene, advarer byrået.

Fatih Birol, sjeføkonom i IEA, har også uttalt at teknologien ikke blir tatt i bruk med mindre det finnes økonomiske insentiver til å investere i den, og at utslipp må koste penger. Så lenge det ikke er tilfelle, og lave priser på karbondioksidvoter heller ikke bidrar til å sparke i gang bygging av CCS-anlegg, er interessen laber.

«Det er klimautfordringene som er driveren for å ta i bruk CCS. Ikke økonomi,» sier Ellingsen.

Fallende gasspriser kan føre til at flere gasskraftverk blir bygget. Og IEAs ønske om at det skal koste penger å slippe ut karbondioksid, kan fort bli en realitet. Da kan det lønne seg å være forberedt og å stå klar med løsninger som har vist seg å fungere i praksis.

### To metoder

På tomte mellom oljeraffineriet på Mongstad, som eies av Statoil og Shell, og kraftvarmeverket, som eies av danske Dong Energy, er det to testanlegg for to ulike teknologier: Et som fanger karbondioksid ved hjelp av en oppløsning som består av amin og vann, og et som bruker nedkjølt ammoniak.

Det første bygget av Aker Clean Carbon og det andre av det franske selskapet Alstom. Testavtalen med Aker trådte i kraft i august 2012 og varer i 15 måneder. Avtalen med Alstom trådte i kraft i oktober 2012. Den varer i 13 måneder og kan forlenges til 19 måneder.

Teststøtten kostet 6,5 milliarder kroner å bygge, og stod ferdig i mai i fjor. Kontrakter med nye interessenter på aminanlegget og den ledige tomte skal inngås den 1. juli.

# Vokser ikke på trær

Oljedirektoratets første ansatte med doktorgrad innen CO<sub>2</sub>-injeksjon understreker at hennes arbeid kun utgjør en liten del av det store bildet. Van Thi Hai Pham minner om at CO<sub>2</sub> utfordring har relativt kort historie og at løsningen(e) inneholder mange ulike aspekter.

| Bjørn Rasen og Emile Ashley (foto)

**Oversikt.** Dr. Van Thi Hai Pham har bidratt til to atlaser som viser mulige lagringsplasser for karbon-dioksid i Nordsjøen og i Norskehavet. Det tredje atlas som tar for seg Barentshavet, er under utarbeidelse.

«Ja,» er dr. Phams umiddelbare svar på om hun betrakter mye omdiskutert karbondioksid som en ressurs eller et problem: «For sterk konsentrasjon av karbondioksid (CO<sub>2</sub>) er en av årsakene til global oppvarming. Vitenskap og politikk må samarbeide tettere for å redusere utslippene til atmosfæren. Den andre siden er at injeksjon av karbondioksid er kan være en ressurs for å utvinne mer olje gjennom EOR (Enhanced oil recovery).»

Nå er det ikke de store klimaspørsmålene dr. Pham har konsentrert seg om. Tittelen på doktorgradsarbeidet er *CO<sub>2</sub>-storage – Simulations for forecasting the effects and behavior of injection in geological formations*, simulering for å kunne forutsi effekten av karbondioksidinjeksjon og hvordan karbondioksid opptrer i reservoaret. Dette er sentrale elementer når karbondioksid skal injiseres i undergrunnen, enten for lagring eller til økt oljeutvinning.

## Reaksjon

«Jeg fant en modell for (mineral trapping) hvordan store mengder karbondioksid bindes i bergmineraler. I kontakt med mineralene reagerer karbondioksid og blir til karbonat som er stabil.»

I Oljedirektoratet har hun vært med på å kartlegge mulige lagringsplasser for karbondioksid på norsk sokkel. Arbeidet er presentert i to store atlas over Nordsjøen og Norskehavet. Det tredje og foreløpig siste atlas tar for seg Barentshavet. Det arbeidet pågår.

«Vi gjør en grundig jobb for å gi oversikt over de aktuelle stedene å lagre karbondioksid. Råd om regulering av hvordan – og hvor – dette eventuelt skal skje, er også en del av vårt mandat,» sier dr. Pham.

Som de fleste andre i direktoratet deltar hun i flere lag. Ett av dem følger opp Troll-feltet i Nordsjøen og ser til at rettighetshaverne utnytter oljen og gassen optimalt. Dr. Pham bruker også sin kompetanse til reservoar-

modellering og -simulering.

## Tilfeldig

Hun har fullført doktorgraden ved siden av full jobb. Temaet om injeksjon av karbondioksid var litt tilfeldig, medgir hun: «Jeg var motivert og liker å studere. Temaet ble foreslått for meg, og jeg slo til.»

Doktorgradsarbeidet består av fem vitenskapelige artikler. Fire er publisert og den siste er antatt.

Pham begynte i Oljedirektoratet i september i 2011. Hun kom til Norge fra sitt fødeland Vietnam for åtte år siden for å studere. Første stopp var Norges teknisk-naturvitenskaplige universitet (NTNU) i Trondheim hvor hun tok en mastergrad og ble reservoaringeniør. Etterpå dro hun til Oslo og begynte på doktorgradsprogrammet for lagring av karbondioksid. Hun disputerte på geologisk institutt i Oslo 15. februar.

Hun beskriver overgangen til Norge som en «veldig stor forandring. Førsteopplevelsen var at landet er fredfullt og litt kaldt. Den første praktiske utfordringen var å finne ut hvilken mat jeg skulle spise.»

Selv etter åtte år gjenstår det mye å utforske. Arbeidet med doktorgraden har krevd innsats hver kveld og en del helger, «selv om jeg har hatt litt fri innimellom.»

## Typisk norsk

Dr. Pham bekrefter de mange oppslagene om at få nordmenn gjør som henne – og topper utdannelsen med en doktorgrad: «Jeg hadde mange internasjonale medstudenter. Få norske.»

«De norske har et sosialt nettverk og de har utsikter til godt betalte jobber – selv uten å ta en doktorgrad. Selvfølgelig velger da mange det. Det er helt normalt å tenke slik. For oss kommer hit fra andre land er ikke situasjonen den samme, og vi har ikke det samme nettverket. Da faller det naturlig å studere mer.»

Hun sier hun trives og har funnet seg til rette. Den norske stilen er «direkte og ærlig, det går an å si nei. Folk respekterer at du skal ha et privatliv.»

Dr. Phams råd til utenlandske studenter er selv å ta initiativ hvis de ønsker mer kontakt, «fordi nordmenn er åpne og hjelpsomme bare du tør spørre.»

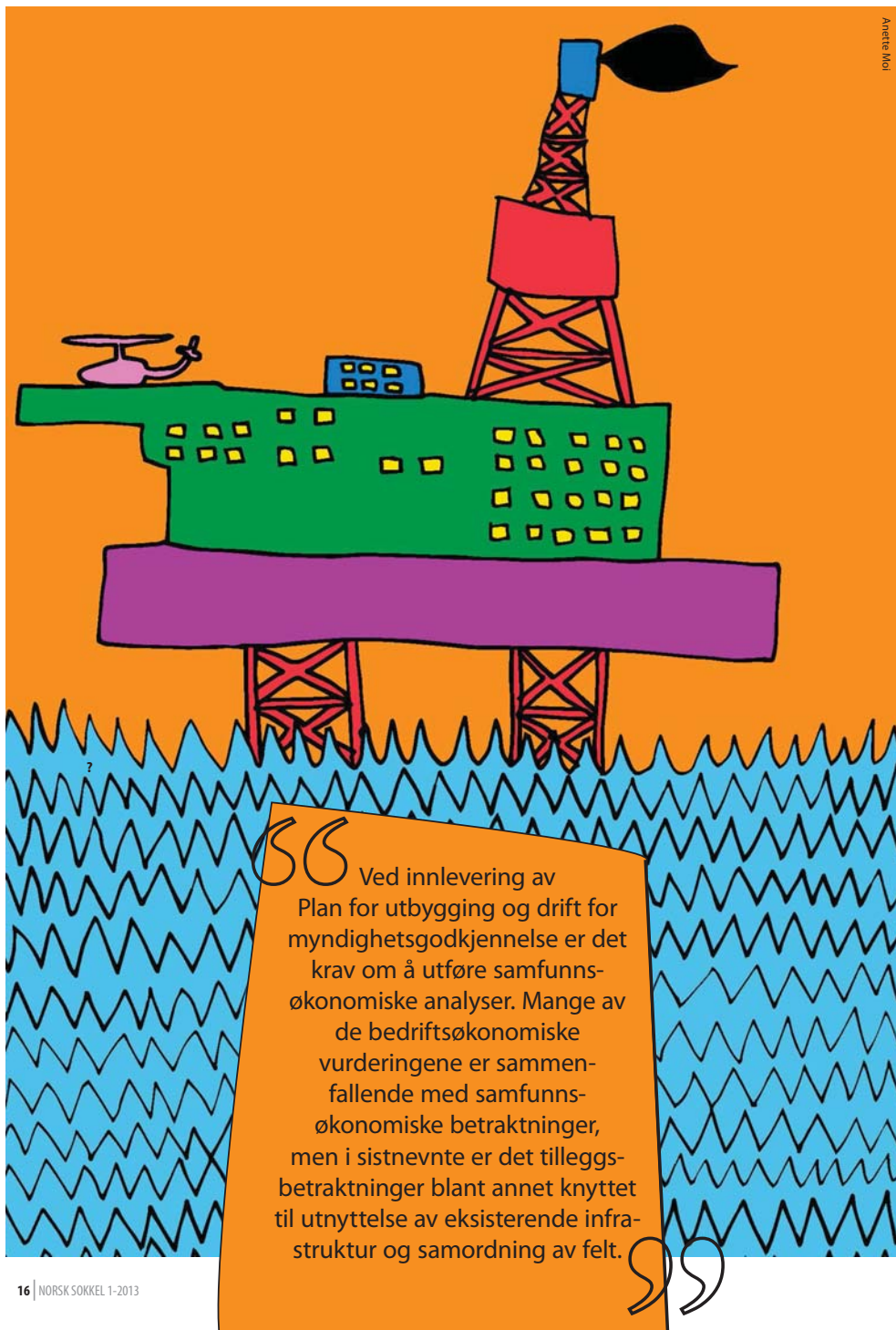
Som kvinne er også overgangen stor. I den delen av Asia hun kommer fra skal kvinner være mer være passive, «og slikt sett var det en vanskelig tilvenning her.»

I sin nye jobb har ikke dette vært noe problem og hun liker Oljedirektoratets modell hvor du kan delta i ulike lag: «Det gir meg muligheter til å teste meg og samtidig utvide perspektivet.»



**Respekt.** Hun finner nordmenn direkte og ærlige. Det er en stil Van Thi Hai Pham lever godt med.





SS Ved innlevering av Plan for utbygging og drift for myndighetsgodkjennelse er det krav om å utføre samfunnsøkonomiske analyser. Mange av de bedriftsøkonomiske vurderingene er sammenfallende med samfunnsøkonomiske betraktninger, men i sistnevnte er det tilleggsbetraktninger blant annet knyttet til utnyttelse av eksisterende infrastruktur og samordning av felt.

# Hastverk gir dårlig økonomi

Petter Osmundsen, professor i petroleumsøkonomi ved Universitetet i Stavanger, minner i denne kronikken om tidligere erfaringer og belyser bedriftsøkonomiske aspekter knyttet til hastverk i prosjektgjennomføring.

For oljeselskapene er det en kompleks avveining mellom å få inntekter tidlig og å forebygge ulemper knyttet til kostnadsoverskridelser, forsinkelser, problemer med kvalitet og manglende tilpasning av produksjonsutstyr til reservoar. Sterk aktivitetsøkning og valg av kontrollintensive innkjøpsløsninger kan vanskeliggjøre en effektiv prosjektoppfølgning.

Investeringsaktiviteten på norsk sokkel går i bølger. Opphopning av aktivitet på høy oljepris skjer med jevne mellomrom, med tilhørende kostnadsoverskridelser og forsinkelser. I dag er norsk oljebransje preget av høyt aktivitetsnivå, og vi opplever store overskridelser og forsinkelser allerede før investeringstoppen er nådd. Det kan derfor være greit å minne om tidligere erfaringer.

Ved innlevering av Plan for utbygging og drift (PUD) for myndighetsgodkjennelse er det krav om å utføre samfunnsøkonomiske analyser. Mange av de bedriftsøkonomiske vurderingene er sammenfallende med samfunnsøkonomiske betraktninger, men i sistnevnte er det tilleggsbetraktninger blant annet knyttet til utnyttelse av eksisterende infrastruktur og samordning av felt.

Vi har investeringstopper også i andre sykliske næringer, for eksempel i byggenæringen. Enkeltvis har ikke representanter for selskapene problemer med å

innrømme at alle ville vært tjent med en jevnere utbyggingstakt, for å sikre god kvalitet og unngå sterk kostnadsvekst og forsinkelser. Mer sekvensiell tildeling av kontrakter ville også gitt høyere norsk andel av leveranser. Men alle mener at det er prosjektene til de andre som skal holdes igjen, ikke deres. Markedsløsningen gir derfor opphopninger av aktivitet, med alle de utfordringer dette representerer. Planøkonomiske løsninger har minst like store utfordringer, så det vurderes stort sett ikke til å være et alternativ.

Må man ha slike store opphopninger av investeringer? Er det rasjonelt? Man kan stille spørsmål ved en del økonomiske aspekter knyttet til prosjektopphopning og hastverk i prosjektgjennomføring. Manglende tilpasning av produksjonsutstyr, kostnadsoverskridelser, forsinkelser, og kvalitetsutfordringer har i høyeste grad økonomisk relevans. I regnearket kan rask utbygging med mye parallellarbeid se bra ut – økonomisk verdi stiger når man får inntektene tidligere. I praksis er dette ofte beslutninger under sviktende forutsetninger – man får både overskridelser og forsinkelser. Hastverk koster.

## Store overskridelser

På 1990-tallet var det en rekke overskridelser på byggingssprosjekter på norsk sokkel. I

henhold til Investeringsutvalget (NOU 1999: 11) var samlede overskridelser større enn 30 milliarder, eller 27 prosent på analysetidspunktet for de 13 prosjektene utvalget analyserte.

Utvalget pekte på at gjennomføringen av de aktuelle prosjektene var kjennetegnet av kort gjennomføringstid, der man kortet ned på tiden både i fasen før igangsettelse av prosjektet og i selve prosjektet: »Den korte gjennomføringstiden har medført en stor overlapp mellom de ulike fasene i prosjektet; prosjektering, bygging og uttesting. Dette har ført til en økende risiko for at en feil/ending i den ene fasen medfører forsinkelser og økte kostnader i den neste fasen. Det har også ført til at en har begrenset mulighet til å løse uforutsette problemer i en fase uten at dette har fått konsekvenser for neste fase. Endringer av prosjektforutsetningene har derfor fått store konsekvenser for gjennomføringen.»

En sentral tilrådnning fra utvalget var *mer kvalitet tidlig*: »Et gjennomgående trekk i de prosjekter utvalget har sett nærmere på, er at beslutningsunderlaget var svakt da utbyggingen ble igangsatt og PUD ble godkjent. Utvalget mener det her er potensial for betydelige forbedringer, og anbefaler tiltak på følgende områder for å bedre beslutningsunderlaget i fremtidige prosjekter:

Større grad av fleksibilitet i prosjektgjennomføring, slik man har ved norske verft, har derfor en verdi i form av bedre ressursøkonomi.

Prosjektene bør utvikles så langt at utbyggingsselementer kan estimeres med rimelig sikkerhet før PUD-godkjennes.»

Dette samsvarer med internasjonale råd. For internasjonale megaprojekter er det 65 prosent som ikke når sine mål. Independent project analysis (IPA) har følgende råd til prosjektgjennomføring:

1. Foreberedelse er helt avgjørende (ellers arbeider man i blinde)
2. Etabler realistiske budsjetter og tidsplaner (optimisme er ingen dyd i prosjektsammenheng)
3. Gjør målsettingene klare og konsistente (unngå uklårheter)
4. Sats på kontinuitet i bemanningen (spesielt i nøkkelroller)
5. Ikke vær redd for å sette med farten (ønsket om å holde for høyt tempo, spesielt i planleggingsfasen, er en av de vanligste årsakene til fiasko).

### Modne forståelsen

Etter overskridelsene på 90-tallet var det en bred erkjennelse i bransjen at den burde bruke mer tid på å modne frem forståelsen av reservoarstørrelse og dreneringsstrategi for valg av utbyggingskonsept, samt videreutvikle de tekniske konseptene tilstrekkelig før byggestart.

Det gir et bedre utgangspunkt for å nå en høy utvinningsgrad. Samtidig blir kontraktsgrunnlaget bedre og dermed oppnåes et klarere ansvarsforhold. Hastverk gir generelt en svakere forhandlingsituasjon for utbygger, og utbygger må kjøpe seg fram i køen for enkelte kritiske deler. Ved et mer modent konsept kan designet i større grad frysas, og utbygger unngår kostnader til re-engineering og re-fabrikasjon. I den nåværende oppgangs-

konjunkturen er det indikasjoner på at noe av denne lærdommen er glemt. Det er usikkert om selskapene tar seg tid til å modne frem prosjektene skikkelig. Dette er spesielt bekymringsfylt etter som mange av de store prosjektene er satt ut til utenlandske verft der verftene, etter oljeselskapenes egne uttalelser, ikke er gode til å håndtere endringer. Oljeselskapene uttaler at det derfor er av avgjørende betydning å fryse designet. Det er følgelig enda viktigere å modne frem prospektene tilstrekkelig.

Hvis selskapene har det for travelt i oppstarten av prosjektet, gjøres det ofte til endringer underveis – og som fører til forsinkelser og økte kostnader. Anbud fra verft som ikke har erfaring med norsk standard, er dermed mer risikable enn for verft med slik erfaring. Av uttalelser fra ulike oljeselskaper, kan det virke som om dette elementet prissettes ulikt ved anbudsevaluering. Det kan skyldes ulike vurderinger av oppfølgingsbehov, eller at ulike oljeselskaper har ulik kompetanse og kapasitet innen oppfølging.

Bedriftsøkonomisk analyse er opptatt av fleksibilitet på inntektssiden, som kan prissettes ved hjelp av opsjoner. Underveis i prosjektgjennomføring får utbygger ofte ny informasjon om reservoaret, informasjon som kan tale for en justering av utbyggingskonseptet for å sikre best mulig utvinning. Større grad av fleksibilitet i prosjektgjennomføring, slik man har ved norske verft, har derfor en verdi i form av bedre ressursøkonomi. Norske verfts evne til spesialdesign kan også gi bedre ressursutnyttelse.

Er slike inntektsopsjoner tatt hensyn til i anbudsevalueringen, eller ser utbygger primært på kostnadssiden? Her må verdien av fleksibiliteten avveies mot

forventede ekstrakostnader. Kostnadsforskjellen kan i en del tilfeller bli for stor. Utbygger må også beregne forsinkelser og kostnadsoverskridelser ved norske verft.

### Prosjektstyring

Det kan også være litt overfladisk å skille mellom norske og utenlandske tilbydere, ettersom også «norske» tilbydere i sine pakker ofte utfører betydelige deler av prosjektet i utlandet. Et viktig skille går på hvem som utfører prosjektstyringen.

Kompetanse til å styre store utbyggingsprosjekter, som norske totalleverandører per i dag besitter, er viktig å bevare for den norsk oljeklyngen, også for oljeselskapene som bruker leverandørselskaper som rekrutteringsbase.

Det er ikke nok å ha gode planer. Det kan straffe seg å starte opp et prosjekt uten kompetente leverandører med tilstrekkelig kapasitet, samt tilstrekkelig egen kapasitet til å følge opp et prosjekt. Straffen kan komme i form av kostnadsoverskridelser, forsinkelser og utfordringer med hensyn til kvaliteten.

Oppfølging av utbyggingsprosjekter krever at operatøren har bygget opp kontrollsystemer – kompetente enkeltpersoner er ikke tilstrekkelig. Å ha nok menneskelige ressurser til å følge opp prosjekter, er en felles utfordring for nye og etablerte oljeselskaper, store som små. Et selskap som Hydro, som var kjent for god prosjektkontroll, hadde også store overskridelser på 1990-tallet da prosjektomfanget fikk en plutselig vekst. Ett problem var at selskapet ikke hadde nok kompetente prosjektmedarbeidere til å følge opp en så stor prosjektportefølle. Ser vi likhetspunkter i dag på norsk sokkel?

Det er en utbredt oppfatning

at dersom utbygger skal benytte leverandører som er nye for norsk sokkel, så krever dette økt oppfølging fra operatøren sin side. Statoil er tydeligvis ikke enig i dette. Til *Teknisk Ukeblads* nettgave 21. februar sier Anders Opedal, direktør for prosjekter i Statoil: «Vi bruker mellom 7-10 prosent av kostnadene på oppfølging. Bygger vi på Stord, må vi ha folk på pendling dit. Det samme gjelder for Korea. Vi ser ikke for oss et større team av ingeniører i Korea enn på et norsk verft.»

Når vi ser omfanget av etterarbeid på innretninger levert til norsk sokkel fra Asia og andre regioner, er ikke slike uttalelser betryggende. Mye avhenger av om leverandøren har erfaring med norske krav.

Opplysningen om hvor mye av kostnadene som skal gå til oppfølging er interessant. Med bruk av denne og gjeldende investeringsplaner kan vi regne ut hvor store ressurser som er planlagt å brukes på oppfølging, og ved å gjøre antagelser om lønnsnivå kan vi deretter gjøre det om til årsverk. Et grovt regnestykke for norsk sokkel som helhet kan være 40 milliarder i investering i utbygging for 2013 og én million i årslønn. Hvis vi antar sju prosent av kostnadene til oppfølging, tilsvarer dette 2800 årsverk bare for oppfølging av utbyggingsprosjekter.

Her kan vi gjøre ulike forutsetninger, og alle oppfølgingskostnadene er nok ikke lønn. Uansett illustrerer dette et svært stort oppfølgingsbehov.

Har man virkelig så mange erfaringer og kompetente folk til denne typen arbeid? Verden er blitt global, men ikke alltid når det kommer til arbeidskraft. Hvor mange erfaringer og kompetente personer innen teknisk kontroll og prosjektstyring ønsker å pendle til, eksempelvis Asia, over flere år? Med denne enkle beregning-

måten fremgår det dessuten at med overskridelser trenger utbygger flere til å følge opp.

### Onn sirkel

Dersom overskridelsen først er et faktum, så er den onn sirkelen etablert. Et prosjekt ute av kontroll krever erfaringsmessig betydelig mer ressurser og personell for å sluttføres enn oppfølging av et prosjekt som går i henhold til plan. I tillegg får et prosjekt som forsinkes, eller har behov for oppfølging ut over det planlagte, virkninger for de andre prosjektene i prosjektporteføllen. Kapasitet som skulle vært frigjort til nye prosjekter, bindes opp lengre enn planlagt og ekstra ressurser, må settes inn og fortrenger den kapasitet og oppmerksomhet som de øvrige prosjektene skulle nytt godt av.

Det er her viktig å huske at oppfølging av en sterkt voksende utbyggingsportefølle kommer på toppen av et kraftig voksende behov for prosjektoppfølging knyttet til omfattende og komplekse investeringer i felt i drift, samt 15 nye rigger som skal leveres til norsk sokkel. Noen av de nye riggene vurderer rettighetshaverne å eie selv, noe som igjen øker oppfølgingsbehovet.

I personellberegningene må det også tas med at nye aktører på norsk sokkel, som skal ha ansvar for store utbygginger, må sette av flere årsverk til oppfølging av partneropererte felt. Det samlede behovet for oppfølging må ses i forhold til kapasiteten. Utfordringen er at det tar mange år å lære opp folk til slike oppgaver.

### Tempo

Vi ser i dag en meget sterk vekst i petroleumsinvesteringene. Aktiviteten øker langt raskere enn selskapene er i stand til

å bygge kompetanse. Mange utviklingstrekk er like de man hadde på 1990-tallet og som resulterte i store overskridelser og forsinkelser. Mye taler for at oljeselskapene vil være tjent med et mer avdempet aktivitetsnivå, der man sikrer at prosjektene er tilstrekkelig modne og at man har nødvendig kompetanse til å gjennomføre prosjektene. Gjennomføringsstrategien bør være slik at kontrollbehovet står i forhold til selskapenes kapasitet.

Ulempene med forsert prosjektgjennomføring er velkjente i bransjen. Når de likevel kjører på for fullt, er et betimelig spørsmål om fokus er på utvikling av produksjonsvolum fremfor verdiskaping. Tanken må være at investorene sterkt vektlegger vekst i sine verdsettingsmodeller. De kan imidlertid ikke leve av volum alene, og oljeselskaper kan her komme i skade for å undervurdere sine investorer.

Investorene ser rett gjennom analytikernes fancy måltall. De forstår at oljevirksomheten er svært langsiktig og at det krever en balansert og langsiktig strategi for å skape verdier. Problemet med analytikernes måltall er at de er ufullstendige og at de skifter med moten.

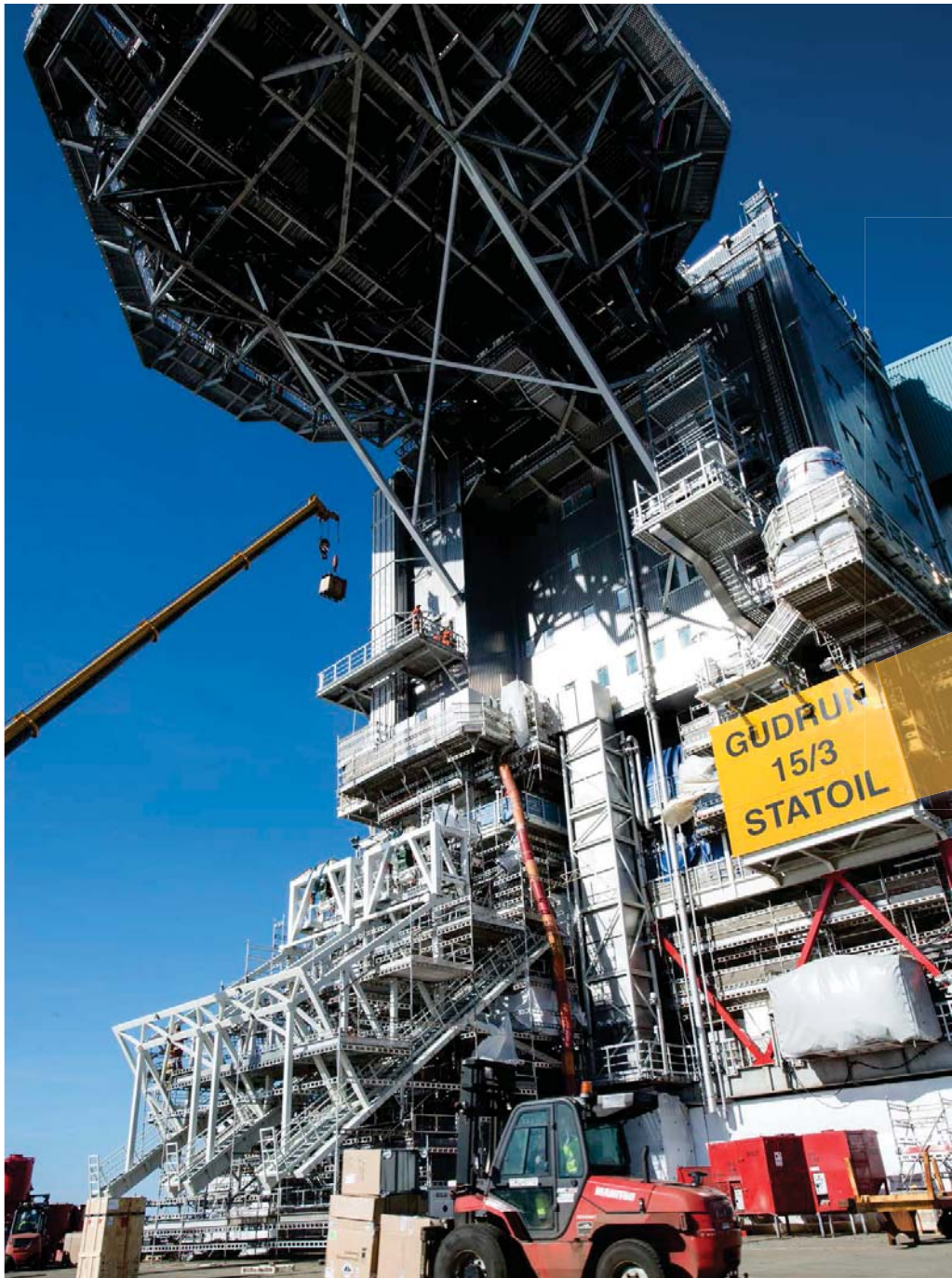
Dersom man skal jage etter måltall må dette i det minste være i forkant av trendene. Volum har vært på moten i perioden med høy oljepris, mens markedet nå er bekymret for oljeselskapenes store kapitaleksponering som følge av høye kostnader og høy aktivitet. Måltallet som seiler opp, er «fri kontantstrøm». Mange store og parallelle utbygginger gjør seg dårlig her, og overskridelser og forsinkelser kan bli helt ødeleggende.

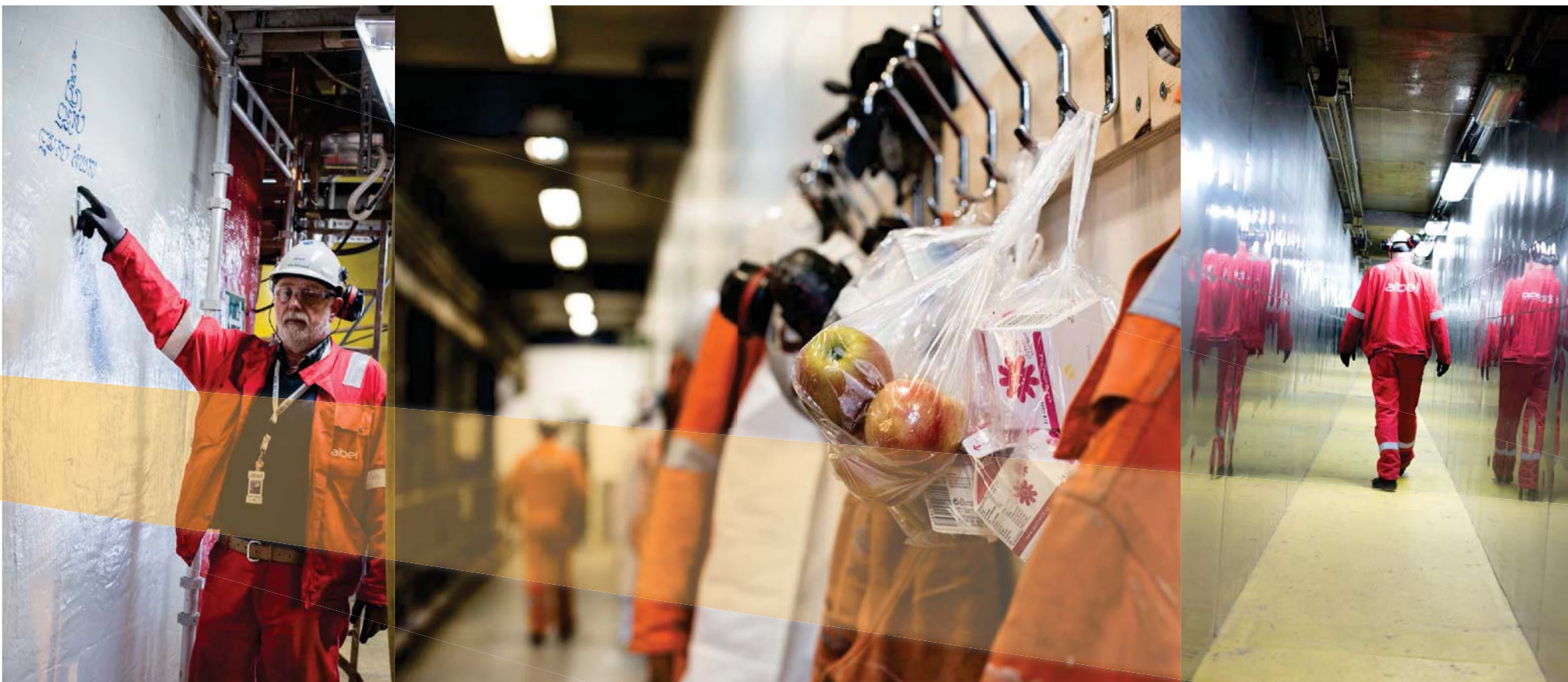
Det er en utbredt oppfatning at dersom utbygger skal benytte leverandører som er nye for norsk sokkel, så krever dette økt oppfølging fra operatøren sin side.

# I rute og til lavere kostnad

Utbyggingen av Gudrun følger tidsplanen og har en prislapp på to milliarder kroner under budsjett. Statoil og Aibel forklarer hvorfor og hvordan.

| Astri Sivertsen og Monica Larsen (foto)





Et velsignet prosjekt. Thailandske munkere velsignet modulene før de forlot landet.

Willy Strømsvold tester rømningsveien på en av modulene.

Den nest siste uka i mars er 1100 mennesker i arbeid på Aibels verft på Risøy i Haugesund. De fleste av dem er opptatt med at plattformdekket, som delvis stikker ut fra den enorme Nordsjøhallen, skal bli ferdig i tide.

«Det er fire måneder til *sail away*,» sier Aibels byggeleder Askild Mogleiv.

Den mekaniske delen av jobben var ferdig uken før. Nå er det maling, isolasjon og testing av diverse instrumenteringssystemer som gjenstår, før dekket taues ut i Nordsjøen i juli. Der skal den plasseres opp på stålunderstellet som har stått klart på feltet i to år allerede. Gudrun, som ble oppdaget for nesten 40 år siden, skal

fra neste år begynne å produsere olje og gass.

Det er sju år siden sist det var så mange mennesker i sving på verkstedet. Det var da den tidligere tankeren *Odin* ble omskapt til produksjonsskipet *Alvheim*.

«På en skala fra én til ti er dette en nier,» sier Mogleiv, og sikter til det store antallet mennesker som er involvert, og all oppfølgingen av ulike verksteder og underleverandører som prosjektet innebærer.

Aibel har kontrakt på både ingeniørarbeid, innkjøp og bygging av de tre modulene som til sammen utgjør Gudrun-dekket. Arbeidet har foregått i Oslo, Haugesund, Thailand og

Singapore, og har tatt over 3,5 millioner timer å gjennomføre. Nærmere to millioner av dem har gått med til selve byggingen. De to modulene som inneholder brønn- og prosesseringsutstyr ble bygget på Aibels verft i Thailand, før de ble fraktet til Haugesund og sveiset sammen med modulene med hjelpesystemer som har blitt bygget her.

Utsikten fra helikopterdekket er formidabel. Det ble forresten levert flatpakket fra Kina, forteller vår guide, integrasjonssjef Willy Strømsvold i Aibel. Det finnes riktignok en lokal leverandør av helikopterdekket et par kilometer unna. Men dekket fra Kina var billigere. Derfor ble det valgt. Alt

handler nemlig om pris.

Gudrun var beregnet å koste 20,3 milliarder, i henhold til planen for utbygging og drift fra 2010. Nå ligger sluttregningen an til å bli to milliarder kroner lavere. Siden kostnadsoverskridelser synes å være regelen heller enn unntaket i oljebransjen, krever det en forklaring.

Ifølge operatøren Statoil var de heldige med tidspunktet. Kontraktene ble nemlig satt ut like etter finanskrisen.

I 2009 var Gudrun det eneste prosjektet som var ute på anbud, forteller Aibels konserndirektør for feltutvikling, Stig Jessen: «Derfor ble det en veldig skarp konkurranse, og Statoil fikk veldig gode priser inn.»

## Bygger på erfaringer

Gudrun er en lettvariant av tidligere tiders utbyggingskonsepter. Plattformen har for eksempel ikke noe boretårn. Stålbeina i understellet er rette, slik at en borerigg kan komme helt inn til plattformen og skyve boretårnet sitt over brønnsliene på plattformdekket.

«På felt med høyt trykk og høy temperatur er det viktig å ha tørre brønnehoder,» sier sjefingeniør Petter Gundersen i Oljedirektoratet.

Ifølge ham kunne Gudrun like gjerne vært en undervannsutbygging, men da hadde brønnehodene blitt «våte». Det ville gjort intervensjoner og vedlikeholds-

arbeid dyrere og mer komplisert. Når brønnene er ferdig boret på forhånd, kommer også produksjonen tidligere i gang, legger han til.

Statoil har allerede tatt i bruk tilsvarende utbyggingsløsninger på Huldra-feltet og på Sleipner B: Det vil si plattformer uten boreanlegg, og hvor brønnene er boret på forhånd gjennom stålunderstellet før dekket er satt på plass. Det samme konseptet skal også brukes på Gina Krog, tidligere kjent som Dagny.

«Det er et konsept som er bra for mindre feltutbygginger, og for havdyp på rundt hundre meter,» sier Jan Einar Malmin, prosjektansvarlig for Gudrun i Statoil.

Malmin forklarer hvorfor det



Fire måneder til Gudrun-dekket forlater verftet i Haugesund.

har tatt 40 år før Gudrun starter produksjon: «For det første er det høyt trykk og høy temperatur i reservoaret, noe som byr på utfordringer. Disse er Statoil bedre i stand til å takle nå enn for 30 år siden, blant annet på grunn av erfaringene fra Kviteseid. Dessuten har det skjedd en del på teknologisiden innenfor boring, og det har også vært en utvikling når det gjelder å forstå undergrunnen.»

«I tillegg er det nok sånn at oljeselskapene bygger ut de enkleste feltene først, og tar de vanskeligere etter hvert,» sier han.

Da Gudrun ble besluttet utbygd, var det ikke så mye å velge mellom på norsk sokkel, legger han til. Gudrun var et av de mindre feltene som hadde ligget lenge på vent, og som takket være den teknologiske utviklingen kunne bli god butikk for Statoil og partnerne.

Selv om Statoil var heldig med *timing* av prosjektet, er det flere grunner til at det ser ut til å komme i havn til to milliarder under budsjett. Da er alle prosjektkostnadene, inkludert boreprogrammet, tatt med.

Malmin roser entreprenørene som ifølge ham har gjort «en glimrende jobb». Det gjelder de som bygget dekket og understellet, og de som leverte og la rørledningene.

Aibel var involvert i alle fasene av arbeidet med dekket. De gjorde studien, og kjente dermed alle forutsetningene når de gikk i gang med detaljingeniøring og konstruksjon, legger han til.

«Vi har gjennomført prosjektet nesten uten endringer. Det at vi bygger det vi faktisk hadde i bestillingene våre, er et viktig bidrag til at vi klarer å holde kostnadene nede. Men det viser

også at vi har entreprenører som har vært i stand til å levere det vi bestiller,» sier Malmin.

### Forlenger levetiden

Totalt sju produksjonsbrønner er planlagt boret på Gudrun. Men plattformdekket har 16 brønnsliker, noe som gjør det mulig å øke antallet brønner og ta inn nye funn etter hvert. Opprinnelig var nabofunnet Sigrun tenkt bygget ut med en havbunnsramme, og oljestrømmen tatt inn til Gudrun via en rørledning. I ettertid viste reservoaret på Sigrun seg å være svært fragmentert, slik at det ifølge Malmin ville bli for dyrt å bygge ut. Planene er derfor lagt bort inntil videre.

I stedet kan et annet nabofunn bli aktuelt å ta inn til feltet:

Det er Gudrun Øst, tidligere kjent som Brynhild. Det kan bli bygget ut ved å bore en ekstra brønn fra Gudrun. Beslutningen om dette skal tas i løpet av året, opplyser Malmin.

Opprinnelig var Gudrun tenkt å produsere til 2026. Levetiden har nå blitt forlenget med fire år. En av grunnene er vedtaket om å bygge ut Gina Krog.

Det gjør at det blir litt flere til å dele på driftsutgiftene. Dermed blir den positive inntektsstrømmen lengre på Gudrun enn den hadde vært uten Gina Krog.

### Konkurranse

Tidene skifter fort i oljebransjen. Bare to år etter at Gudrun var det eneste utbyggingsprosjektet på anbud kom det et ras av store

utbygginger på norsk sokkel, og markedet snudde helt rundt.

«Det er et veldig press på marginene våre,» sier konserndirektør Jessen i Aibel.

Han forteller at utviklingen i de siste tre årene, og merkostnader på grunn av den korte gjennomføringsplanen på dekket, har gått hardt ut over lønnsomheten: «Det egentlig ikke vært noen penger å tjene på kontrakten.»

For å kunne konkurrere med de store verftene i Sør-Korea, har selskapet lagt mye av byggevirkomheten til Thailand. Dermed har det etter hvert blitt mer sammenstilling enn fabrikkasjon av nybygg i Haugesund. Ifølge Jessen er dette en trend som blir sterkere framover: Norske byggeverksteder spesialiserte seg på sammenstilling av store dekk, mens fabrikkasjonen skjer i lavkostland.

Men hoveddelen av ingeniørarbeidet foregår fortsatt i Norge, hvor kunnskapen om Norsok-standarder og ulike selskapskrav er innarbeidet gjennom mange år. Dessuten er norske lønninger innenfor prosjektering fortsatt konkurransedyktige internasjonalt, ifølge Jessen.

Aibel har lagt ned en stor innsats i ingeniørfasen, slik at byggingen i Thailand ble gjort riktig fra starten. Det som ofte dreper lønnsomheten i fabrikkasjonsfasen er når ting må gjøres om igjen, forklarer Jessen. Med den norske engineeringen på plass, ble det også billigere å bygge i Thailand.

Jon Garborg, Aibels prosjektleder for Gudrun, forteller at ingeniørene i Singapore har gjennomgått et introduksjonskurs med en detaljert gjennomgang av norsk standarder og krav: «Det gjør at vi kan gjennomføre jobben



litt raskere neste gang.»

Aibels parallell til Statoils «fast-track»-modell er å dele opp arbeidet i såkalte «moduletter». Selskapet gjør ferdig de enkelte modulene - med maling, rør og kabelgater- mens de står på golvet. Det gir, ifølge Garborg, lett tilkomst og et bedre og sikrere arbeidsmiljø. Dessuten reduserer det faren for fallende gjenstander.

«Vi får ting på plass, og bokser dem inn før de løftes opp,» sier han. Metoden ble første gang tatt i bruk på Kvittebjørn-prosjektet i 2003 og anvendes både i Haugesund og Thailand. Men den krever mye planlegging og gir en del utfordringer med hensyn til innkjøp og fabrikkasjon.

«Det slår godt ut på produktiviteten vår når vi får det til. Når vi ikke får det til, går vi på en smell,» konstaterer han.

## Bygges ut etter 38 år

Guðrun ligger i blokk 15/3 i Nordsjøen, om lag 50 kilometer nord for Sleipner-området. Feltet ble påvist i 1975. Havgypet på feltet er 110 meter, og reservoarene som ligger 4000-4760 meter nede i undergrunnen har høyt trykk og høy temperatur. Feltet rommer 11,2 millioner kubikkmeter olje ( $\text{Sm}^3$  o.e.) olje, 6 milliarder  $\text{Sm}^3$  gass og 1,2 millioner tonn NGL.

Feltet skal produsere til 2030, og plattåproduksjonen er beregnet å ligge på 6 millioner  $\text{Sm}^3$  gass og 12 000  $\text{Sm}^3$  o.e. olje per dag. Operatøren Statoil har en andel på 75 prosent og GDF Suez 25 prosent.

Guðrun bygges ut med en fast produksjonsplattform med stålunderstell, og et prosessanlegg for oljen og gassen som skal sendes til Sleipner A for videre prosessering og transport. Feltet får strøm fra Sleipner. Plattformen skal ha fast bemanning.

Seadrill-riggen *West Epsilon*

borer produksjonsbrønner gjennom stålunderstellet som ble installert på feltet i 2011. Når dekket blir satt på plass på sommeren 2013, skal den samme riggen gjøre klar brønnene til produksjonsstart i første kvartal 2014.

Det 7000 tonn tunge stålunderstellet er bygget av Kværner Verdal. Aibel har kontrakt på ingeniørarbeid, anskaffelser og bygging av plattformdekket, som skal være ferdig på verftet i Haugesund sommeren 2013.

De to modulene som inneholder bore- og prosesseringsutstyr ble bygget på Aibels verft i Laem Chabang i Thailand. Den tredje modulen ble bygget delvis i Haugesund og delvis på skipsverftet Morska i Polen. Den inneholder blant annet boligkvarteret, bygget av Apply Leirvik på Stord, og ulike hjelpesystemer. Alle modulene blir satt sammen på verftet i Haugesund.

# Fysikkens forlover

Når fysiker og programleder Andreas Wahl får meldinger fra foreldre om at barna har sprutet tomater over hele kjøkkenet, vet han at han har lykket.

| Tonje Pedersen og Bård Gudim (foto)



**Tips til lærere.** Andreas Wahl reiser landet rundt med vitenshowene sine. For lærere har han utviklet et eget inspirasjonsforedrag. Målet er at de skal bruke noen av triksene i undervisningen.



**Hverdagstriks.** Hvordan kan saft og olje bytte plass? Fysiker Andreas Wahl er kjent for å underholde med morsomme vitenskaps eksperimenter. Selv lar han seg imponere av hverdagsfenomener.



**Sår frø.** Gjennom tv-skjermen håper Andreas Wahl å inspirere barn og unge til videre utforskning av naturfagene. I disse dager leder han to programmer på NRK.

De fleste husker en spesiell lærer. Det var den læreren som gjorde noe sprøtt og som alltid hadde nye spill på lur. Det er disse lærerne som skaper veksten og interessen for fag videre, mener Wahl.

For å fremme realfagene trengs det både gode lærere og læreplaner å forholde seg til. Jeg kan bidra til å endre holdninger, men jeg tror at vi trenger begge deler.»

Fysikkfaget har flere utfordringer for å kunne lykkes, framholder han. En av dem er å få ungdom til å forstå yrkene en fysiker kan ha. Yrkene må konkretiseres bedre for elevene: «Fysikk er ingen profesjonsutdannelse. Derfor er det vanskelig for barn og unge og vite hva de trenger faget til. Jeg ønsker å bidra til at neste gang de hører ordet fysikk, skal de tenke wow.»

### Mangfoldig

Fysikkens bredde er noe både skoler og arbeidslivet må bli

flinkere til å vise fram. Hvordan kan ungdommer ellers forstå at faget spenner seg fra laboratoriet og forskning til ledelse, industri, programmering og olje, undrer Wahl.

«Vi må møte fysikk med andre øyne. De som er glad i kreativitet, velger andre fag. Ingen har vist dem hvor kreativt fysikk er og at det handler om å skape løsninger som ennå ikke finnes.»

Selv prøver han å vise fram fysikkens vidunderlige verden gjennom vitensshow over hele Norges land. 29-åringen er programleder for Folkeopplysningen og for barne-tv på NRK. Wahl har også skrevet bøkene *Fysikkmagi* og *Nært – sært – spektakulært*, samt laget en app for fysikktriks.

### Show

«Vet du hvordan du kan finne ut om et egg er kokt eller rått? Du snurrer begge to på bordet, så stopper du dem et kort sekund med fingeren. Det som er kokt stopper med en gang, fordi innholdet inni er fast. Det som er rått, fortsetter å spinne, fordi innholdet i egget er løst.»

Slik lyder barne-tv-forklaringen til barna som følger ivrig med. Vi er med i tv-studio når Wahl gjør opptak til et nytt program. Og det er akkurat her rekrutteringen for realfag starter, mener Wahl. På barne-tv-nivå.

«Det er viktig å begynne så tidlig som mulig. Ved å henvende meg til de minste, håper jeg at jeg klarer å så noen frø av interesse.»

Den grunnleggende interessen for naturfagene er viktig for å få elevene med videre, mener han. Fysikkinteressen har han fra egen nysgjerrighet og ønsket om å forstå verden rundt seg. Han ble oppdaget av *Dagbladet* under et foredrag han holdt i 2007.

Tilfeldigvis satt det en journalist i salen som ble fanget av den engasjerte fysikeren. Dette førte til videoartikkelserien *Reale tricks*.

Berømmelsen ble forsterket gjennom deltakelse i flere populære program på fjernsyn. Siden den gang har kalenderen til Wahl vært sprengfull.

Gjennom sitt eget firma Vitenwahl reiser han land og strand rundt med vitensshowene sine. Han har hatt hundrevis av framføringer av de populære viten-

skapelige foredragene *Universet på 42 minutter – et vitensshow* og *Vi er alle stjernestøv*. Han har lærere som målgruppe og har laget et eget inspirasjonsforedrag for dem. Læring skjer enklere når fysikk gjøres folkelig. Når fysikk og underholdning møtes, blir det magi.

### Ikke kjedelig

«Ved å gjøre fysikk til underholdning, får publikum et litt annerledes møte med vitenskapen. Jeg dreper mytene om at dette er kjedelig. Dagens realist er ikke tørr og kjedelig. Han driver både rockeband på kveldstid og er engasjert i sport. Gjennom enkle verktøy, kan vi gjøre faget spennende,» sier Wahl i en pause under innspillingen i tv-studio.

Med en skog som bakgrunn kommer han ut av tv-skjermen på sitt eget ungdommelig sjarmende vis. Dette er ikke fysikeren med store briller og hvitt, bustete hår. Ei heller den som skriver kjedelige og uforståelige formler på tavla. Tvert imot er han den unge fysikkjekkasen som gjør seg godt på tv til mer enn å tiltrekke

seg jentene. Gjennom kompetansen og formidlingsevnen legger han inn små morsomme hverdagstriks fra fysikkens verden - som denne dagen, om hvordan saft og olje kan bytte glass.

«Legg saftglasset opp på glasset med olje og ha et plastkort mellom. Lag en liten åpning. Olja stiger og safta synker. Dette skjer, fordi safta har større tetthet enn olja,» forklarer han ut gjennom tv-ruta.

«Bra, Andreas!» skryter produsentene. Han har det i seg, mener de, kombinasjonen av sjarm og kompetanse, samt å kunne legge seg ned på mottakerens nivå: «Det er veldig gøy å møte barn, samtidig er det litt skummelt. De føler jo at de kjenner meg veldig godt. Da skal det mye til å innfri forventningene deres om hvem jeg skal være.»

### Hverdagstriks

Bakepulver, eddik, saft og egg. Triksene er de samme, men forklaringene er forskjellige ut fra publikum han snakker til. Enten han er på eldre presenter, barneskoler eller holder foredrag for næringslivet,

bruker han de samme metodene. Naturlovene er like spennende uansett.

«Det er helt spesielt å jobbe live. Det som skjer mellom mennesker som er samlet inni et rom, kan være magisk. Når jeg står på scenen jakter jeg på slike øyeblikk. Med ungdom kan det fort bli en dialog etter triksen. Det er fascinerende å se når de forstår, blir revet med og deltar.»

Selv har Andreas Wahl bakgrunn fra Norges teknisk vitenskapelige universitet (NTNU) med en mastergrad i fysikk og praktisk-pedagogisk utdanning. Han lar seg fascinere av hverdagsfenomener som: «Hvordan kan vann som er gjennomskiktig bli hvitt når det deles opp i små dråper, som i en sky?» Eller «Hvordan kan blankt vann og litt grønn såpe bli til helt hvitt såpeskum?»

Triksene for å vise dem fram finner han på Internett, i bøker, hos tidligere lærere, tips fra seere eller YouTube. Han tilpasser dem og forsøker å gjøre dem til sine. «Jeg stjeler fra andre og håper de stjeler fra meg,» ler han.



# Gasshydrater til nytte og besvær

For første gang utvinnes gasshydrater. Det skjer i Japan – et land som mangler egne konvensjonelle energikilder. Fukushima-ulykken for to år siden har ført til at japanerne er på desperat jakt etter en erstatning for atomkraften.

| Astri Sivertsen

Utenfor kysten av Japan er det trolig gasshydrater nok til å dekke landets energibehov i flere hundre år. Derfor følges prøveproduksjonen til det statseide olje- og gasselskapet Joggmec med argusøyne, også internasjonalt.

Gasshydrater – også kalt isgass – er hovedsakelig metan som er pakket inn i et gitter av iskrystaller. De ser ut som is, men tar fyr når de antennes. Hydratene dannes under høyt trykk og lav temperatur, og finnes derfor i arktiske strøk – blant annet i tundraen – og på store havdyp.

Russerne har siden 1970 produsert hydratgass fra et av verdens største gassfelt, Messojakha i Sibir. Halvparten av gassen herfra kommer fra hydrater som har smeltet underveis. Men forekomsten av hydrater var ikke kjent da feltet startet opp. Derfor er pilotproduksjonen utenfor Japan den første planlagte hydrat-

produksjonen i verden.

Noen forskere har anslått at det finnes dobbelt så mye energi i gasshydratene som i alle andre fossile energiresurser i verden, inkludert kull. Men størrelsen på forekomstene er usikre, og det kreves store konsentrasjoner av isgassen for at den skal kunne tas ut og nyttiggjøres.

## Ustabil

En av ulempene ved gasshydratene er at den kjemiske forbindelsen er ustabil, og at utslipp av metan til luft kan ha store negative følger for klimaet. Metangassen er nemlig en drivhusgass, med en oppvarmings-effekt som er anslagsvis 25 ganger større enn karbondioksid (CO<sub>2</sub>).

«Hydratreservoarene er unike. Hver eneste er ulikt andre,» sier Bjørn Kvamme, professor i petroleums- og prosesssteknologi ved Universitetet i Bergens Institutt for

fysikk og teknologi.

Hydratene smelter i kontakt med varme og mineraler, og egenskapene avhenger av den lokale strømmingen av grunnvann. Det gjør bildet mye mer komplisert enn for olje- og gassreservoarer, legger han til.

Samtidig er det ifølge Kvamme enklere å utvinne hydratgass enn for eksempel skifergass, som har ekstremt små porer og lav permeabilitet: «Oljeindustrien har vært skeptisk, og har sett på dette som noe mystisk. Men det er bare snakk om modifikasjoner av eksisterende teknologi.»

Forskningen på hydratutvinning har stort sett blitt utført av geofaglige disipliner, mens det ifølge Kvamme har kortet på kunnskaper om fysikk og strømningsdynamikk.

Sammen med sin professor-kollega Arne Graue ved samme institutt, har Kvamme utviklet en

teknologi som erstatter metanmolekylene i hydratene med CO<sub>2</sub>-molekyler, slik at gassen blir mer stabil. Det skjer ved hjelp av CO<sub>2</sub>-injiserings, og gjør at metanet lettere kan produseres, samtidig som problemgassen CO<sub>2</sub> blir lagret.

## Laber interesse

Metoden har blitt testet ut i Alaska og Canada, i samarbeid med ConocoPhillips og Joggmec – og med godt resultat. Men etter at skifergassen gjorde USA selvfor-synt med gass, har interessen dabbet av.

I Asia er den derimot på topp. De to professorene vet ikke om prøveproduksjonen som nå pågår i Japan, har tatt i bruk denne teknologien. Men de store forekomstene av CO<sub>2</sub> i denne verdensdelen gjør at det hadde vært naturlig.

Gassen i Sleipner-området i Nordsjøen inneholder omlag

ti prosent CO<sub>2</sub>. Et så stort CO<sub>2</sub>-innhold er et problem, og den blir derfor fjernet og lagret i undergrunnen før gassen eksporteres.

Til sammenligning inneholder gassen i det enorme Natuna-feltet utenfor Indonesia 70 prosent CO<sub>2</sub>, opplyser Kvamme.

Hydrokarbonreservoarene i hele Sørøst-Asia inneholder ekstremt mye CO<sub>2</sub>. Men det finnes ikke potensielle lagringsreservoarer som har så god kapasitet og gode forseglingssegenskaper som for eksempel Utsira-formasjonen på norsk sokkel.

«Det er et opplagt marked for denne teknologien i Asia, hvor noen land har få energiresurser og et stort behov for energi,» sier Graue.

I tillegg til Japan, satser Malaysia, Indonesia, Sør-Korea og India tungt på forskning og prøveproduksjon av gasshydrater. Hvis de lykkes, kan mye bli annerledes.

**Framtidens energikilde?**  
Gasshydrater produseres utenfor kysten av Japan.  
Foto: Japan Oil, Gas and Metals National Corporation (Joggmec)

## Store reserver i nord

Det er trolig store forekomster av gasshydrater i Barentshavet. Blant annet er det gjort funn som tyder på at det finnes i områdene rundt Skrugard og Havis, i de øverste 600

metrene av undergrunnen. Det opplyser professor Jürgen Mienert ved Institutt for geologi på Universitetet i Tromsø. Han leder Centre for Arctic Gas Hydrate, Environment and Climate (CAGE), som fikk status som Senter for fremragende forskning i november i fjor.

I tillegg til å forske på metanhydrat som en potensiell energi-kilde, jobber senteret med å avdekke hvilken rolle metanen i undersjøiske reservoarer og i havet i arktiske strøk spiller for framtidens havmiljø og det globale klimaet. Ifølge Mienert kan en økning i havtemperatur føre til at store mengder metangass blir sluppet ut i atmosfæren.

Senteret planlegger å kartlegge eventuelle forekomster av gasshydrater på de nordøstlige delene av Svalbard, på grensen mellom Norge og Russland. Det skal samles inn seismikk i området, sannsynligvis neste sommer. Også kontinentalsokkelen nordost for Grønland er ifølge Mienert interessant, men på grunn av sjøisforholdene er området vanskelig tilgjengelig.

## Rasfare!

En fem meter høy flodbølge skylte over kysten av Vestlandet for over 8000 år siden, utløst av Storegga-raset på kontinentalsokkelen.

Forskere mener at gasshydratene bidro til raset's enorme omfang. De hadde blitt ustabile på grunn av oppvarmingen av havet etter siste istid. Da sokkelen begynte å rase ut, fulgte derfor de ustabile områdene med i raset.



# Overtar kjernevirksomhet



**Studier.** Kjernelageret og visningsrommet er mye brukt av studentene ved NTNU, ifølge Atle Mørk, som er seniorforsker ved Sintef Petroleumsforskning og Mai Britt Mørk, som er professor ved Institutt for geologi og bergteknikk ved NTNU. I bakgrunnen studentene Kristoffer Solvi, Ane Andrea Svinth, Turid Haugen, Even Nikolaisen og Gareth Lord.

Bak mer enn tre meter tjukke vegger i en tidligere ubåtbunker i Trondheim lagres totalt 6,6 kilometer grunne stratigrafiske borekjerner av bergarter fra norsk sokkel. I februar overtok Oljedirektoratet eierskapet til kjernene fra Sintef Petroleumsforskning etter at de en årrekke var forvaltet av Vitenskapsmuseet ved Norges teknisk vitenskapelige universitet (NTNU).

| Bente Bergøy og Emile Ashley (foto)

«Oljedirektoratet har et overordnet ansvar for geologisk kjerne-materiale fra kontinentalsokkelen. Vi forvalter det, og vi legger til rette for at forskere, studenter og oljeselskaper kan studere det. Vi er svært glade for at vi har fått hånd om denne samlingen,» sier oljedirektør Bente Nyland.

De grunne boringene ble gjennomført fra 1982 til 1993 i regi av daværende Institutt for kontinentalundersøkelser (IKU) – nå Sintef Petroleumsforskning AS. I denne perioden ble det arrangert ett til tre tokt årlig med boreskip. Deler av norsk sokkel ble kartlagt ved hjelp av grunn, høyoppløselig seismikk og grunne stratigrafiske boringer. De fleste grunne brønnene ble boret i Norskehavet og Barentshavet.

I Oljedirektoratets steinlager i Stavanger finnes kjerneprøver og borekaks fra nesten alle lete- og produksjonsbrønner som er boret på norsk sokkel. Men borekjernene er stort sett bare fra reservoarbergarter. Geologer vil helst ha mange meter med kjerner fra en brønn i stedet for bare borekaks, men det blir for dyrt. Hver meter med kjerneboring kan koste flere 100 000 kroner å bore.

«Vi boret fullkjerner fra havbunnen, gjennom både kilde- og reservoarbergarter. Derfor gir prøvene nyttig informasjon om undergrunnen,» forteller Atle Mørk, seniorforsker ved Sintef Petroleumsforskning, mens han loser oss gjennom det moderne visningsrommet.

Arbeidet ble finansiert av en rekke oljeselskaper gjennom ulike

prosjekter og samlingen består av 6,6 kilometer borekjerner fra mer enn 90 hull fra norsk sokkel.

IKU boret grunne brønner på vandyp mellom 100 og 1500 meter. De grunneste brønnene ble boret til bare få meter under havbunnen, de dypeste til nesten 600 meter. Hvert tokt kostet rundt 20 millioner kroner, den totale prisen, inkludert bearbeiding, kom på nær 500 millioner kroner.

Borelokalitetene ble bestemt på grunnlag av detaljert seismisk kartlegging, og analyser av prøvene ga svært nyttig informasjon. «Borelokalitetene ble valgt der interessante lag ligger nær havbunnen og hvor disse kan følges nedover til strukturer av interesse for oljeleting,» sier Mørk.

I visningsrommet ligger det visningskutt støpt i epoksy fra nesten alle de stratigrafiske borekjernene som er samlet inn. I kjernelageret ligger resten av borekjernene fra hver brønn sirlig systematisert i kasser.

«Først boret vi med vanlig jordbor, til vi kom ned til fast fjell. Derfra brukte vi diamantbor. Vi hentet opp tre meter kjerne for hver gang vi heiset borerøret opp på dekk,» forklarer Mørk, som vet mer om kjernematerialet enn de fleste. Ikke bare var han med på de fleste boretoktene, han har også analysert prøvene i etterkant.

Resultatene fra prosjektene og seinere arbeid er dokumentert i en rekke rapporter og publikasjoner. Og materialet er stadig aktuelt. De geologiske prøvene fra de grunne borehullene brukes

til forskning og undervisning, for eksempel i forbindelse med kurs, prosjekt- og masteroppgaver først og fremst ved NTNU.

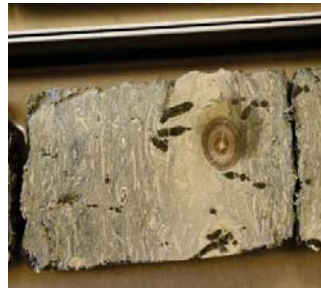
Borekjernene er mellom fem og sju centimeter i diameter, og de er delt på langs. De gir en rask oversikt over bergartstyper og sedimentære strukturer. Kjernene kan brukes til forskning innen en rekke områder, for eksempel sedimenttyper, stratigrafi, avsetningsmiljø og klimavariasjoner.

Alderen på prøvene spenner fra ordovicium (om lag 450 millioner år siden) til kenozoikum (kun 2,5 millioner år siden).

«Kjernelageret og visningsrommet er mye brukt av NTNU. Vi har for eksempel kjørt flere kurs i sedimentologi for geologistudentene, og flere studenter har brukt kjernene i sine masteroppgaver» sier Mai Britt Mørk, som er professor ved Institutt for geologi og bergteknikk ved NTNU.

Også oljeselskapene studerer materialet i forbindelse med utforskning av kontinentalsokkelen og leting etter olje og gass – blant annet ble de mye brukt da selskapene forberedte sine søknader til 22. konsesjonsrunde på norsk sokkel i fjor.

Planen er at borekjernene fortsatt skal oppbevares i kjernelageret i Trondheim. Oljedirektoratet og Sintef Petroleumsforskning har inngått en avtale om å dele på utgiftene for leie i ti år, med muligheter for forlengelse. NTNU som hovedbraker (kurs og studentarbeid) tar seg av den praktiske driften av lageret.



**Blekkspurt.** Bildet viser en kalkstein med mange muslingfragmenter og et tversnitt av en fossil blekkspurt, belemnitt.



**Kutt.** Even Nikolaisen og Turid Haugen studerer visningskutt.



**Kjerner.** I visningsrommet ligger det visningskutt støpt i epoksy fra nesten alle de stratigrafiske borekjernene som er samlet inn.

# Mye vil ha mer

Som ny sjef i Petoro har Grethe K. Moen ansvar for en tredjedel av Norges olje- og gassreserver. Hun har vært direktør for modne felt i selskapet, og ser fortsatt dette som et prioritert område. I tillegg vil hun ha full oppmerksomhet mot utviklingen av nye funn og mot muligheter i gassverdikjeden.

| Bjørn Rasen og Per Lars Tonstad. Foto: Emile Ashley



Vi møter Moen få dager før hun tar over stafettspinnen etter Kjell Pedersen som administrerende direktør i Petoro, statens forretningsmessige ivaretager av Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). Noen programerklæringer vil hun ikke gi da. Men på spørsmål om hva hun ser som de store utfordringene på norsk sokkel – og hvilke muligheter som lokker, begynner hun med sitt tidligere ansvarsområde: «Jeg ser det fortsatt som en prioritert oppgave å øke utvinningen fra de modne feltene. Og vi må ta beslutninger om tiltak nå, ellers blir enorme verdier liggende igjen på sokkelen.»

Men hun ser også de store mulighetene som ligger i andre deler av virksomheten: «Nå får vi nye store utbygginger, eksempelvis Johan Sverdrup-feltet i Nordsjøen, flere år etter at vi trodde det var slutt på elefantfunn. Det er nesten i overkant av hva vi turte å håpe på. I tillegg har Johan Castberg-funnet bekreftet Barentshavet som en ny oljeprovins. Nordområdene er spennende,» sier Moen.

Hun understreker samtidig at «vi tar med oss vår beste kompetanse og beste praxis innen helse, miljø og sikkerhet.» Moen har tidligere ledet HMS-arbeidet innen Shells oppstrømsvirksomhet i Europa – parallellt med at hun var direktør for Shells undersøkelse og produksjon på norsk sokkel.

Hun ser også fram til å arbeide med gassverdikjeden. Det er et område hun tidligere har vært engasjert i. Som ny i Statoil, arbeidet Moen på midten av 1980-tallet med de store Troll-avtalene som for alvor løftet Norge som gassnasjon. For tiden er det store endringer på gang i gassmarkedet, og med det også betydelig usikkerhet. Moen ser utfordringene, men vil helst konsentrere seg om de mulighetene norsk gass har, også i framtiden.

På spørsmål om hun er fornøyd med innsatsen til selskapene for å presse mer ut av sine modne oljefelt – og om hun ser for seg at myndighetens etater og selskaper bør finne nye måter å (sam)arbeide på for å sikre at disse milliardverdiene blir utvunnet, svar hun: «Det er en spennende tanke, men vi har ulike roller, Oljedirektoratet som pådriver og regulator og Petoro som driver forretningsmessig. Vi får ikke til noe uten beslutninger i lisensene. I lisensmøtene må vi overbevise oljeselskapene om at dette er lurt å gjøre. Og hva er lønnsomt? Det er når de som skal investere, definerer det som lønnsomt.»

## Engasjement

I et intervju i *Perspektiv*, en petoro-publikasjon fra høsten 2012, utdyper Moen sine tanker om at handling må følge ord på modne felt. Vi gjengir her hovedtrekkene i dette intervjuet. Det første spørsmålet hun besvarer i intervjuet, er om oljeselskapene vil prioritere modne felt når nyere prosjekter lokker?

«Vi ser ikke et like stort engasjement for modne felt som når det er snakk om de nye, store funnene. Alle sier at de er opptatt av å få mest mulig olje ut av reservoarene, men når det kommer til beslutning og handling, er de mer reserverte. Petoros ti største felt på norsk sokkel i dag står for cirka 80 prosent av produksjonen og kommer til å stå for en tilsvarende andel i 2025. Petoro er en pådriver for å maksimere verdien av de modne feltene. Derfor vil selskapet øke takten i produksjonsboring og forlenge den lønnsomme levetiden. Tidspunktet for å iverksette nødvendige tiltak er nå,» mener Moen.

Hun frykter at langsiktige og kapitalkrevende tiltak prioriteres lengre bak i køen, og at for noen modne felt er toget kanskje gått allerede: «Hvis vi venter lenger,

kan det bli for sent for flere av feltene. Da kan felleskapet miste enorme verdier. Bli noen stilt til ansvar for at beslutningene ikke ble tatt tidnok? Nepppe. De forspilte muligheter til gigantinntekter vil gå over i glemmeboken, dersom vi ikke holder oppmerksomheten om disse feltene oppe.

## De beste

Moen understreker at økt utvinning på modne felt bare kan oppnås ved bevisst satsing og prioritering: «Selskapene trenger de klokkeste hodene, mennesker med erfaring og innsikt. Dette er komplekst og krevende, og det er ledelsen i selskapene som må gå foran og vise at de ha et ansvar for å hente mer ut fra modne felt. Ledelsen i selskapene bør ha den samme glødende entusiasmen for langtidspanlegging som de har for produksjonen fra kvartal til kvartal.»

Hun peker på at produksjonen på flere felt er i ferd med å nå et kritisk tidspunkt. Installasjonene eldes, boretakten synker drastisk fordi borefagene er opptatt med andre oppgaver. Det trengs både mer vedlikehold og oppdatering – eller «re-design» – for å sikre at reservene hentes ut innenfor levetiden. Investeringene som trengs for å oppnå dette må gjøres mens det ennå er så mye reserver igjen i reservoaret at regnskapet totalt sett vil gå i solid pluss.

«Kostnadene blir store. Når reservene blir mindre, produseres det mer og mer vann, og det må injiseres mer gass for å holde oppe trykk og produksjon. Kapasiteten for vannbehandling må økes, og det krever ombygginger på installasjoner. Etter hvert må det tilsettes flere kjemikalier for å utvinne mer fra reservoarene. Alt dette koster, og produksjonen må gi en så stor konstantstrøm at det er forsvarlig å påta seg disse utgiftene. Hvis satsing på modne felt utsettes, kan risikoen ved

“ Vi får ikke til noe uten beslutninger i lisensene. I lisensmøtene må vi overbevise oljeselskapene om at dette er lurt å gjøre. Og hva er lønnsomt? Det er når de som skal investere, definerer det som lønnsomt. ”

investeringene bli for stor fordi lønnsomheten er marginal,» sier hun.

### Reservoarforståelse

Hun mener viljen til å våge videre satsing på modne felt finne – i ord. I handling har det også skjedd mye positivt, og hun trekker fram tilknytning av satellitter til eksisterende felt. Hun mener også reservoarforståelsen er bedre enn noen gang før. Ved bruk av ny teknologi, som 4D-modellering og permanent seismikk i form av havbunnskabler, oppnås en mye bedre forståelse av hvordan reservoarene utvikler seg over tid.

«Dette gir bedre grunnlag for å ta investeringsbeslutninger,» sier Moen.

Satsing på modne felt forutsetter enighet mellom operatøren og partene. Hun sier at Petoro vil jobbe grundig for å dokumentere teknologi og systemer som gir økt utvinning fra modne felt. Erfaringer fra britisk sektor, som ligger ti år foran norsk sokkel i utvikling, skal trekkes inn.

Moen trekker paralleller til

ekteskap: «Nyforelskelse byr på rus og eventyr, entusiasme og driv. Når man har bodd sammen i 20-30 år, er det mest grå hverdager i forholdet, partene må slite mer for å opprettholde gløden. Modne felt trenger *guts* som hos nyforelskede, Johan Sverdrup blir bygd ut uansett.»

### Flere brønner

Boretakten på norsk sokkel har falt dramatisk. Fra faste plattformformer er antall produksjonsbrønner halvert de siste fem årene. Samtidig har borekostnadene eksplodert. Brønnene som bores i dag er mer kompliserte og tidkrevende enn før. Rigger brukes også til mye annet enn boring. Det er snakk om brønnoverhaling, forberedelser og vedlikehold, stenging og plugging av gamle brønner og tiltak for øke kortsiktig produksjon.

«Oppgavene må gjøres, men de gir ikke tilgang til nye deler av reservoarene. Kanskje er det mulig å utføre disse jobbene på andre måter og ved bruk av annet utstyr enn boreriggen.

Det er svært viktig å få opp boretakten igjen, og vi tar grep ved å skaffe oss egne og enklere rigger. Brønnhodeplattformer bør også vurderes i større grad enn hittil som et tiltak for radikal øking av antall produksjonsbrønner,» sier Moen.

Hun framholder det positive i at industrien det siste året har identifisert flere mulige framtidige brønner i modne felt: «Men jeg er ikke sikker på at vi klarer å bore alle disse brønnene før felt stenges ned. Både anslag for boretakt og levetid for anleggene kan være for optimistiske. Dette må avklares før vi velger virkemidler.»

Hun frykter at risikoen er stor for at kostnads- og prisutvikling gjør det ulønnsomt å satse på mange brønner helt mot slutten av feltenes levetid. Moen ser for seg at selskapene må bore flere brønner *tidligere* for å få satt det totale antall hull i bakken som skal til for å få ut den produserbare oljen.

«Vi kan sikre en stor del av disse verdiene for kommende generasjoner, hvis vi handler nå,» sier Moen.

## Styrket i troen

Den største endringa i petroleumsnæringa sidan 2011 er at optimismen på norsk sokkel er større enn på lenge. Det går fram av Oljedirektoratets nye ressursrapport.

Oljedirektoratet gir ut ressursrapport annakvart år.

«Etter at myndighetene justerte leitepolitikken og mellom anna opna opp for nye aktørar for rundt ti år sidan, er talet aktørar på norsk sokkel nesten fordobla. Dette har medverka til høg leiteaktivitet, og det er gjort mange funn,» seier Sissel Eriksen, direktør for leiting i Oljedirektoratet.

I denne ressursrapporten presenterer Oljedirektoratet analysar som viser at dei mellomstore selskapa styrker si stilling på norsk sokkel. Det ser ut til at desse

selskapa held på å overta posisjonen dei integrerte internasjonale oljeselskapa har hatt på sokkelen sidan starten for snart 50 år sidan.

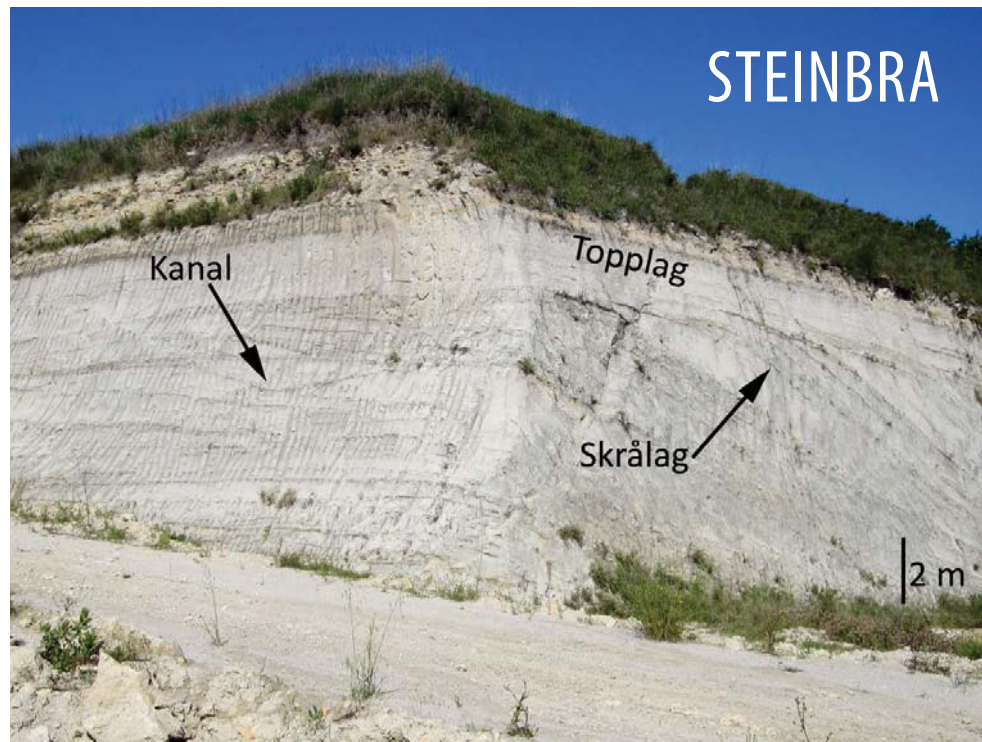
Dei store funna dei siste åra har ikkje redusert anslaga over dei uoppdaga ressursane – tvert imot, meiner Eriksen:» Den viktigaste årsaken er at ny kunnskap gir større tru på mulegheitene til å finne meir. Framleis er det mykje olje og gass å finne i Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet.»

For to år sidan vart norsk sokkel større, då Noreg og Russland underteična den endelege delelinjeavtalen i Barentshavet. Oljedirektoratet har kartlagt den søraustlege delen av Barentshavet. Dette området kan bli tilgjengeleg for industrien alt i år, dersom Stortinget vedtek det.



Oljedirektoratet kartlegg og dei norske havområda utanfor Jan Mayen. Dette arbeidet skal vere ferdig neste år. Kartlegginga vil gi meir kunnskap om mulege petroleumsressursar og geologien i dei djupe havområda vest i Norskehavet.

Ressursrapporten er tilgjengeleg på [www.npd.no](http://www.npd.no)



## Sedimentalt

Elvene frakter med seg enorme mengder sedimenter (løsmasser). Når elva møter stillestående vann, klarer ikke elva å holde grus, sand, silt og leire i vannet. Løsmassene synker derfor til bunns, men ikke alt havner på samme sted.

Jo nærmere elvemunningen, desto høyere er energien i vannstrømmen og denne avtar gradvis utover i sjøen. De minste sedimentene går ut når vannet er helt stillestående.

Elvedominerte deltaer som inneholder grove sedimenter som sand og grus, kalles Gilbertdeltaer. De bygger seg ut med

tydelige definerte topplag, skrålag og bunnlag.

På bildet fra Sardinia (over) kan vi se topplagene som har definert vannoverflaten under avsetningen. Videre ser vi skrålag avsatt i front av deltaet, de peker i den retningen deltaet bygde seg ut, her er sedimentene noe mindre enn i topplaget.

De fineste sedimentene ble avsatt som bunnlag, det skjedde lengre ut på dypere vann og vises ikke på bildet. De mindre halv-måneformede strukturene vi ser på den venstre veggen, er tidligere elvekanaler på deltasletten.

Vi er interessert å vite

hvordan sedimentene fordeles fordi sand og grus har god porøsitet hvor olje og gass kan strømme gjennom eller samles. Det finere materialet, silt og leire, har ubetydelig porøsitet og er tett. Det kan forsegle eller ødelegge for strømming av hydrokarboner. Elva som avsatte deltaet på Sardinia i den epoken vi kaller miocen, er for lengst borte fra området. Sardinia har blitt hevet med flere hundre meter i etterkant, og i dag er dette deltaet råstoff for bygging på øya.

(Terje Solbakk, tekst og Espen Simonstad, tekst og foto)

# Grønlandske felttog

Geologer fra Oljedirektoratet er med og utforsker Wandelhavsbasenget på Nord-Grønland. Hensikten er å lære mer om stratigrafien i det sørvestlige Barentshavet.

| Bente Bergøy



Vilt og vakkert: Geologien i den arktiske ørkenen på Nord-Grønland har likhetstrekk med Barentshavets sørvestlige margin. (Foto: Hans-Ivar Sjulstad)



Dyrisk: Nord-Grønland er moskusland. (Foto: Hans-Ivar Sjulstad)

Fram til havbunnsbredningen i Nord-Atlanteren akselererte for 65 millioner år siden, lå Nord-Grønland tett inntil vestmarginen av det sørvestlige Barentshavet.

«Wandelhavsbasenget er det nordligste av alle sedimentære bassenger som er blottlagt som landområder, det ligger mildt sagt avsides til og det er lite utforsket. I tre somre skal vi studere stratigrafi og strukturer på en rekke steder i dette området,» sier geolog Hans-Ivar Sjulstad, ansvarlig for prosjektet i Oljedirektoratet.

Feltarbeidet startet i fjor, og skal være ferdig sommeren 2014. Deretter skal Sjulstad og kollegene hans lage paleogeografiske kart for flere tidsperioder. Disse skal fokusere i detalj på den sørvestlige barentshavmarginen.

Paleogeografi er læren om geografiske forhold i tidligere geologiske perioder. Begrepet brukes i hovedsak om studiet av forhenværende landformer.

Sjulstad forteller at det er mer enn 30 år siden forrige feltkampen i Wandelhavsbasenget:

«Siden De Nationale Geologiske Undersøgelser for Danmark og Grønland (GEUS) også er i gang med en feltkampen i dette utgjengelige området nå, benytter vi sjansen til å være med. Oljedirektoratet jobber selvstendig som et eget team, men vi samarbeider blant annet om bruk av transportfly og helikopter, og vi leier leir- og depotet i Oljedirektoratet.»

Etter planen skal geologene Hans-Ivar Sjulstad og Hilde Krogh være på Nord-Grønland fra 10. juli til 9. august. Deretter skal de til Longyearbyen i noen dager før de setter kursen for Søkkapp-Hornsund-området på Svalbard der de skal fortsette med geologisk feltarbeid i to uker. 28. august skal de være hjemme igjen.

En dansk militærbase i området er basecamp på Nord-Grønland. I løpet av oppholdet skal de undersøke en rekke steder med utgangspunkt i tre leirer, alle om lag en time med helikopter unna militærbasen. De skal bo i telt på mellom 81 og 83 grader nord, blant moskus og polarulv.

Sjulstad forteller at de er godt forberedt, begge har gjennomført sikkerhetskurs, førstehjelpskurs og grundig våpenopplæring: «Denne delen av Grønland er tilnærmet en arktisk ørken som preges av tøff geografi med mye frostsprengt fjell og smeltevann- og isbreavsatte løsmasser, samt en del snø og is. Om sommeren er temperaturen som regel mellom -2 og 6 grader celsius.»

I fjor var Sjulstad og geologkollega Harald Brekke i området i to og en halv uke, da jobbet de seg opp tre fjellsideer som utgjorde hovedlokalitetene rundt Ugleungenes dal. Det ble laget



Enkle forhold: To soveteilt og ett kjøkkentelt. Sånn skal geologene Hans-Ivar Sjulstad og Hilde Krogh residere i sommer. Bildet er fra Oljedirektoratets leir i Ugleungenes dal under fjorårets tokt. (Foto: Hans-Ivar Sjulstad)

detaljerte sedimentologiske feltlogger. De jobbet også med stor skala strukturgeologi og tok prøver.

Toktet ga mye ny kunnskap; samtlige geologiske formasjoner

som ble undersøkt viste seg å ha andre avsetningsmiljø enn antatt i tidligere publisert litteratur, hvilket innebærer essensiell ny informasjon til de nye paleogeografiske kartene som skal lages. «Det er ganske gode blot-

ninger der. De ovenfor nevnte avsetningene danner mektige sandsteinsformasjoner, som er potensielle reservoarer for olje og gass. Disse sandsteinsformasjonene kan strekke seg inn i det sørvestlige Barentshavet, hvilket øker sannsynligheten for tilstedeværelsen av gode reservoarer der.»

I fjor utforsket Sjulstad og Brekke jordas mellomalder (250-65 millioner år siden) på Vest-Grønland. Denne sommeren er det fortrinnsvis siste halvdel av jordas oldtid (tidsrommet fra 360-250 millioner år siden) som står på programmet. Neste sommers tokt går til Bjørnøya, da skal både oldtida og mellomalderen undersøkes.

Mesteparten av oljen som er funnet i Barentshavet er i bergarter som er mellom 245 og 160 millioner år gamle, altså fra første del av jordas mellomalder. Men det er også flere aktuelle lete-modeller fra oldtiden.