



**Full fres på  
Johan Sverdrup**

# **NORSK SOKKEL**

TIDSSKRIFT FRA OLJEDIREKTORATET NR 1 - 2017



**Halvveis** Byggingen av Johan Sverdrup (fase 1) er kommet halvveis. Vi har møtt Hilde Anita Arntsen (t.v.) og Renate Eikeland og andre på Aker Stord, én av 20 byggesteder for plattformene.



**Intervjuet** Olje- og energiminister Terje Søviknes er opptatt av å få bort det han kallar «skurkestempelet» bransjen har fått.



**Student-optimisme** Nedgangen i søkertallene til petroleumstudieplasser flater ut. Studentene ser lysere på situasjonen.

  
**OLJEDIREKTORATET**  
**NORSK SOKKEL**  
 TIDSSKRIFT FRA  
 OLJEDIREKTORATET  
**NR. 1 - 2017**  
 Årgang 14

**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  
 Astri Sivertsen  
 Bente Bergøy  
 Eldbjørg Vaage Melberg

**PRODUKSJON**  
 Trykk: Kai Hansen  
 Papir: Arctic Volume 200/130 gr  
 Opplag norsk: 10 000 / engelsk: 1500

**LAYOUT**  
 Arne Bjørøen

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

**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**  
 Foto: Øyvind Sætre



**SIDE 20**

## Undergrunnen

Johan Sverdrup ble funnet ved hjelp av store mengder tidligere innsamlet geologisk materiale som ble tolket på nytt, ifølge Hans Christen Rønnevik.



**SIDE 23**

## Steinbra

Fotoet er denne gang fra Wilhelmøya – en avsideliggende lokalitet på Svalbard.



**SIDE 24**

## OD-profilen

Oljedirektoratets pådriv har vært avgjørende for at de ekstra ressursene i Snorre blir utvunnet, mener Tomas Mørch.



**SIDE 27**

## Mer ressurser

Utvidelsen på Snorre skal gi 30 mill Sm<sup>3</sup> olje ekstra. Det gjør prosjektet til et av de største innen økt utvinning.



**SIDE 28**

## Mineraler

Verdenshavens store dyp inneholder forekomster av metalliske mineraler. Jakten på disse er i gang.



**SIDE 33**

## Immobil olje

En ny studie peker på metoder som kan bidra til å utvinne store mengder rest-olje på norsk sokkel.

## Mer å hente

Vi nærmer oss 50 år med olje- og gassproduksjon på norsk sokkel, og fortsatt er under halvparten av ressursene våre produsert. Siden 1990 har de totale mengden olje og gass, inklusiv anslaget for det som ennå ikke er oppdaget, økt med over 40 prosent.

De to siste månedene har Oljedirektoratet lagt fram to rapporter som understreker det store potensialet for olje og gass som fortsatt er tilstede.

I den ferske ressursrapporten for felt og funn – som vi ikke uten grunn har kalt *Verdier for fremtiden* – viser vi til de enorme mengdene med allerede påvist olje og gass som fortsatt venter på å bli produsert.

Ved årsskiftet var det 77 funn som blir vurdert bygd ut. På feltene kan mer produseres gjennom tiltak for økt utvinning. Potensialet er meget stort ved å bruke avanserte metoder for økt utvinning (EOR). Mer detaljer og hvor store volumer det er snakk om, finnes i ressursrapporten som er publisert på [www.npd.no](http://www.npd.no).

Hva må til for å realisere disse verdiene? For det første må selskapene ta investeringsbeslutninger for prosjekter som allerede er identifisert. Videre må næringen samarbeide om å utnytte infrastrukturen som finnes og ta tilgjengelig teknologi i bruk. Norsk sokkel har vært et laboratorium for testing av ny teknologi. Nå må vi bli ledende på også å ta den i bruk.

Rapporten om Barentshavet nordøst ble publisert i mai. Med ny kartlegging av dette området, er ressursene i hele Barentshavet blitt dobbelt så store som tidligere antatt. Også denne rapporten er tilgjengelig på vårt nettsted.

Det er Oljedirektoratets oppgaver å ha oversikt over petroleumressursene på hele norsk kontinentalsokkel. Derfor kartlegges også områder som ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet. Dette for å ha et godt faktagrunnlag for framtidige beslutninger.

Det er en selvfølge at framtidig petroleumaktivitet i Barentshavet nord skjer i henhold til Petroleumsløven og det politiske beslutninger. Vår oppgave er å peke på potensialet.



*Bente Nyland*  
 Bente Nyland  
 Oljedirektør



# Vil ut av ekkokammeret

Terje Søviknes er lett euforisk. Han har akkurat vore offshore for første gong, og har bokstaveleg talt sett oljerikdomen frå lufta. Det har gjort inntrykk på den ferske statsråden frå Framstegspartiet.

| Bente Bergøy og Sverre S. Jarild (foto)

**Allianser.** «Mange gongar er ein i set-tingar der ein blir sittande i eige ekko-kammer. Skal bransjen ha den framtida eg håpar, må ein byggja alliansar med andre samfunnsaktorar,» seier Terje Søviknes.

# “Teknologi er nøkkelen til å nå klimamåla, ikkje forbod og restriksjonar.”

Han tar imot *Norsk sokkel* på kontoret i Olje- og energidepartementet, kor han ifølge seg sjølv ikkje er så ofte. Han vil vere tett på, ute i felten, der det skjer.

«Eg er så utruleg imponert over denne næringa! Vi er verdsleiarande på så mange område – subsea-teknologi, riggar, rein produksjon... Eg fattar ikkje at det går an å drive alt dette, plattformane – og alt som skjer langt, langt under havbotnen. Ingeniørkunst av ypperste klasse – eg blir heilt sett ut!»

Han snakkar om helikopterturen ut til Norskehavet, og om besøket på *Deep Sea Stavanger*. Odfjell-riggen borar for tida produksjonsbrønner på Maria-feltet.

Produksjonen skal skje i eit intrikat samspel med naboane Kristin, Heidrun og Åsgard; brønnstraumen går til Kristin og blir behandla der, medan Heidrun leverer vatn som skal injiserast i reservoaret. Den prosesserte olja går til Åsgard for lagring og lasting på tankarar, og gassen skal i røyrtil Kårstø.

«Tenk det, på riggen køyrer dei to operasjonar samtidig, det er så effektivt, full fart! Når feltet kjem i produksjon i vil ingen kunne sjå det – skipa kan segle rett over anlegget på havbotnen, seier Søviknes, som er uttalt teknologioptimist:

«Teknologi er nøkkelen til å nå klimamåla, ikkje forbod og restriksjonar.»

## På tur

Olje- og energiministeren byrjar å bli varm i trøya etter 100 dagar i jobben. Han har reist land og strand rundt, snakka med vanlege arbeidsfolk og bedriftsleiarar. Han har vore hjå leverandørar, teknologibedrifter, offentlege etatar og oljeselskap. Han har sett, spurt, lytta og blitt informert om kva dei

held på med, utfordringar, forventningar og bekymringar.

«For å forstå situasjonen full ut, er det viktig å treffe folk og vere tett på der det skjer,» seier Søviknes, som alltid har vore opptatt av samfunnsperspektivet:

«Politikarar kan ikkje gjere alt sjølv. Som ordførar i Os jobba eg ofte for trekantssamarbeid – samarbeid mellom politikarar, næringsliv og friviljuge. Den modellen er god! Samarbeid med andre aktørar er ekstremt viktig, også i olje- og gassbransjen. Vi må ikkje bli for lukka!»

## Ekko

Mange gongar er ein i settingar der ein blir sittande i eige ekkokammer, påpeikar statsråden. Det er trygt og godt å vere heime i kyrkjelyden, men lite framtidsretta:

«Skal bransjen ha den framtida eg håpar, må ein byggja alliansar med andre samfunnsaktørar.»

Som statsråd for Noregs største og viktigaste næring har han eit ansvar for å sjå til at verdiane kjem nasjonen til gode – også generasjonane som kjem etter oss. At næringa har fått eit dårleg omdømme, meiner han er urettvist.

«Årsaken er samanfall av eit par ting som kom ganske samtidig. Etter at oljeprisen fall i 2014, verka det som om mange i den offentlege debatten meinte at inntektene frå næringa ikkje var så viktige for Noreg lenger. Det blei mykje snakk om omstilling og det grønne skiftet.»

Så kom Paris-avtalen og den store klimadiskusjonen.

«I Noreg har det resultert i ein voldsamt polarisert debatt, anten er folk for olje og gass og utvinning av fossile energikjelder, eller så er dei for å redde kloden.»

Omdømmeproblemet er noko Søviknes tek på alvor: «Vi er avhengige av å rekruttere dei flinke

hendene og dei kloke hovuda om vi skal klare å vidareutvikle kompetansebasen vi har bygd dei siste 50 åra. Kompetansebasen er den virkelig store verdien, det er den som gjer at Noreg ligg langt framme i teknologiutviklinga og heilt i front innan olje og gass.»

## Ungdommen

Statsråden vedgår at han blir bekymra når søknadstala til petroleumsfag stupar, for når studie- og elevplassar ikkje blir fylt opp, er det bare eit spørsmål om tid før lærekraftene forsvinn. Og det er dumt, sidan bransjen vil trenge folk i åra som kjem.

Terje Søviknes er også opptatt av dei unges haldning til næringa: «Det er supert at ungdom er engasjerte og opptekne av klima, og dei er nok meir idealistiske enn oss som er eldre. Men vi må få fram fakta, nemleg at det er muleg å få til begge deler. Vi kan nå klimamåla... og leite etter og produsere olje og gass.»

Han innser at det ikkje nyttar å nå ungdommen gjennom tradisjonelle kanalar som tv, radio og aviser: «Både politikarar og næringa må bli flinkare til å vere der ungdommane er og kommunisere med dei der.»

Søviknes har tatt eitt grep – nemleg initiativ til eit ungdomspanel. Han er i gang med å rekruttere ungdommar som skal hjelpe til med budskap og kanalar.

Den viktigaste budskapen han gjerne vil formidle er at om det er ein plass ein verkeleg kan gjere ein skilnad når det kjem til klima, så er det i energisektoren. Og då spesielt innan olje og gass. Teknologiske nyvinningar kan få ekstremt stor effekt.

«Vi må balansere debatten og få fram fakta!»

## Langt fram

Han viser til konklusjonane i det

internasjonale energibyrådet IEA og det internasjonale fornybarbyrådet IRENAs ferske rapport *Perspectives for the energy transition. Investment needs for a low-carbon energy system*: «Dei har utarbeidd scenarier for kva ein kan gjera med energisituasjonen i verda om ein skal lukkast med å nå klimamåla i Paris-avtalen. Byråa meiner det blir viktig å investere i vindkraft, solkraft og andre fornybarkjelder, men dei fastslår og at det også i framtida blir eit stort behov for olje og gass.»

Dalande produksjon frå eksisterande felt betyr at selskapa må halde fram med å leite og få nye felt i produksjon.

«I IEA og Irenas scenario for eit samfunn med låge utslipp i 2050 legg ein til grunn at så mykje som 40 prosent av energien kjem frå fossile energibærarar. Når det er slik – kvifor skal ikkje Noreg bidra? Vi har tradisjon for å vere i front, utsleppa frå vår produksjon er blant dei lågaste i verda!»

Sjølv om utviklinga går mot

meir fornybar energi, skal det frameis produserast olje og gass. Norsk gass kan erstatte kol i EU, Storbritannia har til dømes ein klar politikk om å bytte ut kol med gass for å kutte utslipp.

I slutten av april hadde Storbritannia det første døgeret utan bruk av kolkraft sidan den industrielle revolusjonen, og dei britiske styresmaktene har bestemt at det ikkje skal produserast kolkraft i landet frå 2025.

## Frå helt til skurk

Den nye olje- og energiministeren er stolt av det Noreg har fått til innan olje og gass, og han er opptatt av å få bort det han kallar «skurkestempelet» bransjen har fått.

«Vi må bli mykje flinkare til å kople verdiskapinga til det som betyr noko for folk flest – til skular, eldreomsorg, samferdsel, helse, politi, sjukehus. Oljepengane finansierer velferd. Dei som jobba med petroleum blei sett på som heltar før, nå er dei skurkar. Det er spesielt

og urettferdig, meiner Søviknes.

Han opplever også at debatten i media ofte går mellom olje- og energiministeren, nokre få politikarar og miljøorganisasjonane – ikkje mellom dei politiske partia og dei folkevalde: «Då blir ordskiftet litt spesielt.»

Når Terje Søviknes blir bedd om å gje ein tilstandsrapport for norsk sokkel, gir han honnør til jobben oljeselskapa og leverandørindustrien har gjort dei siste åra: «Næringa har verkeleg tatt grep for å styrke konkurranseevna. Vi får stadig melding om at planlagde utbyggingsprosjekt er blitt billegare og at boreoperasjonar går raskare. Konkurransekrafta er styrka gjennom arbeidet med å kutte kostnader.»

Han understrekar at det er viktig at innsparinga blir varig, og at bransjen har lært: «Når selskapa knapt tente pengar då oljeprisen var på topp, var det på høg tid å ta rev i segla!»

Solberg-regjeringa har vore

**På farten.** Det er ikkje så ofte han er på kontoret, statsråden. Han trivst best i felt.



tydelege på at det er viktig å gje næringa tilgang på leiteareal for å oppretthalde høg aktivitet på sokkelen. I perioden er det tildelt 241 utvinningsløyve, og forslag om blokker i 24. konsesjonsrunde har vært på høyring. Regjeringa har også lyst ut TFO 2017 med ei betydeleg utviding av TFO-området, særleg i Barentshavet.

«Det er framleis store reservar på norsk sokkel, at Oljedirektoratet har dobla ressursanslaget for Barentshavet, er spennande i eit lengre perspektiv. Det er viktig å få fram at vi har ressursar vi skal utnytte i lang tid.»

Den tredje suksessfaktoren Søviknes framhevar, er at aktørmissen på norsk sokkel har endra seg. Statoil er framleis det tunge lokomotivet, men selskap som Lundin, Aker BP og andre mindre aktørar har kome med andre perspektiv og ny metodikk på sokkelen.

#### Nord

«Det blir ekstremt interessant å følgje leitekampanjane i Barentshavet i sommar. Mykje vil dreie seg om Barentshavet i åra som kjem, framtida er i nord. To felt er i produksjon etter 40 år med leiting – Snøhvit og Goliat.

No er Alta/Gohta og Wisting på trappene, og det kjem fleire leitekampanjar. Dette er spennande!»

Søviknes legg til at resultatane frå leitekampanjane i år vil ha innverknad på interessa for TFO 2017 og 24. runde. Nå er det eit tidsvindaug for å få opp aktiviteten i Barentshavet.

«Jobben Oljedirektoratet har gjort med å kartlegge ressursane er ekstremt viktig. Kanskje blir det meir kartlegging, så blir det ein diskusjon politisk om det er rett å starte ei konsekvensutgreiing og eventuelt ein opningsprosess. Eg og Framstegspartiet ynskjer å få dette til i neste stortingsperiode.»

Ifølge Søviknes er vi nærast gudbenåda med olje, gass, vatn og vind i dette landet. Vi har alltid hatt ein debatt om bruk kontra vern, og det er ingen grunn til å slutte med det: «Vi må ha den debatten og bruke kunnskapen vi har om forvaltning når vi tar stilling til om vi skal opne Barentshavet nord for petroleumsvirksomheit.»

Statsråden meiner det er viktig å få fakta på bordet for å få eit reelt politisk vedtak til slutt om kva område som skal opnast, kva som ikkje skal ikkje opnast og kva vilkår som skal stillast.

«Men debatten om kva vi skal gjere med Barentshavet kan bli aktuell lenge før vi hadde tenkt; dersom russarane byrjar å bore – og finn noko – må vi ta vare på norske interesser. Det skal vi få til, delelineavtalen slår fast av vi skal samarbeide om å vinne ut felt med ressursar på begge sider av grensa.»

#### Full fart

Han vil mykje, og han har det travelt. Nyleg vart han omtala som Terje «full speed ahead» Søviknes i *Aftenposten* – ein merkelapp han lever godt med: «Eg er ein 100 prosent-mann i alt eg gjer. Eg har fått fornya tillit som ordførar i Os fire gongar, eg antar at det har noko å gjere med at eg er engasjert og handlekraftig.»

På spørsmål om kva han har fått utretta i løpet av sine første 100 dagar som statsråd, svarar han kontant: «Regjeringa har vore offensiv på tildeling av leiteareal i TFO 2016, og vi lyser snart ut 24. runde. Elles har eg vore opptatt av å snakke opp næringa og få fram optimisme – både internt og ute blant folk flest. Vi har utruleg mykje å vere stolte av!»



**Kor blei alle heltane av.** Olje- og energiministeren er opptatt av å snakke næringa opp – skurkestempelet er urettvist, meiner han.

“Vi må balansere debatten og få fram fakta!”

# Gryende optimist

«Hvordan det så ut da jeg søkte petroleumsteknologistudiet i 2015? Veldig mørkt. Det var ikke mye positiv feedback å få,» sier leder i petroleumssingeniørenes linjeforening Petroil, Marie Hilander Gjerde. I dag har hun stor tro på framtidens jobbmuligheter.

| Alf Inge Molde og Monica Larsen (foto)

**V**erken sykepleier-moren eller oljeservice-faren var spesielt begeistret da hun søkte petroleumsteknologistudier ved Universitetet i Stavanger (UiS) i 2015. Oljenedturen rystet næringen og sykepleierstudiet virket langt mer fornuftig, mente de.

To år etter er det fremdeles for tidlig å si hvor lurt det var. Flere i klassen vurderer å skifte retning til maskiningeniørstudier, selv om det ikke er noe de snakker høyt om. Selv er hun imidlertid ikke i tvil om at hun har valgt rett. Arbeidsmarkedet på ingen måte er friskmeldt. Men det er kanskje bedring å spore, mener hun.

«Jeg har fått kontakt med en del bedrifter som ser lyst på det. Statoil skal også i gang med flere prosjekter de neste to til tre årene. Dessuten vil eldrebølgen i næringen føre til ledige stillinger. Det er behov for oss,» sier Gjerde.



**Tror på jobb.** Petroleumsteknologistudent Marie Hilander Gjerde ved Universitetet i Stavanger jobber hardt med studiene for å få best mulig karakterer, og har i tillegg tatt på seg lederverv i linjeforeningen Petroil. Hun tror arbeidsmarkedet ser langt bedre ut om to-tre år.

## Nasjonalt fall

Siden 2014 har over 40 000 stillinger forsvunnet i oljebransjen, og knapt en uke har gått uten nye medieoppslag om nedbemanninger og dystre framtidsutsikter. Det viser igjen i søkertallene til petroleumstudier ved landets høyskoler og universiteter.

Men etter tre år i fritt fall, ser nedgangen i søkertallene til landets petroleumstudieplasser nå ut til å flate ut.

Under ett har søkertallene til treårig bachelor i ingeniørfag gått ned med nye 7,5 prosent sammenlignet med i fjor. For maritime fag er nedgangen på 16,2 prosent. For femårig master i ingeniørfag viser årets tall for Samordna opptak en liten økning på 0,4 prosent.

På Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU) uttrykker prorektor Berit Kjeldstad bekymring for den nedadgående trenden innen de klassiske femårige ingeniørprogrammene.

For tre år siden var det fire søkere per studie plass på bachelorprogrammene for petroleumsteknologi ved Universitetet i Stavanger (UiS). I dag får nær alle søkere studie plass.

Øystein Lund Bø, dekan ved

Det teknisk-naturvitenskapelige fakultet ved UiS, er fornøyd med at fallet i antall søkere har avtatt. Tall fra Samordnet opptak viser at det var fire prosent færre søkere til petroleumsfag ved UiS i år enn i fjor.

## Flere internasjonale

Samtidig registrerer UiS flere søkere til bachelor i petroleumsgnologi og femårig master i industriell økonomi, petroleumsteknologi.

Størst økning hadde linjen offshoreteknologi, industriell teknologi og driftsledelse, som fikk hele 68,9 prosent flere søkere i år enn i fjor. Til sammen har petroleumsg og offshorerettede masterutdanninger i det lokale opptaket økt med 7,4 prosent. UiS merker også en økning i internasjonale søkere.

Bø får tilbakemelding om at endringene i opptakskrav kan vise igjen ved at det stilles andre typer spørsmål i forelesningene enn det gjorde tidligere, og som reflekterer et litt annet utgangspunkt.

Likevel framholder han at kvaliteten på petroleumsstudiene og studentene som uteksamineres er høy. Stjerne kandidatene er der fortsatt, det er bare litt større spredning i kunnskapsnivået ved studiestart, forteller han. Det stiller krav til UiS om å løfte dem mer gjennom studieløpet.

## Sikker jobb

Tekna-president Lise Lyngsnes Randeberg vil først og fremst gratulere alle som har søkt petroleumsingeniørstudier. De går en sikker jobbframtid i møte, mener hun.

«Vi kommer til å trenge petroleumskompetansen i lang tid. Vi har et verdensledende miljø som må vedlikeholdes og videreutvikles, og det kommer et generasjonsskifte når mange av de som kom inn i næringen da den begynte å blomstre, begynner å gå av med pensjon. Vi

trenger påfyll,» sier Randeberg.

Og det er mer enn prat, hevder hun. Etter flere år med sterk vekst i antall saker knyttet til nedbemanning og omstilling, vurderer juristene i foreningen for hovedfags-, mastergrads- og sivilingeniører nå flere arbeidskontrakter. Utviklingen har vært særlig tydelig etter jul.

## Ledigheten ned

Den samme effekten ser Arbeids- og velferdsforvaltningen (NAV). For første gang på flere år har antall ledige innen ingeniørfag og IKT-fag sunket, forteller seniorrådgiver og arbeidsmarkedseksperter Johannes Sørbø.

Årsaken ser ut til å være todelt. For det første har det kom-

met færre oppsigelser i olje- og gassnæringen. For det andre ser det ut til at flere får jobb. Akkurat hvor, har ikke NAV oversikt over.

«Mye tyder på at de får andre typer jobber enn i olje- og gassnæringen. Vi vet at den industrien ikke rekrutterer noe særlig ennå,» sier Sørbø.

## Gode, men ledige

Samtidig som Bø har tro på arbeidsmarkedet for de som begynner på petroleumstudier til høsten, syns han synd på studentene som kjempet seg inn da opptakskravene var knallharde og siden har gått ut til arbeidsledighet med sterke vitnemål i sekken.

Han ønsker at industrien tenker mer mot-syklisk: «Studentene som har gått ut i arbeidsledighet de siste årene, holder svært høy kvalitet.»

## Drømmen

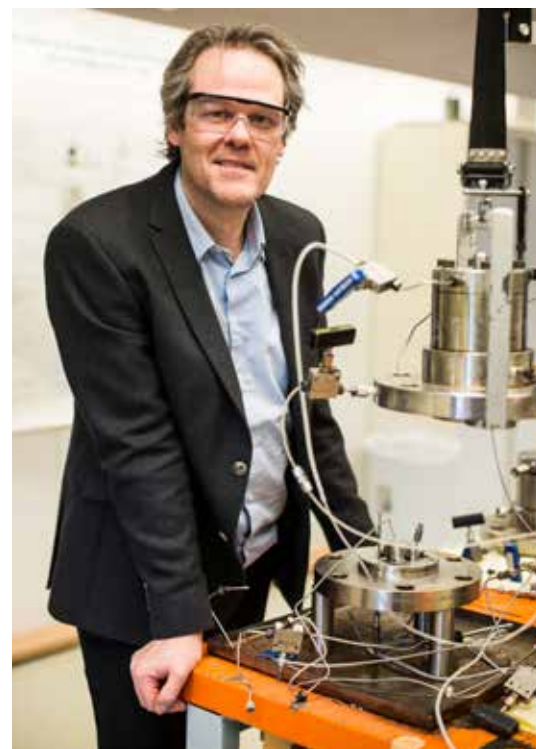
For petroleumsteknologistudent Gjerde gjenstår uansett tre år på skolebenken før hun er ferdig med bachelor- og mastergraden – og klar for jobbsøking. I likhet med de andre i klassen, jobber hun hardt for å få gode karakterer. I tillegg satser hun på at frivillige verv som lederposisjonen i linjeforeningen slår positivt ut. Drømmen er jobb i Statoil.

Hun vet at hun må konkurrere

**Oppgang.** UiS registrerer flere søkere til bachelor i petroleumsgnologi og femårig master i industriell økonomi, petroleumsteknologi.

med mange andre med lignende utdanning og flere års erfaring.

«Det gjør meg litt nervøs. Det er godt kvalifiserte folk jeg skal stille mot. Men jeg håper at noen ser det positive i oss som er nyutdannede også. At vi er kreative og nytenkende. De må ha unge også,» sier Gjerde.



**Optimist.** Dekan Øystein Lund Bø ved Det teknisk-naturvitenskapelige fakultet ved Universitetet i Stavanger skulle ønske at olje- og gassindustrien hadde litt mer is i magen og satset på de unge – selv om tidene er tøffe.

# Norske byggeklosser

Hele 14 000 mennesker beskjeftiges med å bygge ut første fase av Johan Sverdrup-feltet. Arbeidet foregår på 20 forskjellige steder rundt om i verden. Vi har besøkt et par.

| Rune Solheim (tekst og foto)



**Drone-perspektiv.** Johan Sverdrup-feltets boligplattform bygges her på Kværner Stord. Den største konstruksjonen står inni hallen til venstre, men de tre tildekkete modulene i forkant tilhører også Johan Sverdrup. Til høyre Statoil-opererte Njord som er inne for vedlikehold.

**E**n diger blå kran som kan løfte over 1000 tonn, danner innfallsporten til Kværners verft på Stord, sør for Bergen. Like bak kneiser den grå flyteren som bærer dekket til Njord-plattformen. Den er slept inn for oppgradering. Sentralt plassert på verftet ligger selve verkstedhal-

len, hvor det nederste dekket til Johan Sverdrups boligplattform bygges og utrustes. Hele hallen går på hjul og kan flyttes til siden når byggverket vokser. Like utenfor hallen bygges andre moduler til plattformdekket.

## Gigantene

Det sitter mye historie i veggene her. Verftet har vært involvert i byggingen av flere av de store installasjonene på norsk sokkel. Det er nok å nevne navn som Statfjord A, Gullfaks-plattformene A, B og C, Oseberg A og Troll A, Snorre A og B, Njord og Kristin,

samt lager- og produksjonsskipene Norne og Åsgard A.

Men nå er det Johan Sverdrup som gjelder, feltet som skaper optimisme for framtiden på norsk sokkel. Kværner og det amerikanske ingeniørfirmaet KBR er ansvarlig for byggingen av dekket, inkludert det ni etasjer høye boligkvarteret.

Plattformen kommer også til å inneholde hjernen til hele feltet – kontrollrommet. Øverst kommer det til å bli plass til tre helikoptre. Ett av dem vil stå stand-by i en hangar som søk- og redningshelikopter for hele Utsirahøgda-området.

Boligplattformen skal også ha

stående i alt ni livbåter i beredskap for alle de fire plattformene på Johan Sverdrup-feltet.

## Kostnadskutt

Byggingen av de fire installasjonene er om lag halvveis. Før byggestart skulle utbyggingen koste 123 milliarder kroner. Nå er prisen





Øverst til venstre  
**Flerdimensjonalt.** Hege Robberstad er 3D-modellør og laget detaljerte visualiseringer av boligplattformen hos leverandøren Apply Leirvik.

Øverst til høyre  
**Trucker.** Verftsarbeider Borowski Bartlomiej er med på å bygge Johan Sverdrup på Kværner Stord. Her håndterer han en truck.

Nederst til venstre  
**Lokale ringvirkninger.** «Byggingen av Johan Sverdrup er blitt til glede, ikke bare for Kværner, men for hele Stord-samfunnet,» sier Kværners plassbyggeleder på verftet på Stord, Edmund Skålnes.

Nederst til høyre  
**Systematisk.** Apply Leirvik har utviklet et eget system for å holde kontroll på leveransen av boligkvarteret, forteller ingeniørleder for boligkvarteret hos Apply Leirvik, Øystein Kvalvik (t.v.) og designkoordinator Odd Peter Ørjasæter.



**Havutrustning.** Det begynner å likne på hvordan det ser ut om bord på en plattform, dekket til boligplattformen på Johan Sverdrup-feltet.

nede i 96-97 milliarder kroner, ifølge Trond Stokka Meling, teknisk direktør for Sverdrup-utbyggingen hos operatøren Statoil.

På Stord, sør for Bergen, skaper prosjektet høy aktivitet. Dekket på boligplattformen inkluderer verdens største offshore boligkvarter med 560 sengeplasser, eget treningssenter, kino og sykestue. Selve havhotellet bygges i moduler og utrustes bare noen kranlengder unna, hos underleverandøren Apply Leirvik. Om lag 60 kilometer lengre sør, hos Aibel i Haugesund, bygges borestøttemodulen som er en del av boreplattformen.

Kværners verft i Verdal i Nord-Trøndelag bygger og leverer de tre største av totalt fire stålunderstell

til feltet. Leveransen inkluderer ingeniørtjenester, innkjøp og fabrikasjon. Det tyngste og mest kompliserte stålunderstellet til stigerørplattformen er i slutfasen og skal leveres sommeren 2017.

Design og ingeniørtjenester for understellene til boreplattformen og prosessplattformen ble ferdigstilt senhøsten 2016, og prefabrikasjon og sammenstilling er godt i gang i Verdal som leverer to understell til i 2018.

### Stolt

Plassbyggeleder ved Kværners verft på Stord, Edmund Skålnes, er stolt og glad for at verftet er konkurransedyktig nok til å vinne utbyggingskontrakter av dette

formatet. Det skjer i et stadig mer konkurransutsatt, internasjonalt marked.

For Kværner dreier det seg om en kontrakt på totalt 6,7 milliarder kroner. Arbeid med å høyne produktiviteten og senke kostnadene er en del av forklaringen på hvordan kontrakten ble vunnet, sammen med solid kompetanse og leveringsdyktighet.

«Vi var på vei inn i en periode med lavere aktivitet da vi ble tildelt Johan Sverdrup-kontrakten. Den er blitt til glede, ikke bare for Kværner, men for hele Stord-samfunnet,» sier Skålnes.

Trond Ove Lerøy er byggeleder for oppdragsgiver. Han mener at byggeprosessen til nå har gått knir-

kefritt: «Vi har en veldig stor styrke i at det er velkjente og prøvde komponenter og byggemåter som tas i bruk på dekket til boligplattformen. Det både letter og trykker arbeidet.»

### Kjent teknologi

Ny teknologi skaper ofte både hodebry, overskridelser og forsinkelser under feltutbygginger. Ikke så med Johan Sverdrup. Her er det selve omfanget av prosjektet og de mange elementene som skal bygges samtidig og treffe hverandre i tid, som er utfordringen. Teknologien er kjent fra før.

«Heldigvis er vi godt i rute og har ikke hatt noen alvorlige hendelser. En god del av utstyret og

delene vi trenger til byggingen av dekket, var satt i bestilling allerede før vi i det hele tatt fikk kontrakten. Sammen med godt utførte ingeniørtjenester, har dette gitt oss en god start,» sier Skålnes.

Spesifikasjoner og tegninger blir fulgt til punkt og prikke.

«Det er et enormt arbeid å kontrollere at alt går riktig for seg. Vi har 70 000 ark som vi skal sjekke mot identiteten til hver komponent. At tingene kommer til riktig tid og til riktig sted, er også svært viktig,» sier Lerøy.

Skålnes skyter inn at de «ikke er glade i endringer. Dette medfører som regel at vi må ta et steg tilbake og endre både planer og metoder, noe som gir ekstra utfor-

dringer i byggingen.»

### Ni etasjer

Hos underleverandøren Apply Leirvik noen kilometer unna, bygges seks av elleve deler til den ni etasjer høye boligmodulen. (Apply bygger sju etasjer og Kværner to etasjer).

Byggingen startet i april 2016. Men forberedelsene opp mot Johan Sverdrup begynte med systematisk forbedringsarbeid allerede i 2012. Sammenstilling og utrustning av modulene som Apply leverer, startet i mai og skal overleveres Kværner i oktober 2018.

Selskapet har lang erfaring i å bygge nettopp offshore-boligmo-







**Tospann.** Plassbyggeleder Edmund Skålnes (t.h.) i Kværner og byggeleder Trond Ove Lerøy i Statoil samarbeider tett om prosessen med å ferdigstille boligplattformen til Johan Sverdrup.

duler og har levert slike til alt fra Statfjord-feltet i 1976 til Gina Krog i 2016.

Statoil laget en grov design-skisse på forhånd. Så er det opp til Apply å meisle ut detaljene. Selskapet leverer både ingeniørtjenester og bygging av selve modulene. De to siste modulene bygges hos Apply Leirviks datterselskap, Apply Emtunga i Göteborg på den svenske vestkysten.

### Kontroll

«Vi har utviklet et eget milepæl-system, en prosjektstyringsmodell, for å holde detaljert kontroll over både ingeniørarbeidet og byggeprosessen fra begynnelse til slutt,» forteller Øystein Kvalvik, ingeniørleder for boligkvarteret hos Apply Leirvik.

I alt er det produsert 4070 designdokumenter og tegninger for bygging og dokumentasjon for videre drift.

Designkoordinator Odd Peter Ørjasæter viser på storskjerm detaljerte 3D-tegninger av boligplattformen. Han forteller at det er spesifikke krav til hygiene, ergo-

nomi, lys og støy der mennesker skal ferdes på plattformen, i tillegg til alle de tekniske kravene.

De elleve modulene blir konstruert for å bygges sammen veldig raskt, en såkalt hook up. Til sammen utgjør de 14 500 kvadratmeter med boligkvarter som er plassert oppå boligplattformdekke. Boligflaten tilsvarer omtrent to fotballbaner.

### Snu-seng

Johan Sverdrup skal ha 450 lugarer, hvorav 110 utrustes med vendbare senger. Skiftarbeidere kan da dele lugar, men ha sin private seng. Lugarene måler 7,6 kvadratmeter. Sengen står på tvers av rommet, noe som gir en bedre romfølelse. Alle lugarene kommer forhåndsbygget fra Finland og settes rett på plass.

Det tas høyde for ytterligere sengebehov, og feltet får tre for-tøyningssteder for flytende hoteller – floteller. Det er bare i spesielle tilfeller at det blir behov for å huse så mange som 560 personer på plattformen. Det kan skje under revisjonsstanser og modifikasjons-

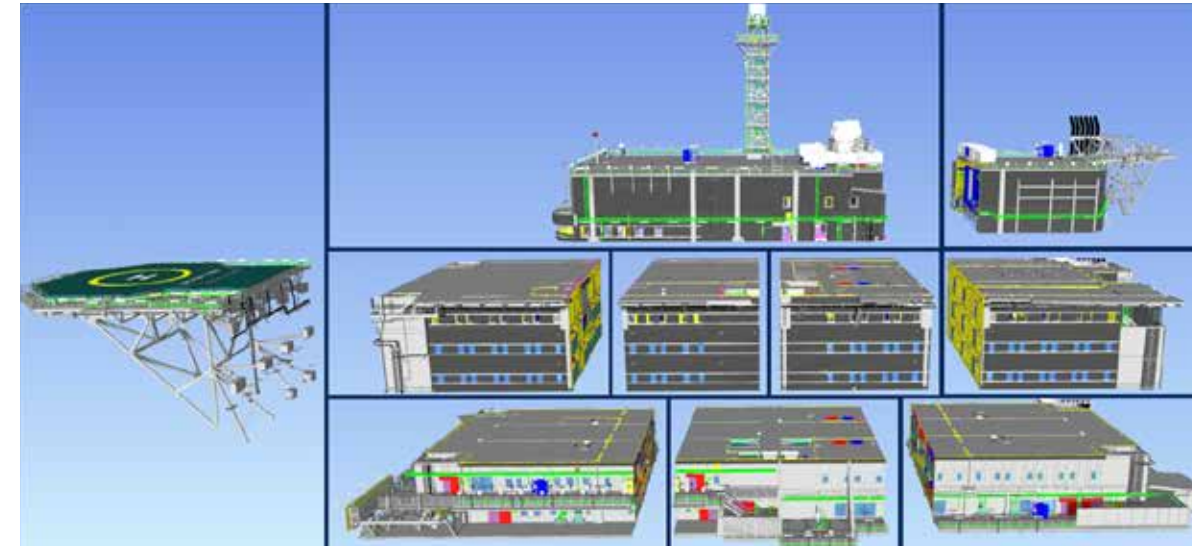
arbeid. Normal bemanning på feltet blir om lag 220 offshorearbeidere.

Understellet er av stål. Det ser litt spinkelt ut i forhold til det digre byggverket oppå, men vektberegningene er i orden.

Boligkvarteret blir bygget av stål og aluminium, der de to nederste etasjene er av stål og de fem øverste av aluminium. Ved å bygge de fem øverste etasjene i aluminium oppnås en vektbesparelse på 1000 tonn.

Utseendemessig kan hotellet ute i havet minne litt om toppen på et cruiseskip, blanke aluminiumfasader avbrutt av rader med lugarvinduer, hvis en da ser bort fra kraner og helikopterdekk som henger utenpå.

Så gjenstår det å se om resten av seilassen foregår rolig inn mot oppstart i 2019.



**3D-modell.** De ulike modulene som utgjør topside på Johan Sverdrup. (illustrasjon: Apply)

# Puslespillet

Etter halvgått løp ligger byggingen av Nordsjøens nye gigant, Johan Sverdrup, foran skjema og kan bli 26-27 milliarder billigere enn planlagt.

| Rune Solheim (tekst og foto)

**H**alvveis er en milepæl. Vi har lov til å markere det, men ikke feire, for alle vet at utfordringene kanskje kommer på oppløpssiden. Feire kan vi gjøre når alt er kommet på plass,» sier Trond Stokka Meling, teknisk direktør for Johan Sverdrup-prosjektet i Statoil.

Selv om Johan Sverdrup fase 1 bygges med kjent teknologi, kommer det til å skje ting som ikke er gjort før. Verdens største tungløfteskip, *Pioneering Spirit*, skal installere plattformdekkene ute i havet til tre av de fire plattformene som bygges. Dette skipet har ikke blitt brukt til installasjon før, bare til fjerning av dekkene fra plattformene Yme og Brent D.

«Vi har gjort temmelig heftige teknologiforberedelser for å

forsikre oss om at det skal gå bra. I tillegg har vi en hel måneds værvinde til å utføre operasjonen, langt mer enn varigheten av selve operasjonen,» sier Meling.

### Plattform i kø

Fire installasjoner skal settes ut på feltet: En boreplattform, en stigerørplattform, en prosessplattform og en boligplattform.

Tre store dekkmoduler skal settes sammen på boreplattformdekke i september. Andre moduler kommer fra verftet til Aibel i Thailand, boreriggen kommer fra Nymo-verftet i Grimstad og borestøttemodulen bygges i Haugesund på Aibels verft. Sommeren 2018 skal boreplattformen flyttes ut på feltet i

Nordsjøen.

Stigerørplattformen og prosessplattformen bygges hos Samsungs verft i Sør-Korea. Plattformene seiles til Norge i henholdsvis 2018 og 2019.

### Strøm fra land

Et HVDC-anlegg (High Voltage Direct Current Connection – høyvolts direktekopling) skal installeres ute på feltet. Dette anlegget er kommet til Sør-Korea i disse dager og skal monteres på stigerørplattformen der.

Forberedelsene på omformerstasjonen på Haugsneset, like øst for Kårstø-terminalen i Rogaland, er godt i gang. Denne skal vende vekselstrøm til likestrøm. Om bord snus strømmen til vekselstrøm igjen. Tapet av strøm på vei ut til





**Nøyaktighet.** «Grensesnitt må være godt ivaretatt, ingeniørtjenester og bygging må være godt utført,» sier Trond Stokka Meling, teknisk direktør for Johan Sverdrup-prosjektet i Statoil.

feltet da blir mindre ved å gjøre det slik. Prosessen skaper en del varme og stråling og er dermed litt plasskrevende. Feltet skal forsynes med 100 megawatt fra land.

### Kontrollrom

Bemanning på feltet blir om lag 220 personer, mens landorganisasjonen telle anslagsvis 130 ansatte knyttet opp mot feltsenteret.

Johan Sverdrup blir bygget ut med kontrollrom offshore som skal styre de fire (skal økes til fem i fase to av prosjektet) feltsenterplattformene, havbunnsystemene, en eventuell ubemannet brønnhodeplattform og kraftforsyningscenteret på Haugsneset.

På land blir det etablert et operasjonssenter som er tilrettelagt med sanntidsdata og ekspertstøtteverktøy for operasjonsstøtte og beslutningstaking.

Med strømforsyning fra land slipper utbyggerne å plassere store diesel- eller gassturbiner og generatorer om bord for å lage strøm. Men det må installeres

varmekjeler til prosessanlegget. Normalt varmes prosessanlegget med spillvarme fra generatorene. Hydrokarbonene må nemlig varmes opp for å kunne separeres.

I første fase skal varmekjelene gå på gass, mens i fase to skal de varmes med strøm fra land.

Det blir også installert en dieseldrevet nødstrømsgenerator på boligplattformen.

### Må virke

Utfordringen med prosjektet er størrelsen. Utbyggerne må sørge for at ting henger sammen. Byggingen foregår på 20 steder rundt om i verden, og alle moduler og annet må passe sammen når de skal monteres.

Meling sier at det er viktig at informasjon overføres på en presis måte og at den tolkes på riktig måte: «Når utstyr kommer ut i havet, må alt virke. Grensesnitt må være godt ivaretatt, ingeniørtjenester og bygging må være godt utført. Forutsetningene må være de samme på alle byggesteder.»

Nylig var han i Polen hos en leverandør som produserer sju kraner. Her er det viktig å følge opp, slik at kranene virker som de skal når de står på plass ute i havet. Alt blir dyrere å rette på eller gjøre noe med ute i havet.

Det oppstod en utfordring i Italia. Der kollapset en bro over en motorvei. Dette medførte at det ble forbudt å kjøre tyngre kjøretøy over broer i Nord-Italia en periode. Dermed forsvant muligheten til å få utstyr til kai for å skipe det ut: «Vi ble innelåst. Heldigvis fant vi veier som var lov å kjøre på og fikk transportert utstyret via en elv, på en lekter, ut til kysten og om bord på frakteskipet.»

### Mye norsk

På spørsmål om hvor mye av Johan Sverdrup som bygges i Norge, svarer Meling at det avhenger av hvordan man regner.

Om lag 70 prosent av oppdragene er gitt til selskaper med adresse i Norge. Så er det eksempler på at selskapene deler arbeidet

med sine avdelinger i utlandet. Ett eksempel er Aibel med kontor i Oslo og verft i Haugesund, som bygger boreplattformen. Aibel har brukt verftet sitt i Thailand på deler av jobben, da selskapet ikke har god nok plass til å produsere alt i Haugesund.

Palfinger har kontor i Bergen, men produserer kranene sine i Polen. Bildet er nyansert, sier han. «Leverandørene har sett på hvordan man skal være konkurransedyktig i et internasjonalt marked. Ofte er det slik at de er konkurransedyktig på ingeniørtjenester og det å montere sammen, men at sveising av stål for eksempel, gjøres i andre land. Når firmaet er norsk, kommuniserer vi med den norske ledelsen i Norge. Det er jo en fordel. Men teknisk har vi ikke noen grunn til å si at vi gjør ting bedre her i Norge enn i utlandet, så lenge ting gjøres etter spesifikasjonene.»

På topp kommer rundt 14 000 mennesker til å jobbe med Johan Sverdrup. Hele 51 000 årsverk går

med i løpet av byggetiden.

Hvor mange av disse årsverkene som er norske, er Meling ikke sikker på.

### Seismikk

Denne sommeren skal det besluttes permanent reservoar-monitorering ved hjelp av 4D-seismikk på Johan Sverdrup. Dette er repeterende 3D-seismikk for å overvåke utviklingen i reservoarene når produksjonen er i gang.

Investeringen ligger inne i plan for utbygging og drift (PUD), men må godkjennes av lisenspartnerne før 1. juli i år.

Meling peker på at mulighetene for å samle inn undergrunnsdata årlig gir økt forståelse av hvordan reservoaret oppfører seg når produksjonen og vanninjeksjonen starter: «Dermed kan vi bedre planlegge nye brønner og metoder for å øke ressursutvinningen. Ambisjonen er å utvinne 70 prosent av de påviste ressursene.»

Statoil og partnerne har en 50 års produksjonshorisont, og de

trenger robuste data for å fjerne usikkerhet. Dette kan øke utvinningsgraden og strekke levetiden for feltet.

### Økonomien

Meling sier rett ut at det økonomiske ved feltet er helt fantastisk: «Ved sanksjonering var prisen for fase én av feltutbyggingen satt til 123 milliarder kroner. Nå er vi nede i 97 milliarder kroner. Vi har dratt ned kostnadene ganske dramatisk. Det har vært en diskusjon i avisene om vi presser leverandørene for mye. Men vi er ikke interessert i at leverandørene går konkurs, eller at vi skal påvirke sikkerheten. Vi fokuserer helse, miljø og sikkerhet. Et prosjekt er ikke en suksess hvis vi får en alvorlig hendelse. Det positive vi har erfart, er at vi får levert det vi har bestilt, med rett kvalitet, og stort sett i tide, slik at vi slipper å bruke store summer på å gjøre arbeid om igjen.»

**Fase 1.** Den valgte utbyggingsløsningen for første byggetrinn er et feltsenter med fire spesialiserte plattformer; boligkvarter, prosessanlegg, boreanlegg og stigerør. De fire plattformene får broforbindelser. En femte plattform kobles til i fase 2 av utbyggingen. (Illustrasjon: Statoil)





**Notert.** Hans Christen Rønnevik mener at funnene på Utsirahøgda i Nordsjøen har stor betydning for videre utvikling av fagkompetansen i norsk oljeindustri, og at de kommer til å «stå sentralt i innsatsen for å redusere krisen i næringen og sikre arbeidsplasser framover.» (Arkivfoto: Emile Ashley)

# Geologi i grunnen

«Nøkkelen til suksessen var å sette alle tilgjengelige data inn i en helhetlig sammenheng, for å se mulige frihetsgrader til å formulere nye hypoteser.» Ordene tilhører Hans Christen Rønnevik, mannen som så det geologiske potensialet på Utsirahøgda i Nordsjøen.

| Alice Ølberg Bore

“ Vi hentet opp kjerneprøver, analyserte og testet. Dette var essensielt for raskt å forstå geologien i området. ”

**D**en sørlige delen av Utsirahøgda har vært sporadisk utforsket av de fleste store selskap siden 1967. Det fantes dermed store mengder geologisk materiale vi kunne benytte som grunnlag for ny tolkning,» utdyper Rønnevik, tidligere lededirektør i Lundin Norge.

Han legger til at funnene på Utsirahøgda introduserte bredbånds geofysikk. Dette er siden blitt standard på norsk sokkel.

Det første store funnet i området ble gjort i Luno-prospektet i 2007. Feltet fikk navnet Edvard Grieg da utbyggingsplanen ble godkjent i 2012. Det har utvinnbare reserver på over 32 millioner standard kubikkmeter olje (200 millioner fat). Edvard Grieg-funnet førte til at Avaldsnes-prospektet i den sørlige delen av Utsirahøgda kunne konverteres til et lavrisiko-prospekt.

## Funnbrønnen

Lundins letebrønn 16/2-6 («Avaldsnes») i 2010 førte til oppdagelsen av gigantfeltet som senere fikk navnet Johan Sverdrup. Feltet inneholder anslagsvis 2,8 milliarder fat olje. På toppnivå kan produksjonen komme opp i 660 000 fat i døgnet.

Rønnevik forklarer at letekonseptet gikk ut på at Utsirahøgda sør kunne være en stor akkumulasjon med en 40 til 50 meter bred oljesone under en gasskappe grunnere enn 1950 meter under havnivå.

Edvard Grieg- og Johan Sverdrup-feltene har vist olje/vann-kontakter ned mot dette nivået. Funnene har ingen gasskappe og er dermed undermettet. Oljen i Johan Sverdrup er betydelig mer undermettet enn den genetisk like oljen i Grieg-feltet.

Preboringsanalysen viste at Johan Sverdrup-strukturen ble

dannet for 1,5-2 millioner år siden. Funnet viser at oljefyllingen har foregått svært raskt og pågår ennå. I Edvard Grieg-feltet er det land-avsatte jura-trias sandstein og konglomerat bergarter med relativt gode reservoaregenskaper. Disse reservoarbergartene har man ikke truffet på før på norsk sokkel.

Brønnene i Johan Sverdrup-feltet har vist ekstremt gode reservoaregenskaper i øvre, midtre og nedre jura sandsteinssekvenser avsatt på grunt havdyp og i strandsonen.

«Sverdrup-funnet hadde stor arealmessig utbredelse og krevde omfattende avgrensingsboring. Vi hentet opp kjerneprøver, analyserte og testet. Dette var essensielt for raskt å forstå geologien i området, og for å sikre et solid faktagrunnlag for modellene som skulle legges til grunn for utbyggingsplanene,» sier Rønnevik.

Han understreker at hver eneste brønn har hatt stor betydning for endring og tilpasning av modellene, og det har vært av gjørende for læringen at de samme personer som har formulert hypotesene, har deltatt i oppdateringen under operasjonene.

## Stå-på-vilje

«Det er vesentlig å sette sammen team bestående av menneskelig og faglig mangfold som har evne og vilje til å stå på for å komme fram til et felles resultat. Basis for operasjonell aktivitet må være faktabasert læring og stadig bedre praksis. Relasjonen mellom menneskene er det avgjørende,» understreker han.

Rønnevik påpeker at funnene på Utsirahøgda har stor betydning for videre utvikling av fagkompetansen i norsk oljeindustri, og at de kommer til å «stå sentralt i innsatsen for å redusere krisen i næringen og sikre arbeidsplasser.»

## Alder ingen hindring

Hans Christen Rønnevik har nå passert 70 år og er ikke lenger fast ansatt i Lundin, men fortsatt aktiv i selskapets geologiske miljø som rådgiver.

Han var ansatt i Oljedirektoratet fra 1972 til 1983. I perioden 1984-1999 var han lededirektør i Saga Petroleum. Han var dessuten med og gjenopprettet Det norske oljeselskap i 2000, før etableringen av Lundin Norway i 2004.

Oppstarten av de nye selskapene bidro til å revitalisere aktivitet på sokkelen, og resulterte i funnene Alvheim (2003), Edvard Grieg (2007), Johan Sverdrup (2010), Gohta (2013) og Alta (2014).

Rønnevik er fortsatt opptatt av hvordan skape verdier ved å forstå de geologiske bildene fra undergrunnen: «Konsept, teorier, verktøy og metoder er alltid utilstrekkelig. Å akseptere dette er en forutsetning for læring og ny verdiskaping. Konsept skapes ved geografisk integrering av mennesker før matematisk modellering. Virkeligheten avdekkes gjennom aktivitet mer enn prediksjoner.»





## Johan Sverdrup i tall og fakta

- Johan Sverdrup er et oljefelt på Utsirahøgda i Nordsjøen, 40 kilometer sør for Grane og 65 kilometer nordøst for Sleipner.
- Produksjonsstart planlagt 01.12.2019
- 70 prosent av kontraktene er gått til selskaper med adresse i Norge.
- Feltet blir lønnsomt med en oljepris helt ned mot 20 dollar fatet.
- Johan Sverdrup skal gi 1350 milliarder kroner i inntekter over et 50 år langt livsløp.
- Skatteinntektene utgjør 670 milliarder kroner.
- Dagproduksjonen blir på topp være på 440 000 (fase 1) til -660 000 fat (full felt) og 6 (fase 1) til 10 (full felt) millioner Sm<sup>3</sup> gass per dag.
- Havbunnen i feltet ligger på om lag 110 meters dyp.
- Reservoaret ligger på om lag 1900 meters dyp.
- Feltet dekker et areal på om lag 200 kvadratkilometer.
- Boreplattformen har 48 brønnsisser og er tilrettelagt for samtidig boring, brønnintervensjon og produksjon.
- Johan Sverdrup skal drives med kraft fra land fra produksjonsoppstart i 2019 og i hele feltets levetid. Fase II skal etter planen begynne å produsere i 2022, og omfatter også kraft-fra-land for andre utbygginger i Utsirahøgda-området.
- Oljeressursene som bygges ut i fase I er i sammenhengende sandsteinsreservoarer av sentrias til tidligkritt alder. Den største delen av ressursene er i øvre jura intra-Draupne sandstein, med opphav fra grunnfjellshøyden på Utsirahøgda Sør. Resten av oljeressursene er i sandstein i Statfjord- og Vestlandsgruppene, samt i spikulitter i Vikinggruppen. Det er også påvist olje i Zechstein-karbonater.
- Feltet skal produseres med vanninjeksjon som trykkstøtte og gassløft i produksjonsbrønnene, samt andre metoder, eks. EOR, for økt oljeutvinning.
- Stabilisert olje skal eksporteres fra stigerørsplattformen til Mongstad-terminalen gjennom en ny oljeeksportørledning som kobles opp mot underjordiske fjellhaller (kaverner). Gassen skal eksporteres fra stigerørsplattformen til Kårstø-terminalen gjennom en ny rørledning som kobles opp mot Statpipe (rikgassrørledning) vest for Karmøy



## Sandstein på Wilhelmsøya



| Tekst og foto: Alexey Deryabin

«Hvor har disse sandkornene kommet fra, og hvordan ble de til bergart?» spør en nysgjerrig geolog seg når han eller hun ser på blotninger.

Bildet viser Oljedirektoratets geolog Andreas Bjørnstad på Wilhelmsøya – en avsidesliggende lokalitet på Svalbard hvor en kan komme tett på analog til sandsteinreservoar på norsk sokkel.

Sandsteinen tilhører

Svenskøya-formasjonen og ble dannet i grunt hav for rundt 200 millioner år siden. Klippen har noen horisontale lag nederst, med overliggende lag som er dannet i et kystnært avsetningsmiljø.

Sandstein er lite konsolidert og kan lett skrapes med fingerneglen. Det finnes enkelte fragmenter av fossile trær og kullbiter i denne lokaliteten.



Wilhelmsøya Svalbard. (Illustrasjon: Norsk polarinstitutt)



**Kjernekar.** Tomas Mørch, underdirektør i Utbygging og drift i Oljedirektoratet, studerer kjerneprøver fra Snorre: «Ressurserstatimet har mer enn doblet seg og det gjør Snorre til et av de aller største prosjektene for økt utvinning på norsk sokkel.»

# Tålmodighet er en dyd

Å arbeide med olje og gass krever langsiktig tenking og utholdenhet. Den første oppgaven Tomas Mørch fikk da han ble ansatt i Oljedirektoratet i 1992 var å lage reservoarmodeller for Snorre-feltet i Nordsjøen. Han holder fortsatt øye med Snorre.

| Bjørn Rasen og Monica Larsen (foto)

Etter alle solemerker besluttes utvidelsen av Snorre-feltet innen utgangen av 2017. Operatør Statoil og partnere leverer inn en Plan for utbygging og drift for det som blir kalt Snorre Expansion. Det skal installeres seks eller sju store brønnrammer som gir opptil 28 nye brønnsisser.

«Det gir grunnlag for at Snorre kan produsere til godt etter 2040 – 30 år lenger enn det opprinnelige planer tilsa. Ressuruttaket øker med minst 30 millioner standard kubikkmeter olje (cirka 190 millioner fat) – det tilsvarer et Goliat-felt,» sier Mørch, som i dag er underdirektør i Utbygging og drift i Oljedirektoratet.

## Kraftig økning

Han beskriver Snorre som en «eventyrlig reise» der ressursstatimet er mer enn doblet siden starten: «Det gjør Snorre til et av de aller største prosjektene for økt utvinning på norsk sokkel. Snorre er fortsatt et av feltene på norsk sokkel med mest gjenværende olje.»

Tidligere så Oljedirektoratet nødvendigheten av en ny og tredje plattform på feltet. Da oljeprisen falt, ble dette «økonomisk krevende». Flere har beskrevet bortfall av plattformen som et prestisjenederlag. Det går ikke Mørch med på: «For oss har det alltid vært – og er fortsatt – viktigst å få til en løsning som ivaretar det store ressurspotensialet på feltet – med andre ord, flere brønner. Det blir som en seier for oss når den nye løsningen besluttes. Den gir en ressursutnyttelse på samme nivå og like mange

brønner som en plattformløsning – til lavere kostnader og bedre lønnsomhet.»

Hvorfor denne standhaftigheten? Gnisten ble tent tilbake i 1992 da han, sammen med kollega Bjørn Anders Lundschien, lagde modeller for reservoarene i Snorre. Tanken var å finne ut om injeksjon av gass i tillegg til vann (VAG – vann alternerende gassinjeksjon) kunne drive ut mer olje. Kollegene skrev et «paper» som ble presentert på seminarer. Det førte til en god dialog med daværende operatør Saga Petroleum. Det norske selskapet hadde nemlig kommet fram til andre resultater i sin studie for bruk av vann og gass. Mørch sier at Oljedirektoratets modell passet det som faktisk skjedde.

Siden har reservoaringeniøren fortsatt å jobbe med Snorre fra ulike roller i direktoratet. Snorre er et vanskelig reservoar, forklarer han. Mange har tenkt ut løsninger for å øke utvinningen fra reservoaret som befinner seg fra 2000 til 2500 meter under havbunnen. Reservoaret består av elve-avsetninger fra Jura-tiden og Trias-tiden. Det er rundt 200 millioner år siden. I utstrekning måler Snorre grovt sett 10x25 kilometer

## Spansk speilbilde

Og dette reservoaret har Mørch og kollegene studert på nært hold en rekke ganger. I Ainsa. I de spanske Pyreneene ligger lignende formasjoner opp i dagen.

«Du kan gå rundt og se hvordan Snorre ser ut. Analogiene i Ainsa bruker vi i våre modeller for å forstå Snorre bedre,» sier han.

Når Mørch teller opp, har han,

sammen med kollega Lundschien, vært i Ainsa og holdt kurs minst 30 ganger. I september bærer det ned igjen: «Du får innblikk i hvordan reservoaret ser ut, og du kan lære om hvordan du skal plassere brønner og utvinne oljen fra reservoarene. Det er jo nyttig når hver brønn koster flere hundre millioner kroner å bore.»

Mørch peker på at utviklingen av brønnteologi har bidratt mye: «Det handler om horisontale brønner, løsninger for å komplettere brønnene, samt hvordan styre gassen og vannet i de sonene av reservoaret der de gjør størst nytte slik at oljen drives til produksjonsbrønnene.

«Det er boret flere brønner på Snorre enn det noen kunne forestille seg da produksjonen startet i 1992,» sier han.

## Dragkamp

Det har pågått harde kamper om Snorre i møterommene hos operatøren og hos Oljedirektoratet. Mørch beskriver likevel dialogen som god.

«Bra samarbeid med Statoil som operatør og rettighetshaverne har gjort at vi sammen har kommet fram til gode løsninger. Underveis har vi sagt klart i fra om hva vi mener og forventer. Det har vært gitt tydelige signaler – og stilt vilkår – for hva vi mener er forsvarlig utvinning.»

I det store bildet – generelt sett – er det en kamp om penger til investeringer og at ledelsen i store konsern mener de kan tjene enda mer på samme investering et annet sted enn på norsk sokkel: «Det er deres jobb, men de har også et



**Pådriver.** «Vi er en pådriver for å få ut enda mer olje,» sier Tomas Mørch, underdirektør i Utbygging og drift i Oljedirektoratet.

“ Underveis har vi sagt klart i fra om hva vi mener og forventer. Det har vært gitt tydelige signaler – og stilt vilkår – for hva vi mener er forsvarlig utvinning. ”

klart ansvar for å utnytte ressursene maksimalt. Vår jobb er å ivareta ressursene på norsk sokkel. Og det står i petroleumsløven at alle lønnsomme ressurser skal utvinnes. Myndighetene tillater ikke at selskapene bare skummer fløten.»

Han mener Oljedirektoratets pådriv har vært avgjørende for at de ekstra ressursene i Snorre – og andre steder – blir utvunnet: «Store investeringer, ja. Men investeringene betaler seg – med rente.»

### Variert

Nå har ikke Mørch jobbet fulltid med Snorre. I Oljedirektoratet er det få som bare jobber med én oppgave eller prosjekt. Som leder spenner dagens portefølje mye bredere, han sitter i dag som ansvarlig for Barentshavet.

Tidligere har han drevet med vurdering av aktører som vil inn på

norsk sokkel, vært prosjektkoordinator for flere utbyggingsprosjekter og utført områdestudier der målet er å få selskaper til å samarbeide på tvers av utvinningstillatelser. Kunnskapen fra norsk sokkel brukes også i internasjonalt arbeid i regi av Norad. Programmet Olje for utvikling skal bistå andre land slik at de kan forvalte sine petroleumssressurser.

Men det er Snorre som har engasjert ham mest. Såpass mye at kollegaer sjelden setter ham fast på betegnelsen på viktige Snorre-brønner eller merkedatoene i feltets historie. I det han unnskylder som «svake øyeblikk der jeg rotet litt» har han snublet mer i familiens bursdager og egen bryllupsdag.

Et litt for ivrig engasjement førte ham også inn i lokalpolitikken i Randaberg kommune hvor han sitter i ulike politiske utvalg, samt

er vararepresentant i kommunestyret. Han klarte ikke å tie stille og derfor ble han dratt inn i Kristelig folkeparti. Han gjorde politikerne oppmerksom på at Randaberg var den kommunen i regionen som betalte mest i bompenger og fikk minst igjen: «Dermed var det gjort.»

Samfunnsspørsmål engasjerer, han vil ha mest mulig verdiskapning til samfunnet fra skattepengene: «Og det gjelder også i oljespørsmål.»

Til høsten er hans åremål som direktør over. Han sitter faktisk på overtid: «Jeg ser fram til nye muligheter i Oljedirektoratet, og vil helt sikkert jobbe med pådriv.»

Til høsten slipper han tak i Snorre: «Det blir som en skilsmisse og skjer med et tungt hjerte.»

# Sagaen fortsetter

Ifølge opprinnelig plan skulle Snorre-feltet vært stengt for tre-fire år siden. Nå venter myndighetene på en ny plan som forlenger nordsjøfeltets levetid til 2040 eller mer.

| Bjørn Rasen

Reservoaret betegnes som komplisert og har gitt hodebry til mange fagfolk helt siden det ble påvist i 1979. Utviklingen på Snorre har vært både kronglete og spennende, med tre ulike operatører (Saga Petroleum, Norsk Hydro og Statoil) og dragkamper. Men ut av alle diskusjonene og tautrekkingen har det kommet ut kalkulasjoner og planer som mer enn fordobler det opprinnelige reserveanslaget ved produksjonsstart i 1992.

I opprinnelig plan var utvinnbare reserver beregnet til 119 millioner standard kubikkmeter (Sm<sup>3</sup>) olje (nær 750 millioner fat). Senere har stadig nye brønner bidratt til å øke reservene til 277 millioner Sm<sup>3</sup>. Og med den nye utbyggingen øker reserveanslaget til 307 millioner Sm<sup>3</sup> (1930 millioner fat). Dette gjør Snorre unikt i en økt utvinnings-sammenheng.

Mot slutten av dette året forventes en ny Plan for utbygging og drift (PUD) for Snorre-feltet. I den opprinnelige PUD-en fra daværende operatør Saga Petroleum heter det at produksjonen trolig måtte avsluttes i 2012-2014.

I den 8. konsesjonsrunden i 1983 søkte Saga Petroleum bare operatørskap i én utvinnings-tillatelse. Den lå i blokk 34/7 i Nordsjøen, vest for Sognefjorden.

Myndighetene satte som betingelse for tildelingen av operatørskapet at Saga skulle inngå avtale med et erfarent oljeselskap som skulle være garantist for den utbyggingsløsningen som ble valgt. Valget falt på Esso Norge.

Den opprinnelige tanken var å ha én plattform, og Saga fikk gjennomslag for strekkstagplattformen Snorre A tilknyttet en havbunnsproduksjonsramme. For neste fase var det to alternative løsninger, enten flytte plattformen til den nordlige delen av feltet og fortsette utvinningen der, eller å



**Store volum.** Den kommende utbyggingen på Snorre skal øke utvinningen fra feltet med nær 30 millioner standard kubikkmeter olje (nær 190 millioner fat). Det utgjør like mye som som Goliat-feltet i Barentshavet. (Foto: Statoil/Harald Pettersen)

bygge ut med flere havbunnsrammer.

Slik gikk det ikke, og produksjonen fra den halvt nedsenkbare Snorre B startet i 2001.

I 2010-11 foreslo operatør Statoil at Snorre skulle utvides med bare én havbunnsramme i nord – for å øke utvinningen. Men myndighetene mente det var grunn til å se på en betydelig større løsning. Kun «fløteskumming» var ikke i samsvar med kravet i petroleumsløven om at alle økonomisk lønnsomme ressurser skal utvinnes.

En tredje plattform, Snorre C, ble valgt som nytt konsept i 2013 – prosjektet Snorre 2040 var født. Så steg kostnadene i næringen samtidig som oljeprisen stupte. Det var bare å gå tilbake til tegnebrettet.

Det er trolig få eller ingen felt som har medført flere møter mellom operatør, rettighetshavere og myndigheter enn Snorre. Det er et felt som både departement, regjeringen og Stortinget kjenner godt.

Sent på høsten 2016 ble en milepæl nådd. Rettighetshaverne besluttet å videreføre prosjektet som har fått navnet Snorre Expansion. Plattformkonseptet er forlatt, og løsningen blir en stor utbygging med seks eller sju havbunnsrammer med

kapasitet opptil 28 nye brønner. Havbunnsrammene skal kobles opp mot Snorre A.

Opprinnelig var Snorre planlagt med 93 produksjons- og injeksjonsbrønner. Fram til i dag er det boret 122 produksjons- og injeksjonsbrønner.

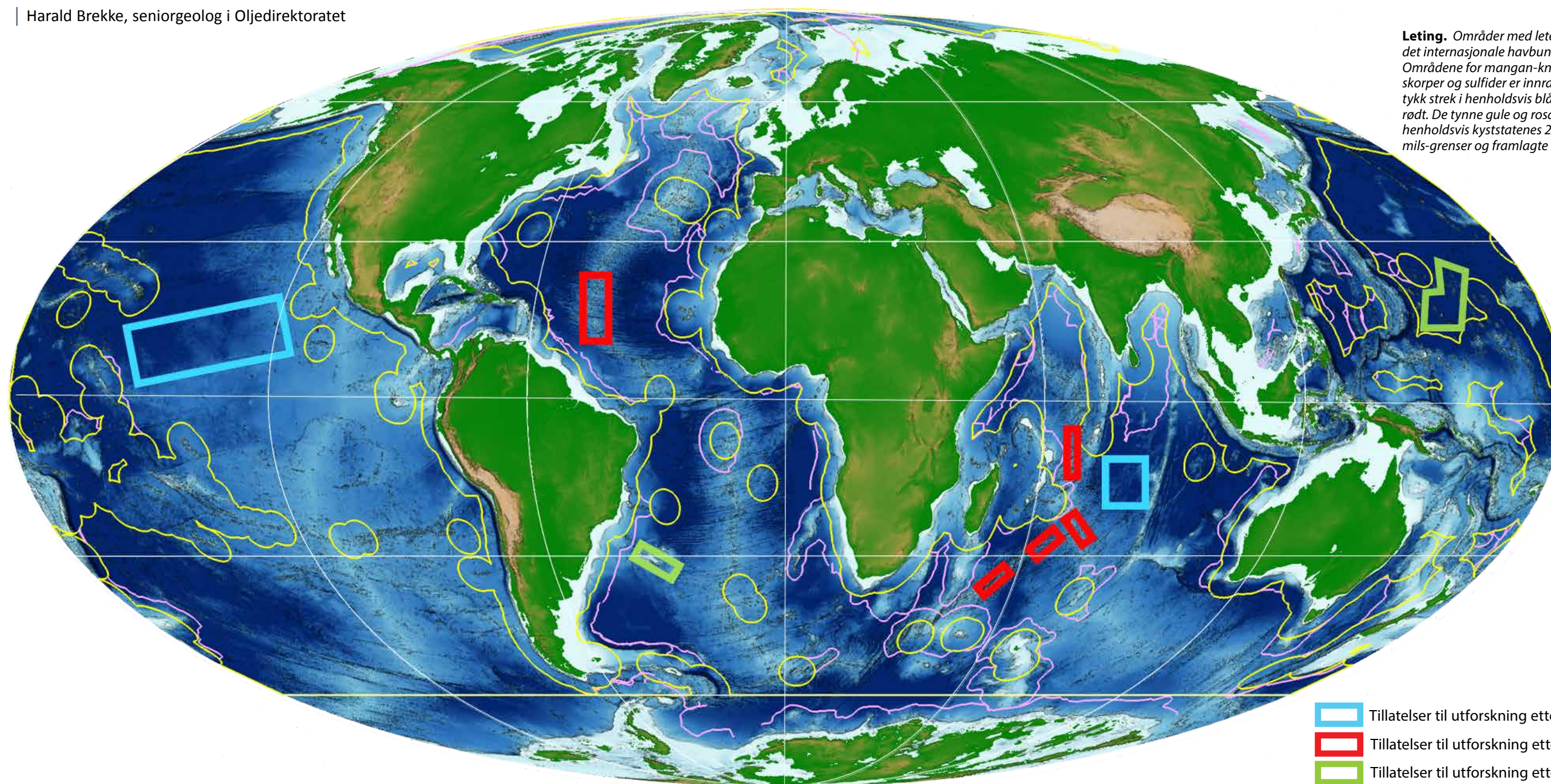
Det er ingen hemmelighet at det har vært dragkamper mellom selskapene og myndighetene om hvordan ressursene i Snorre skal forvaltes best mulig. Myndighetene har brukt faglige argumenter i diskusjonene – men også tatt sterkere virkemidler i bruk ved å stille vilkår til selskapene. I og med at Snorres levetid var antatt å bli mye kortere enn den nå faktisk blir, så har selskapene vært avhengig av å få forlenget utvinningstillatelsen. Og denne muligheten har myndighetene brukt for å få framdrift og nødvendige beslutninger i prosjektet.

Beslutninger har blitt tatt, samtidig som driften av Snorre (regularitet) har blitt stadig bedre de siste årene.




Den siste midlertidige forlengelsen utløper i juni 2018. Innen den tid må ny PUD være godkjent. Med den følger naturlig en forlengelse av begge utvinningstillatelsene som omfatter Snorre-feltet.

# Metallene på havbunnen – en ny ressurs

| Harald Brekke, seniorgeolog i Oljedirektoratet



**Letting.** Områder med letekontrakter i det internasjonale havbunnsområdet. Områdene for mangan-knoller, manganskorper og sulfider er innrammet med tykk strek i henholdsvis blått, grønt og rødt. De tynne gule og rosa linjene viser henholdsvis kyststatenes 200 nautiske mils-grenser og framlagte sokkelgrenser.

-  Tillatelser til utforskning etter mangannoduler
-  Tillatelser til utforskning etter manganskorper
-  Tillatelser til utforskning etter sulfider

Internasjonalt har det vært lett etter havbunnsmineraler i over 15 år. Det er tildelt 27 letekontrakter. Også i Norge øker interessen.

Det har lenge vært kjent at verdenshavens store dyp inneholder forekomster av metalliske mineraler. Noen steder er forekomstene så store at de muligens er økonomisk drivverdige og derfor kan betraktes som malmforekomster. Interessen for slike fore-

komster var en av de viktigste drivkreftene for å forhandle fram Havrettskonvensjonen i årene 1973-1982, der rettighetene til disse ble regulert. Mineralforekomstene deles inn i tre typer; mangan-knoller, mangan-skorper og sulfider. Alle sammen inneholder flere slags metaller, og de ligger på store dyp,

mellom 1500 og 6000 meter. FNs havrettskonvensjon sier at en kyststat har råderett over ressursene på og under havbunnen på landets kontinentalmargin, i hele dens utstrekning - også der kontinentalmarginen strekker seg utover 200 nautiske mil. Havrettskonvensjonen definerer

dette området med nasjonal råderett som kyststatens kontinental-sokkel. Dette er altså en juridisk definisjon av kontinental-sokkelen, ikke naturvitenskapelig.

I følge denne definisjonen er derfor ikke norsk kontinental-sokkel bare de grunne områdene der det finnes olje og gass. Den omfatter også flere tusen meter dype havområder langt fra land der det er naturlig å lete etter andre typer ressurser.

Mangan-knollene (ofte kalt mangan-noduler) ligger på bløt

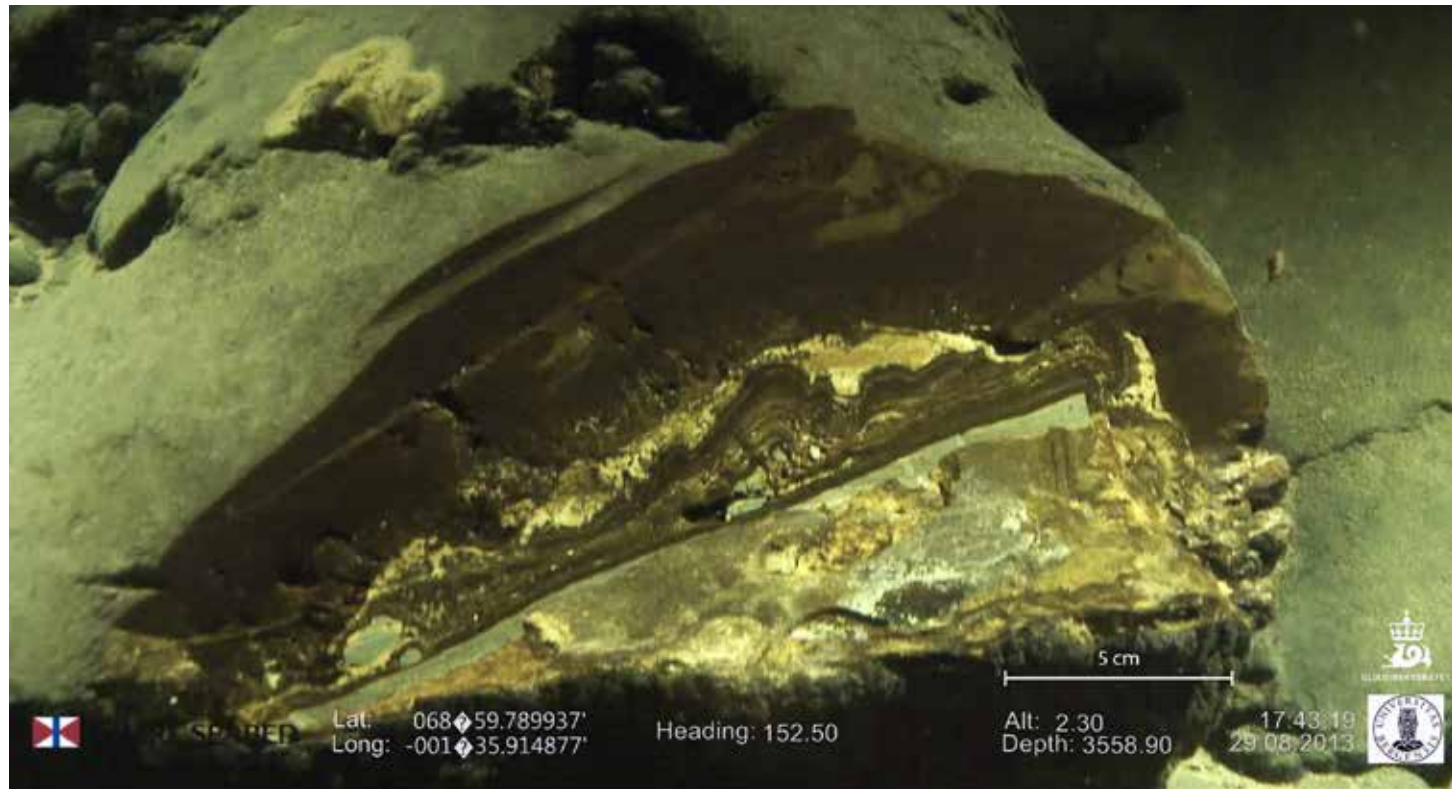
bunn på de store havdypene. De inneholder mye mangan og jern med mindre mengder kobber, nikkel, kobolt, titan og platina.

Mangan-skorperne inneholder også mest mangan og jern og mindre mengder titan, kobolt, nikkel, cerium, zirkonium og sjeldne jordarter (REE). Disse vokser som laminerte belegg på fast fjell der det stikker opp på havbunnen, på dyp mellom 1500 og 3000 meter.

Sulfidene inneholder hovedsakelig bly, sink, kobber, kobolt, gull og sølv. De er knyttet til varme

kilder på verdenshavens vulkaniske spredningsrygger der de danner «svarte skorsteiner» («Black Smokers»). Slike svarte skorsteiner er aktive i noen tusen år før de dør ut og etterlater seg «sulfidgrushauger» (mounds). Hovedmengden av sulfidmalmressursene ligger i disse haugene.

I de internasjonale delene av verdens havbunn har det vært lett etter slike ressurser i over 15 år. Leteområdene er e tildelt av Den internasjonale havbunnsmyndigheten. De første områdene



**Dype ressurser.** Prøvelokalitet som viser manganskorpe på Vøringutstikkeren, der det ble hentet opp prøver i 2013.

ble tildelt sju pioner-investorer på 1990-tallet, men kontraktene begynte ikke å gjelde før i 2001, da regelverket for leting etter mangan-knoller var på plass. Det skjedde lite inntil 2012.

Dette året steg plutselig antall søknader om letekontrakter betydelig, og det holdt seg stabilt de neste tre-fire årene. Økningen i antall søknader kom samtidig med at regelverket for leting etter sulfider og mangan-skorper var ferdigstilt.

Det falt også sammen med at Kina var i ferd med å bli monopolist på en del strategiske mineraler som er viktige for innføringen av «den grønne teknologien». Mangan-skorper blir ansett for å være en framtidig kilde til slike strategisk viktige metaller, blant annet sjeldne jordarter.

### Ressursmangel

Dessuten ser det ut til at verdens kobber-ressurser på land begynner å bli tømt. I følge The United States Geological Service (USGS) er verdens kobber-reserver på land omtrent 720 millioner tonn. Det holder til omtrent 40 år med dagens verdensforbruk. Men forbruket ventes å øke betydelig de nærmeste årene på grunn av

den grønne teknologien – altså er tidshorizonten mye kortere. Da er det et poeng at USGS har beregnet de globale kobber-ressursene i dyphavets mangan-knoller til cirka 700 millioner tonn, altså like mye som ressursene på land. USGS har ikke publisert tall for kobber-ressursene i dyphavssulfidene. Andre har beregnet dem til under en tiendedel av USGS sine tall for mangan-knoller, men dette er antagelig et svært konservativt anslag (Hannington et al. 2011).

### Leting

I det internasjonale havbunnsområdet er det nå 27 aktive letekontrakter, fordelt på tre typer mineralforekomster. De fleste kontraktørene er statseide institusjoner, som for eksempel franske Ifremer og tyske BGR. De siste årene har også private selskaper meldt seg på, som UK Seabed Minerals, belgiske G-Tec Sea Minerals og Keppel fra Singapore. Alle kontraktørene må ha offisiell støtte fra sitt lands regjering. Det er i dag 20 regjeringer som støtter leting etter mineralene. Fem av dem er utviklingsland, som alle er små øystater i Asia og Stillehavet.

Letekontraktene gjelder for 15 år, og det var opprinnelig forven-

tet at kontraktørene etter dette ville gå over i en utvinningsfase. Det har foreløpig ikke skjedd. Alle de seks første lete-kontraktene har i stedet fått en fem-års forlengelse. Samtidig arbeider Havbunnsmyndigheten med regelverket for utvinning.

### Utvinning

Den første utvinningen i internasjonalt område vil muligens skje i løpet av de neste ti årene, og da dreier det seg om mangan-knoller. Men lenge før det, kommer antagelig det kanadiske selskapet Nautilus til å starte utvinning på sulfidmalm-feltet Solwara 1 som ligger på 1700 meters dyp innenfor kontinentalsokkelen til Papua Ny Guinea.

Gruveutstyret er allerede konstruert og bygget, og produksjonsskipet skal være ferdig i 2019. Resultatet av det som skjer utenfor Papua Ny Guinea får stor innflytelse på utviklingen av denne industrien i resten av verden.

### Norge

Hva så med norsk kontinentalsokkel? Vi vet, og har visst en stund, at det finnes havbunnsmineraler i de dype delene av Norskehavet. Universitetet i Bergen (UiB) gjorde

de første funnene av «svarte skorsteiner» i Norskehavet for over ti år siden.

På grunnlag av blant annet Oljedirektoratets store datasett med multistråle-batymetri i Norskehavet (innsamlet for grensekartlegging), påviste Universitetet i Bergen (UiB) flere forekomster av sulfider (både skorsteiner og grushauger) langs den vulkanske Mohnsryggen mellom Jan Mayen og Bjørnøya og videre nordover på Knipovichryggen.

Siden er det påvist og tatt prøver av flere forekomster av sulfider og manganskorper under kartleggingen av Norskehavet i et flerårig forskningssamarbeid mellom UiB og Oljedirektoratet. Dette er et ledd i UiBs internasjonalt anerkjente forskning på de vulkanske prosessene som danner sulfidavsetningene, og det unike dyrelivet som lever av disse avsetningene.

For Oljedirektoratet er undersøkelser en del av den generelle ressurskartleggingen av norsk sokkel, en av direktoratets hovedoppgaver. I det siste har Norges teknisk-vitenskapelige universitet (NTNU) også begynt å arbeide med havbunnsmineraler og gjort egne undersøkelser på sulfidforekomster som tidligere er påvist av UiB.

I tillegg til forekomstene i Norskehavet forventer vi at det på norsk kontinentalsokkel finnes mangan-skorpe rundt Yermakplatået i Polhavet, og rundt

Bouvetøya i Sør-Atlanteren. Vi regner ikke med å finne forekomster av mangan-knoller på norsk sokkel, med et mulig unntak av sokkelen rundt Bouvetøya.

### Lønnsomt?

Spørsmålet er nå om disse mineralene – noe sted på norsk sokkel – finnes i slike mengder og av en slik kvalitet at de kan regnes som økonomiske. For å kunne svare pålitelig på dette, kreves det betydelig mer arbeid og undersøkelser.

Som en begynnelse, har Oljedirektoratet foretatt en første serie kjemiske analyser av prøver fra tykke forekomster av mangan-skorper på brattskrentene av Jan Mayen-ryggen og Vøringutstikkeren. Resultatene viser interessante forskjeller sammenlignet med mangan-skorperne i resten av Atlanterhavet og i Stillehavet.

Mangan-skorperne i Norskehavet faller i to grupper når det gjelder innholdet av lantanoider; den ene inneholder omtrent dobbelt så mye som manganskorperne i Stillehavet og resten av Atlanterhavet, mens den andre har mindre. Begge grupper i Norskehavet inneholder betydelig mer litium (20-80 ganger) og scandium (4-7 ganger).

Dette er begge interessante, «grønne» metaller. Gruppen med høyt innhold av lantanoider har også forhøyet innhold av yttrium og ligger dermed høyt for hele

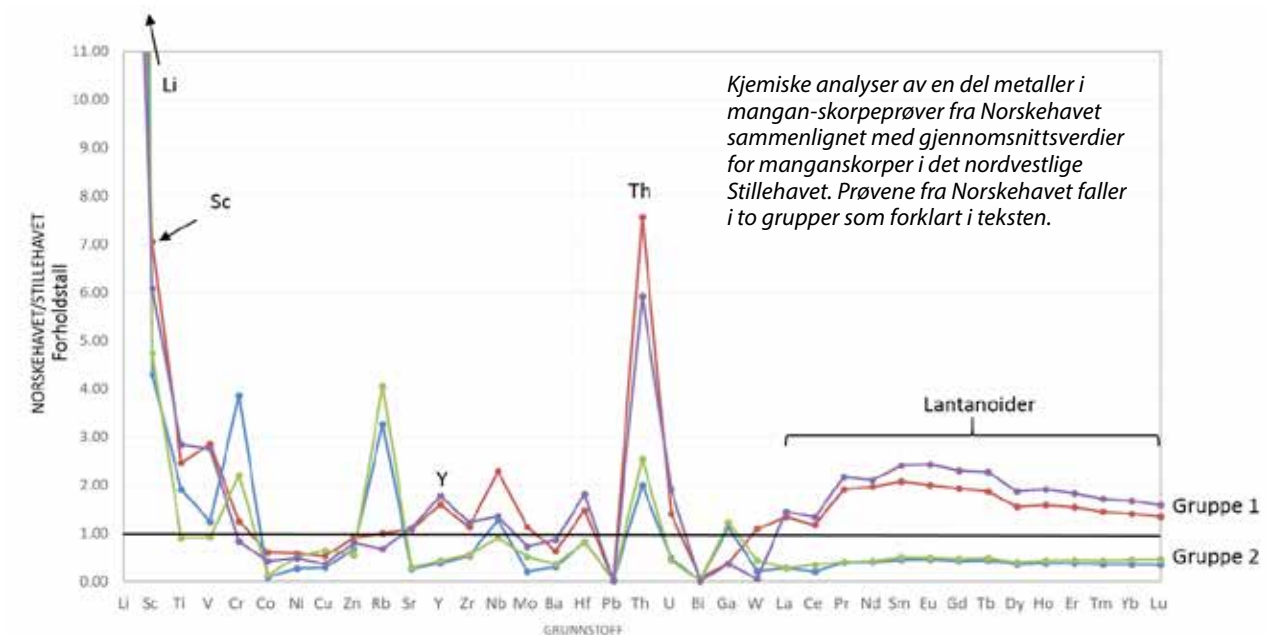
## Felles gode

Havrettstraktaten slår fast at ressursene i det internasjonale havbunnsområdet tilhører hele menneskeheten. I disse områdene er det Den internasjonale havbunnsmyndigheten som i henhold til Havrettstraktaten har myndighet til å forvalte ressursene. Havbunnsmyndigheten har sitt sekretariat i Kingston, Jamaica, og består av alle stater som er part i Havrettstraktaten.

Norge er representert i Havbunnsmyndighetens råd gjennom Utenriksdepartementet. I tillegg har rådets tekniske og juridiske kommisjon et norsk medlem; for tiden fra Oljedirektoratet, tidligere fra Norges geologiske undersøkelser, NGU.

Selskap og institusjoner som ønsker eksklusive rettigheter til å lete etter og/eller utvinne havbunnsressurser i det internasjonale området, må søke om det til Havbunnsmyndigheten. For å få slike rettigheter må de ha formell støtte fra sine respektive regjeringer. Rettighetene reguleres i kontrakt med Havbunnsmyndigheten

### Metallinnhold i mangan-skorper fra Norskehavet sammenlignet med Stillehavet





rekken av sjeldne jordarter.

Disse resultatene er svært interessante. Nå gjelder det å finne ut hvordan disse kjemiske karaktertrekkene har oppstått, og hvordan vi kan bruke denne kunnskapen i den videre kartleggingen av kvalitet og utbredelse av disse ressursene. Tilsvarende undersøkelser må også gjøres for sulfidforekomstene. Dette omfatter utprøving av metoder for måling av forskjellige typer data og metoder for prøvetaking.

### Tidlig fase

Først når vi har kommet et stykke på vei her, har vi grunnlag for å gi pålitelige ressursanslag. God forvaltning krever dessuten at slike beregninger må komme fra ansvarlige institusjoner som forplikter seg til anerkjente standarder for rapportering av ressurstill. Dette er helt avgjørende for eventuelle, framtidige beslutninger, både offentlige og private.

Selv om vi allerede har en

del resultater å vise til, har norske havområder i liten grad vært utforsket med sikte på mineralforekomster, og gjeldende lovgivning er ikke utformet for slik aktivitet. Myndighetene arbeider derfor med utkast til en ny, moderne lov om mineralutvinning på kontinentalsokkelen, som skal sendes ut på offentlig høring.

### Parallell

Nå står vi omtrent der vi sto da vi begynte å lete etter olje og gass.. Det som har gjort petroleumsnæringen til en stor suksess i Norge, er at vi har omgjort ressursene til verdier for hele samfunnet. Fra første stund var det klart at Staten eier petroleumssressursene og skulle forvaltes av Staten – til beste for alle.

Den gang hadde vi en verfts-industri og en skipteknologisk kompetanse i verdensklasse, og vi hadde et generelt høyt utdanningsnivå i befolkningen. Denne

kompetansen, sammen med lovgivning og regelverk, var forutsetningen for å få kontroll over forvaltningen og den økonomiske styringen av petroleumssressursene.

Våre forutsetninger for å gjenta suksessen har ikke blitt mindre, selv om vi i dag har færre skipsverft. Vi har videreutviklet det maritimteknologiske miljøet og ligger godt plassert i verdenstoppen innen maritim industri, forskning og utdanning. Landet har dessuten 50 års erfaring fra alle sider av marin, geologisk kartlegging og forvaltning av kontinentalsokkelen ressurser.

Norge trenger ikke bygge opp mye nytt for å ta godt vare på de eventuelle nye ressursene som finnes i dyphavet.

*Artikkelen har tidligere vært publisert i magasinet GEO.*

# Studie viser at mer rest-olje kan utvinnes

Store muligheter for økt oljeutvinning (EOR) på norsk sokkel har blitt påvist i en ny studie. Det krever dristighet og vilje dersom gevinstene skal bli realisert.

På oppdrag fra Oljedirektoratet ble studien utført av eksperter fra Imperial College i London. Studien skulle vise hvilke EOR-metoder (enhanced oil recovery) som passer best på norsk sokkel, og hvor stort økt utvinningspotensial som er mulig å oppnå.

Studien sammenlignet mange ulike EOR-metoder med forholdene i en rekke reservoarer på norsk sokkel. Målet var å finne ut hvor godt den enkelte metode kan passe i de ulike formasjonene. Utvinningsgraden, eller den produserte andel av all oljen som opprinnelig befant seg i feltene på norsk sokkel, ligger i gjennomsnitt på 47 prosent. Dette er høyt sammenlignet med verdensgjennomsnittet, der utvinningsgraden ligger på litt under 40 prosent.

Man kan bruke forskjellige teknikker for å øke denne utvinningsgraden enda mer, og nedsatte metoder har vært brukt i eller vært foreslått for oljefelt rundt omkring i verden.

- **Gassinjeksjon.** Gassene som anvendes er i hovedsak hydrokarboner, karbondioksid (CO<sub>2</sub>) eller nitrogen (eller nitrogen-rik røykgass). Den injiserte gassen kan være blandbar, slik at gassen og oljen oppløses i hverandre og danner en mer mobil væske – eller den kan være ikke-blandbar, slik at oljen og gassen holder seg i egne faser.

Både blandbar og ikke-blandbar gassinjeksjon gjennomføres vanligvis vekselvis med vanninjeksjon. Vekselvise vann- og gassinjeksjon også kalt VAG (vann- alternerende gassinjeksjon) fører til mer effektiv oljeproduksjon fordi man i tillegg får fortrennings- og trykkstøttefordelene fra vann.

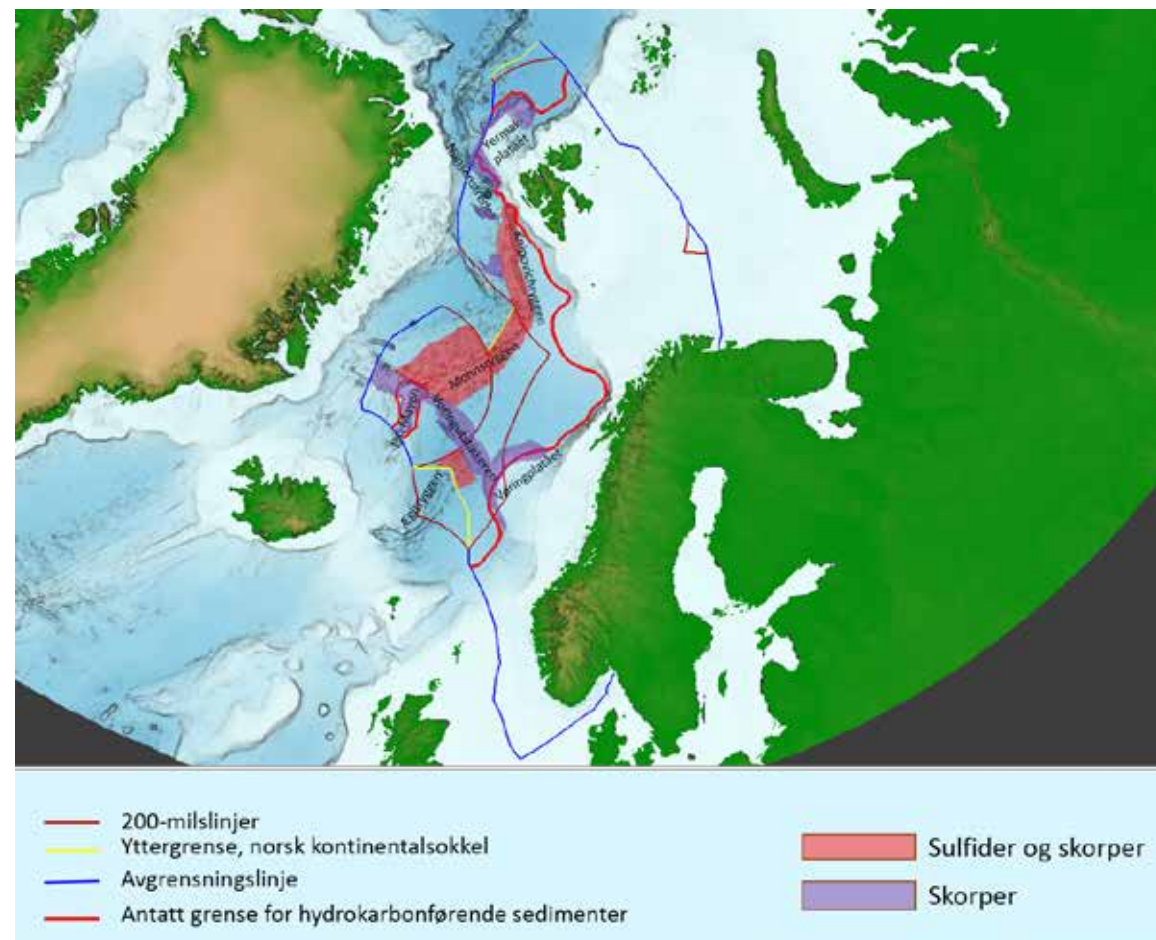
Ved bruk av CO<sub>2</sub>-gass oppnås i tillegg den fordelene at noe av gassen blir liggende nede i undergrunnen for godt og dermed bidrar til fangst og lagring av CO<sub>2</sub> (CCS). Injeksjon av hydrokarboner har allerede fungert godt på norsk

### Hva er forskjellen?

**Mobil gjenværende olje** er bevegelig olje som ikke er fortrent til produksjonsbrønner ved hjelp av vann eller gass. Denne oljen kan i prinsippet utvinnes ved hjelp av flere brønner og mer langvarig bruk av vann- og/eller gassinjeksjon.

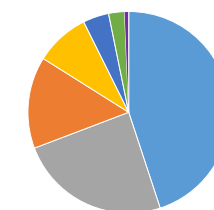
**Immobil olje** er olje som henger fast på poreveggen i reservoaret. Denne kan ikke presses ut av porene og produseres ved mer injeksjon av vann eller gass. Det kreves bruk av avanserte metoder (EOR) for at deler av den immobile oljen skal kunne mobiliseres.

Den immobile oljen kan oppta en betydelig del av porevolumet i et reservoar – den immobile oljen kalles også for residuell olje, eller rest-olje.

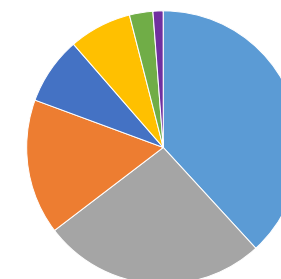


Kart som viser antatt utbredelse av havbunnsmineraler på norsk kontinentalsokkel.

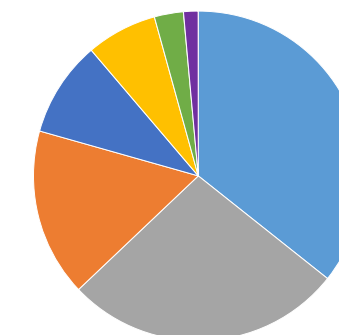
Lavt estimat  
320 MSm<sup>3</sup>



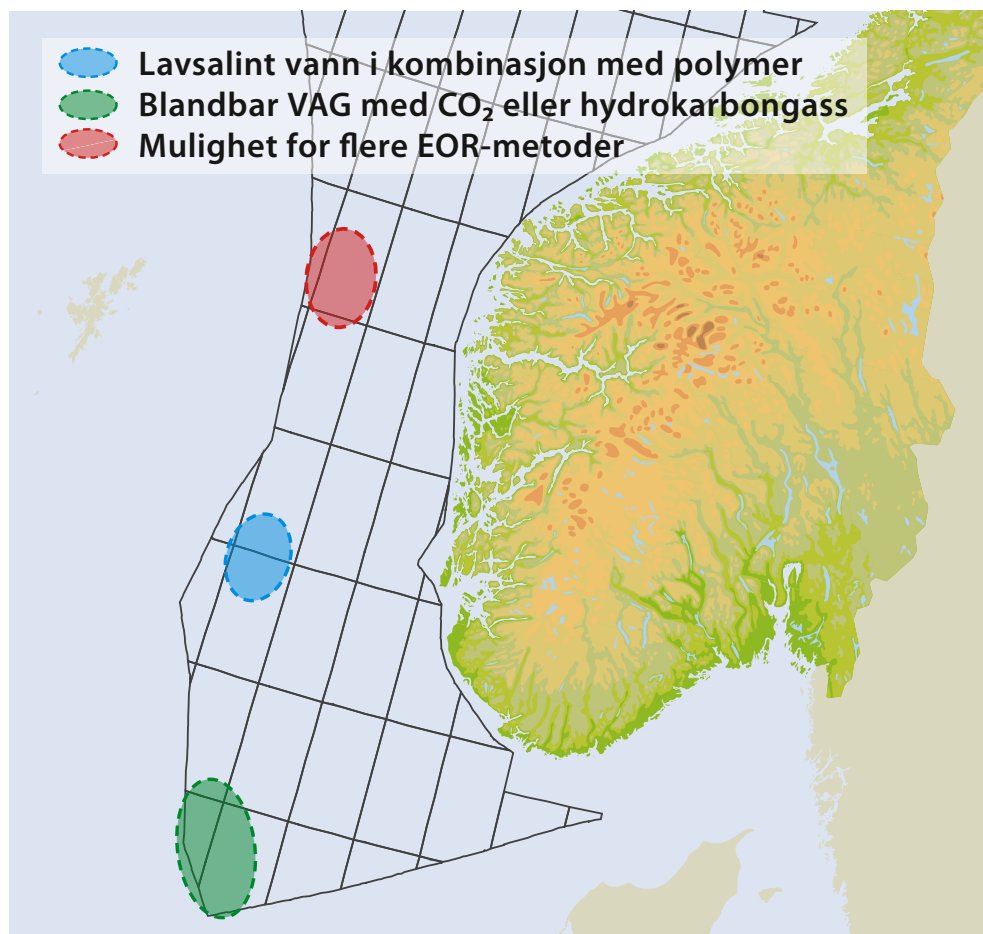
Middels estimat  
592 MSm<sup>3</sup>



Høyt estimat  
860 MSm<sup>3</sup>



- Lavsalt/polymer
- Blandbar VAG med CO<sub>2</sub>-gass
- Blandbar VAG med hydrokarboner
- Lavsalt
- Surfaktant/polymer
- Gel
- Alkalisk



begrensningene fungerer ikke metoden i det hele tatt.

Denne studien evaluerte 53 reservoarer og segmenter i 27 felt ved hjelp av undersøkelseskriterier som litologi, dybde, trykk, temperatur, oljens API-tetthet, viskositet, oljens surhetsgrad og fuktingsoppførsel, samt reservoarets porøsitet og permeabilitet.

Det ble også tatt hensyn til reservoar-tykkelse, oppsprek-ning, heterogenitet, innhold av leire og type leire, saliniteten i formasjonsvan-net, saliniteten i injeksjonsvannet, tilstedeværende olje og nåværende utvinningsmetode.

Disse kriteriene dekker et bredere utvalg enn kriteriene

sokkel (blant annet på Statfjord og Oseberg).

- **Alkaliske flømming.** Alkaliske stoffer som tilsettes injeksjonsvannet, reagerer med oljen og produserer overflateaktive stoffer som reduserer grenseflatespenningen mellom oljen og vann og endrer fuktningsegenskapene i reservoaret. Begge disse virkningene kan mobilisere mer olje fra porene.
- **Polymerflømming.** Vannløselige polymerer som tilsettes injeksjonsvannet øker vannets viskositet (gjør vannet mer tyktflytende). Dette fører til en mer stabil og jevn fortrensning av oljen.
- **Surfaktantflømming.** Surfaktant som tilsettes injeksjonsvannet endrer fuktegenskapene i reservoaret og reduserer grenseflatespenningen mellom olje og vann. Dette kan føre til at deler av den immobile oljen blir mobilisert.
- **Lav-salinitetsflømming.** Oljeproduksjonen under vannflømming kan bedres ved å

redusere den samlede saliniteten i det injiserte vannet til under 5000 deler per million (ppm), og dermed gjøre bergarten mer vannvåt.

- **Surfaktant-/polymerflømming og lav-salinitets-/polymerflømming.** For slike metoder forsterkes surfaktant- eller lav-salinitetsflømming (som gir bedre mikroskopisk fortrensningseffektivitet) ved at det kombineres med polymer for å forbedre injeksjonsvannets sveip.
- **Gel og termisk aktiverte polymerer (TAP).** Gel forbedrer sveipet ved å stenge av bestemte vannstrømningsveier i nærheten av produksjons- eller injeksjonsbrønner, mens TAP gjør det samme lenger inn i reservoaret.

#### Kriterier

Hver enkelt EOR-metode har spesifikke begrensninger knyttet til blant annet reservoaregenskaper. Innenfor begrensningene vil metoden fungere optimalt. Utenfor

i andre publiserte studier, og metoden er derfor mer følsom. Feltoperatørene bidro med reservoardata som ble undersøkt i henhold til ovenstående kriterier ved hjelp av et spesiallaget modellverktøy.

#### Effektivitet

Gjennomførbare EOR-metoder ble tildelt økt utvinningspotensial basert på en funksjon av metodens egnethetscore, økt utvinningsfaktorer basert på erfaringsdata og gjenværende olje i feltet.

Egnethetscoren kvantifiserer hvor godt egnet en bestemt EOR-metode er i et bestemt felt. Disse scorene ble generert ved hjelp av modellverktøyet med de tekniske kriteriene. Kriteriene ble vektet etter betydning.

Scorene varierer mellom 0 og 1, der en score på 0 betyr at metoden ikke kan brukes, mens 1 betyr at den er optimal for feltet. EOR-metoder med en score på 0 får ikke tildelt et økt utvinningspotensial.

EOR-potensialet ble anslått ved bruk av den EOR-metoden som gir størst potensial for økt utvinning i hvert felt. Det velges bare én metode for hvert felt.

Når dette anvendes for alle de 27 feltene som inngår i studien, gir det et totalt teknisk EOR-potensial på 592 millioner standard kubikk-meter ( $\text{Sm}^3$ ). Dette er middelverdien for en rekke mulige utfall. Det tekniske potensialet spenner fra 320 til 860 millioner  $\text{Sm}^3$  (se figur side 33).

#### Anvendbarhet

Fire EOR-metoder kan anvendes mange steder og har middels teknisk EOR-potensial på over 40 millioner  $\text{Sm}^3$ .

- Lavsalt vann i kombinasjon med polymer er metoden som har størst potensial i denne studien og potensialet kommer hovedsakelig fra felt på Utsirahøgda og området rundt, samt Tampen-området i Nordsjøen.
- Surfaktant i kombinasjon med polymer passer i samme felt, men virker bare bedre enn lavsalt vann i kombinasjon med polymer i noen få felt i Tampen-området og på Haltenbanken i Norskehavet.
- $\text{CO}_2$ -injeksjon er lovende i felt der man forventer at  $\text{CO}_2$  er blandbar under reservoarforhold. Dette er hovedsakelig kalkfeltene i den sørlige delen av Nordsjøen og felt i Tampen-området.
- Injeksjon av hydrokarbon-gass/VAG er en mulighet i mange felt, og er allerede den mest brukte EOR-metoden i Nordsjøen.

Man kan se klare geografiske trender for hvor de forskjellige EOR-metodene passer best. Dette kan ha viktige implikasjoner for stordriftsfordeler, for eksempel ved å kombinere forsyning av injiseringsmiddel (gass/kjemikalier) for flere felt i samme område. (Figuren på side 34 viser tre eksempler på slike områder.)

Andre EOR-metoder (lavsalt vann, gel, alkaliske flømming) kommer bare ut som metoden med

størst potensial i enkelte felt med spesielle forhold.

Flømming med lavsalt vann er ikke like effektivt uten tilsetning av polymer. Unntakene er felt som enten har høy temperatur for polymer eller som har olje med svært lav viskositet.

Gel og termisk aktiverte polymerer kan brukes i svært modne felt for å forbedre sveip og styre vannproduksjonen.

#### Faktorer

Samtlige felt i studien har EOR-potensial. Hvor stort økt utvinningspotensialet et felt har, avhenger av to faktorer. Den første er at det finnes en EOR-metode som er helt optimal for feltet med tanke på undersøkelseskriteriene. Den andre faktoren er basert på hvor mye olje som er igjen i feltet.

Mengden av oljen som er igjen i feltet avhenger igjen av hvor mye olje som var der til å begynne med, og hvor mye som er utvunnet fra feltet til nå.

Denne studien gir en indikasjon på det tekniske potensialet for EOR. Neste steg blir å anvende driftsmessige, økonomiske og miljømessige kriterier for nærmere å bestemme størrelsen av det praktiske potensialet.

Studien anbefaler at dagens arbeid blir fulgt opp med en gap-analyse for å bestemme de viktigste hindringene for gjennomføring av EOR-metoder, samt en dybdeanalyse av de mest lovende feltene ved bruk av en «reservoir technical limit (RTL)»-tilnærming.

Det kan også bli behov for ytterligere forskning for å utvikle noen av metodene for de mer utfordrende forholdene man støter på i noen av disse feltene på sokkelen, og for å undersøke mulige synergier mellom EOR-metoder og  $\text{CO}_2$ -håndtering (CCS).

**Se også kapittelet om avanserte utvinningsmetoder i Ressursrapporten for felt og funn på [www.npd.no/publikasjoner/ressursrapporter](http://www.npd.no/publikasjoner/ressursrapporter)**

## RAPPORTFORSIDE



### Forord

Store muligheter på  
norsk sokkel



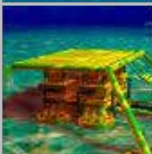
### Ressursregnskap

Over halvparten igjen



### Teknisk potensial

Enda mer å hente



### Utvinning

Mye å ta fatt i



### Avslutning

Snu alle steiner



### ODs rolle

Størst mulig verdi for  
samfunnet

# Verdier for framtiden

Ny ressursrapport for  
felt og funn.

Tilgjengelig på

<http://ressursrapport2017.npd.no/>

