

**Vi må
fortsette
å lete!**

NORSK SOKKEL

TIDSSKRIFT FRA OLJEDIREKTORATET

NR 2 - 2018



Foto: Monica Larsen

SIDENE
22-23

Direktoratets Geobank Det som før var kjent som steinlageret i Oljedirektoratet, har skiftet navn til Geobank. Fordi: Det inneholder foruten steinprøver, mikrofossiler og nedfrysede oljeprøver fra nær sagt alle funn og felt på norsk sokkel.



Foto: Monica Larsen

SIDE
4

Intervjuet «Vi må fortsette å lete! Og vi må ha areal å lete i,» sier Kristin Færøvik, styreleder i bransjeorganisasjonen Norsk olje og gass.



Foto: Monica Larsen

SIDE
18

Karbonjeger Geolog Eva Halland er opptatt av mulighetene for å lagre enorme mengder CO₂ dypt under havbunnen på norsk sokkel.



Foto: Jan Stenløkk

SIDE
9

Steinbra

Vi har funnet sulfidmineraler på norsk sokkel. Mineralene er viktige for mobiltelefonen din.



SIDE
10

Klimarisiko

Professor i petroleumsøkonomi, Petter Osmundsen, drøfter hvorvidt norsk olje- og gassvirksomhet er utsatt for klimarisiko.



Foto: NRK

SIDE
14

Lykkens land

Fjernsynsserien *Lykkeland* har minnet det norske folk om de modige beslutningene som ble gjort i Stavanger forut oljeeventyret. Det kan komme en oppfølger.

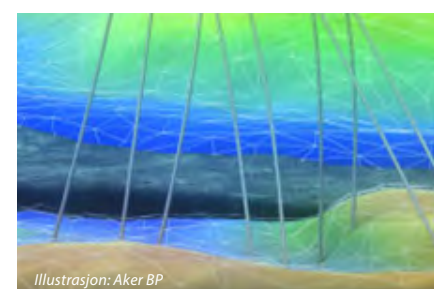


Foto: Rune Solheim

SIDE
24

Gassleting

Norges posisjon som gass eksportør kan svekkes dersom selskapene ikke har en mer offensiv holdning til å lete etter gass, skriver kommentator Bjørn Vidar Lerøen.



Illustrasjon: Aker BP

SIDE
26

Prisvinnerne

De tre selskapene som fikk Oljedirektoratets IOR-pris 2018 for utviklingen på Alvheim-feltet utdyper sine ideer og samarbeidsform.

Gass, naturligvis

Gassfeltet Aasta Hansteen kom i produksjon 16. desember – og er den første utbyggingen i den nordlige delen av Norskehavet. Installasjonen har kapasitet til å behandle gass også fra framtidige funn i området. I tillegg ble den nye rørdning Polarled tatt i bruk – det er rørdningen som fører naturgassen ned til Nyhamna-terminalen på Nordmøre. Derfra eksporteres den til kunder i Europa. Alt dette åpner nye muligheter i området rundt Aasta Hansteen og Polarled.

De siste årene har Norge eksportert om lag 120 milliarder standard kubikkmeter gass til en verdi av mer enn 200 milliarder kroner. De fleste energimarkedsprognoser viser vekst i etterspørsel etter gass, samtidig som avtakende egenproduksjon i EU kan gi økt behov for import av gass til Europa. Dersom gass erstatter kull i kraftproduksjon, kan utslippene av CO₂ halveres.

Det burde vi ha snakket mye mer om.

Siden 2010 har gassproduksjonen vært høyere enn produksjonen av olje. Denne utviklingen forventes å fortsette.

Betydelige ressurser, nærhet til markedet og et integrert og fleksibelt transportsystem med lave enhetskostnader, har gjort norsk gass konkurransedyktig i det europeiske markedet. Skal vi kunne opprettholde eksport av gass fra rundt 2025, må vi trappe opp lettevirksomheten og finne mer gass de kommende årene.

Nesten to tredjedeler av de uoppdagede gassressursene forventes å ligge i Barentshavet, noe som understreker betydningen av Barentshavet for den langsiktige eksporten av gass fra norsk sokkel.

Nøkkelen ligger i Barentshavet og det er viktig at selskapene leter etter gass slik at vi finner ressurser til å løfte ny gassinfrastruktur.

Oljedirektoratet arbeider sammen med Gassco for å se hva som skal til for at ressursene i felt, funn og uoppdagede ressurser i Barentshavet kan danne grunnlag for økt eksportkapasitet fra Barentshavet.

Etter to år med lavt antall letebrønner, er heldigvis antall letebrønner over 50 igjen. Vi håper det er et tegn på at leteaktiviteten igjen er inne på et nytt og bedre spor. Også for gass.



Bente Nyland

Bente Nyland
Oljedirektør



OLJEDIREKTORATET
NORSK SOKKEL
TIDSSKRIFT FRA
OLJEDIREKTORATET
NR. 2 - 2018
Årgang 15

ANSVARLIG UTGIVER
Oljedirektoratet,
Postboks 600, 4003 Stavanger
Telefon: +47 51 87 60 00
e-post: postboks@npd.no

REDAKSJON
Bjørn Rasen, redaktør
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

NORSK SOKKEL PÅ NETT
www.npd.no/publikasjoner

FØLG OSS PÅ TWITTER
www.twitter/oljedir

FORSIDEN
Foto: Lefty Kasdaglis



Dårlig skjult stolthet

Kristin Færøvik er utrolig stolt av å være en del av norsk olje- og gassnæring. «Jeg er stolt av det denne næringen får til hver eneste dag, og stolt av det kontinuerlige bidraget vi leverer til det norske velferdssamfunnet,» sier styrelederen i Norsk olje og gass. «Det er flere – som kan økonomi og vet bedre – som unnlater å nevne dette når de står på en talerstol eller foran en mikrofon. Det skyldes trolig den negativt ladede samfunnsdebatten om olje og klima.»

Støtte i folket. Norsk olje og gass og Færøvik har notert at tre av fire i befolkningen sier det er viktig å opprettholde olje- og gassnæringen.

| Bjørn Rasen og Monica Larsen (foto)

U nnlatenhet fra viktige meningsbærere har gjort Færøvik nærmest målløs mer enn én gang, særlig når hun tar i betraktning hvem som stod på talerstolen. At en bergenser nærmest blir målløs, er alvorlig. Vi er ved avslutningen av intervjuet, når styrelederen i bransjeorganisasjonen Norsk olje og gass (Norog) vender tilbake til temaet vi først snakket om – omdømmet.

Vi møter henne der hun bruker mest tid, som administrerende direktør for Lundin Norway. Selskapet holder til i flotte lokaler på Lysaker, like utenfor Oslo. Utsikten fra hennes kontor er upåklagelig. Selv er hun mer

tre av fire i befolkningen sier det er viktig å opprettholde olje- og gassnæringen. Men Færøvik anerkjenner at støtten varierer med alder og geografisk tilhørighet og at det er særlig viktig for næringen å få en god dialog med den yngre delen av befolkningen.

Går foran

«Spørsmålet vi i næringen stiller oss er: Hvordan skal vi drive med olje og gass i Norge. Vi ligger langt framme. Fordi vi har hatt forutseende myndigheter som har gjennomregulert det vi driver med. Og fordi vi har en næring som setter seg mål ut over det som er lov-pålagt; med mål for 2030 og 2050, kalt *Veikartet*.»

noen mening at norsk sokkel skal være den som stenger ned først. Verken sett i et nasjonalt, økonomisk perspektiv eller i et globalt energi- og klimaperspektiv.

Stabilitet

Som næringens fremste representant spør vi henne om eksisterende rammebetingelser fremmer fortsatt aktivitet. Etter forholdsvis kort tenketid, sier Færøvik: «Vi er avhengig av forutsigbarhet og stabilitet. Jeg hører ingen signaler om at rammebetingelsene på norsk sokkel bør endres.»

Hun mener at det har vært, og er, et konkurransefortrinn at rammebetingelsene er stabile.

Ei heller for økt aktivitet på modne felt trengs endrede betingelser: «Ikke akkurat nå. Stabile rammevilkår er det viktigste.»

Hun sier dette også av hensyn til de nye aktørene som har kommet inn, og kommer til å komme inn, på norsk sokkel. Disse selskapene må vite hva de kommer til, uten å få plutselige negative overraskelser. Færøvik tar en kikk i bakspeilet.

«Se tilbake i tid og se hva som skjedde da myndighetene la til rette for nye aktører i 2004. Plansjen (hun legger fram noen grafer) viser en radikal endring i hvem som borer letebrønner; det å få inn nye aktører har gjort noe med leteaktiviteten.

«Det andre er hva som ble funnet i samme periode. Nye aktører står for halvparten av funnene.»

Hun mener dette henger sammen med modenheten på deler av norsk sokkel. Det som ikke er materielt for et stort selskap, kan være lønnsomt for eksempelvis Lundin Norway. Hun sier dette er trenden vi har sett de siste årene.

Bor brønner!

Ikke bare blir det flere mindre selskaper på norsk sokkel. Også de fleste funnene er blitt mindre. Det produseres mer enn det påvises nye ressurser. Færøvik har bare én medisin å anbefale.

«Vi må fortsette å lete! Og vi må ha areal å lete i. Myndighetene må fortsette med TFO-runder (Tildeling i forhåndsdefinerte områder. Red. komm.).

Hun er også opptatt av at tildelt areal ikke blir liggende brakk i lang tid. Tildelt areal må arbeides med, og tilbakeleveres dersom selskapet ikke

“ Vi er avhengig av forutsigbarhet og stabilitet. Jeg hører ingen signaler om at rammebetingelsene på norsk sokkel bør endres. ”

ønsker å gjøre mer. Slik blir områder resirkulert.

Færøvik minner om at mange av funnene som er gjort i Nordsjøen de siste ti år, har blitt gjort i areal som har vært tildelt og tilbakelevert.

«Lisens nummer 1 er jo et glitrende eksempel,» sier hun og presenterer dagens bredeste Johan Sverdrup-smil.

Styrelederen løfter så blikket mot Barentshavet, «hvor det jo er enorme arealer å lete i. Vi har jo bare så vidt begynt i Barentshavet.»

Hun begrunner det siste med at det er boret relativt få brønner i nord, målt mot det antallet som er boret i Nordsjøen.

Og hun har klokkertro på at det er mer å finne: «Vi legger til grunn egne vurderinger, men også Oljedirektoratets ressursrapport for uoppdagede ressurser (*hvorav mest i Barentshavet. Red.komm*). Norsk sokkel

er fortsatt attraktiv.»

Veien videre til de store ressursene blir stadig mer krevende, medgir hun. Det letteste er jo funnet.

«Så vi er avhengig av teknologiutvikling,» sier hun.

Og den pågår. Innen seismikk gir eksempel. Ny seismikkteknologi gir mye bedre bilder av undergrunnen enn tidligere. Og nye innsamlingsmetoder gir enormt mye bedre avbildning av undergrunnen.

Lærdom

Et annet bilde, og et deprimerende sådan, er kostnads- og oljepriskurver fem-seks år tilbake i tid. Kan Færøvik, som øverste leder for næringen, love at hennes medlemsbedrifter har lært av den smertefulle nedturen de var gjennom?

«Jeg håper det. Ansvarer ligger

hos hver enkelt bedrift. I Norsk olje og gass er vi opptatt av å følge opp og operasjonalisere anbefalingene som ble gitt i *Konkraft-rapporten* fra januar 2018. Vi har ikke tenkt å slippe det arbeidet og de anbefalingene selv om det er i selskapene arbeidet skjer,» poengterer hun.

Så langt har hun ikke fått noen signaler om endring i atferd. Men noen bør kanskje tilgodeses når tidene nå har bedret seg: «Deler av leverandørindustrien har kanskje inngått kontrakter som ikke er bærekraftig på lenger sikt. Der kan det komme justeringer.»

Dette av den enkle grunn at leverandørindustrien må ha marginer å leve av. Hun presiserer likevel at leverandørindustrien selv må rydde opp i overinvesteringer i kapasiteten; tilbudet må tilpasses framtidens virkelighet og behov.

Det er også i oljeselskapenes inter-

Stor del av kaka. Færøvik peker på at leteaktiviteten har tatt seg opp med nye aktører – som står for en stor andel av funnene de siste årene.



opptatt av utsiktene for næringen.

Heltene i oljebransjen, som det var flust av de første tiårene, er borte. Olje knyttes nå til klima og med det er heltene blitt til skurkene. I alle fall dersom vi summerer det bildet som ofte skapes i offentligheten.

Færøvik mener bildet er mer nyantert: «Jeg vet ikke helt om næringen egentlig har et dårlig omdømme. De stemmene som ikke ønsker oljenæringen vel, får mye plass. For mediene er det kanskje mer interessant med en polarisert diskusjon, enn en diskusjon som er litt mer kompleks.»

«Det er et uomtvistelig faktum at verden trenger energi. Det er rom for, og behov for, olje og gass. Det er et like uomtvistelig faktum at vi må produsere oljen og gassen på en måte som verden aksepterer. At vi tar inn over oss denne dualiteten kommer ikke like godt fram i diskusjonen.»

Norsk olje og gass måler til stadighet hvilken støtte næringen har i befolkningen. Støtten er stor og god,

Hun opplever det som vanskelig å nå gjennom lydturen med de gode historiene. Det er avvikene og det som ikke går bra, som får mest plass. Det å skape forståelse for hvor langt framme norsk sokkel ligger teknologisk, er vanskelig: «Og for ikke å glemme den unike leverandørindustrien vår – som konkurrerer globalt. Jeg synes det er trist at dette ikke får mer plass.»

«Jeg er også litt forbauset over retorikken fra flere i næringsliv og fra flere meningsbærere i samfunnet. De vet utmerket godt hvor viktig denne næringen er for norsk økonomi, men de snakker ikke om det. Det bør de, selv om de selvfølgelig også er opptatt av at Norge skal oppfylle sine forpliktelser i Paris-avtalen.»

Og den avtalen kan Norge operere innenfor også med en aktiv olje- og gassvirksomhet, hevder Færøvik: «Vi er svært 'konkurransedyktige' globalt sett, når det gjelder utslipp og måten vi driver virksomheten på.»

Hun refererer det andre kapasiteter har sagt tidligere, at det ikke gir



Sløs ikke. «Noe av det viktigste vi kan gjøre, er å kvitte oss med sløsing – i alle ledd. Det gjelder for oljeindustrien så vel som hver enkelt av oss. Velstand fordrer energi. Reiser fordrer energi. Og slik kan vi fortsette å ramse opp,» sier Kristin Færøvik.

esse, mener hun: «Måten vi samarbeider på, fortsetter. Jeg ser ikke tegn på at noen vil slippe tak i det.»

Hun nevner utstyr og reservedeler som et eksempel hvor det må effektiviseres og samordnes. I dag har gjerne hvert enkelt selskap reservedeler på lager, og gjerne i samme lagerbygg som konkurrenten.

Færøvik vil at oversikter skal bli tilgjengelig på en digital plattform, «vi må slutte med dobbelt og trippelt og mer til, innkjøp, slik det skjer i dag. Jeg ser for meg en mye mer effektiv forsyningskjede i fremtiden.»

Datakapasitet

Og da er vi inne på den nye virkeligheten som enorm økning i datakapasitet gir oss.

Hun trekker igjen fram seismikk som eksempel. Det handler jo nettopp om økt datalagring og prosesseringskapasitet. Samtidig har det blitt billigere og mye raskere.

For å styrke leting etter olje og gass ytterligere, ønsker hun at alle data fra alle tidligere brønner, kan utnyttes.

«Vi har enormt med data fra alle brønner som er boret på norsk sokkel, ikke minst sitter Oljedirektoratet på enorme mengder kunnskap som ikke er så lett tilgjengelig. Vi ønsker å få det digitalisert.»

Dette kan igjen føre til bedre og mer effektiv boring i jakten på nye funn. Operatørene kan se sammenhenger de ikke så under boringer gjort for eksempelvis på 1980-tallet.

«Nå kan vi sette den informasjonen i sammenheng med annen tilgjengelig informasjon. Det åpner for helt nye muligheter.»

Det var jo det som skjedde da vi fant Johan Sverdrup, det som begynte med Luno-funnet,» sier hun.

Færøvik sier også at hele modellen for operasjoner på sokkelen er i endring som følge av de mulighetene økt datakapasitet gir.

«Vi har tilgang til all informasjon på kontoret på land. Vi er ikke lenger avhengig av å dra offshore for å få informasjon.»

Eksempelvis går alle operatørene mot å ha tilstandsbasert vedlikehold, ikke kalenderbasert som har vært

vanligst til nå. Vedlikeholdet baseres dermed på den faktiske og fysiske tilstanden til utstyret du drifter.

Det blir nok færre offshorearbeidere i fremtiden, sier hun. Og en annen arbeidshverdag for dem som er ute på plattformene. Papiret forsvinner og alt de trenger finnes på et nettbrett.

«Vi må endre måten å arbeide på for å ta full gevinst av mulighetene,» sier Færøvik.

Nye hoder

Hun sier alle endringene fordrer at selskapene istandsetter sine operatører til å mestre en ny hverdag. Det må investeres i kompetansen til de ansatte.

Og næringen må vise de som kommer bak, ungdommen, at den kan tilby interessante jobber.

Hun sier at «det handler om troverdighet i forhold til et arbeidsmarked. Og så må vi vise fram alt det spennende vi jobber med, det mest spennende du kan tenke deg av teknologi.»

Det å få jobbe med topp teknologi er nok ikke nok til å trekke de beste, unge talentene til bransjen. Færøvik er fullt innforstått med at «klima» spiller en avgjørende rolle.

«Vi kan ikke gjøre annet enn å vise hvordan vi opererer, at vi gjør jobben på en ansvarlig måte. Og vi må vise at det fortsatt er rom for olje og gass i energimiksen.»

«De som kommer bak oss kan i aller høyeste grad være med og påvirke hvordan vi driver olje- og gassnæringen videre. Det blir med bruk av enda mindre energi og med enda lavere utslipp,» sier hun.

Avhengig

Det må til ettersom denne næringen fortsatt kommer til å bety enormt mye for fortsatt velstand i Norge.

Og vi må sette alt i perspektiv, sier Færøvik. Norge forsyner verden med energi, og verden må ha energi: «Vi klarer oss med vannkraft her på vår tue. Men det er ikke tilfellet i resten av verden. Det er fortsatt nær én milliard mennesker som ikke har tilgang på strøm.»

Hun nevner også norsk gass som



I nord. Kristin Færøvik minner om at det er boret relativt få brønner i Barentshavet, målt mot det antallet som er boret i Nordsjøen: «Det er enorme arealer å lete i. Vi har jo bare så vidt begynt i Barentshavet.»

et viktig bidrag for å redusere utslippene fra energiproduksjon i Europa. Og minner om at olje og gass har blitt uunnværlig i hverdagen: «Cirka 40 prosent av produksjonen går til petrokjemi som lager produkter vi omgir oss med i hverdagen. Prøv å se for deg et hjem uten produkter laget av olje eller gass...»

Sløsing

Også Færøvik er opptatt av det fotavtrykket vi etterlater oss. Ansvaret hviler på olje- og gassnæringen, ja. Men også på forbrukerne.

«Noe av det viktigste vi kan gjøre, er å kvitte oss med sløsing – i alle ledd. Det gjelder for oljeindustrien så vel som hver enkelt av oss. Velstand fordrer energi. Reiser fordrer energi. Og slik kan vi fortsette å ramse opp,» sier hun.

Som leder av Lundin Norway har hun erfart at kostnadsbevissthet kan oversettes direkte til utslipp.

«Å unngå sløsing er det viktigste jeg som leder for Lundin Norway kan gjøre for miljøet. Og det viser igjen på bunnlinjen,» sier Færøvik.

STEINBRA

De uunnværlige sulfidene

| Tekst: Alexey Deryabin, geolog i Oljedirektoratet

Sulfidmineraler utgjør en stor del av det daglige livet for et moderne menneske. Disse mineralene er kilden til industrimetallene som får din mobiltelefon, datamaskin og elbil til å fungere.

Historisk sett har en utvunnet disse metallene i forekomster på land, men siste tiden har midthavsryggene

verden rundt blitt vurdert for leting.

Oljedirektoratet gjennomførte et vellykket tokt sommeren 2018 og oppdaget forekomster av skorsteiner og tilstøtende grushauger av sulfider på havbunnen.

Det nyoppdagede området med sulfidmineraler inneholder mange

slike grushauger og sammenraste skorsteiner, blant annet en 26 meter høy, ikke-aktiv «black smoker», i tillegg til noen aktive systemer.



Havbunnsmineral. Skorstein fra Oljedirektoratets tokt tatt på 3000 meters vanddyb på Mohnsryggen i Norskehavet (Foto: Jan Stenløkk)



“Jeg ser for meg en mye mer effektiv forsyningskjede i fremtiden.”

Klima for investeringer

Artikkelen drøfter om norsk petroleumsvirksomhet er spesielt utsatt for klimarisiko, og om norske myndigheter bør redusere denne. Videre diskuteres det om det er fare for overinvestering på sokkelen og om Barentshavet representerer en særlig risiko knyttet til klima.

| Petter Osmundsen, Professor i petroleumsokonomi ved Universitetet i Stavanger

Oljeetterspørselen fortsetter å stige. I Det internasjonale energibyråets (IEA) nylig framlagte basisscenario fortsetter etterspørselsøkningen på grunn av befolkningsvekst, økende

etterspørsel i u-land og økende etterspørsel til petrokjemi, lastebiler, skipsfart og luftfart. Byrået anslår oljeprisen til 88 dollar per fat i 2025 og 112 dollar per fat i 2040.

Produksjonen på norsk sokkel har lang over tid en økende andel

av gass og her forventes sterk etterspørselsvekst. Selv i et scenario med dramatiske klimatiltak, som svært få anser som sannsynlig, blir det et betydelig behov for økte investeringer i petroleumssektoren. Og norsk sokkel har bra konkurransekraft. Nedsiden

knyttet til klima synes dermed begrenset. Men om nedsiden allikevel skulle slå til, hvordan vil det slå ut for Norge?

Ekspertise

I utgangspunktet er klimarisiko, definert som økonomisk risiko knyttet til klimaendringer, som enhver annen type risiko. Den håndteres av selskapene på vanlig måte. Den direkte kostnaden ved klimagassutslippene blir internalisert gjennom kvoter og avgifter. I det norske reguleringsregimet for petroleumsnæringen er det delegert til oljeselskapene å vurdere prisrisiko.

Oljeselskapene jobber med dette på daglig basis, har ansatt eksperter, og sitter etter hvert også med investeringer i ny energi. Det er vanskelig å se at myndighetene skal kunne vurdere dette på en bedre måte og samtidig klare å overstyre selskapene på et presis og kontinuerlig vis som ikke medfører effektivitetstap.

Klimarisiko går ikke bare en vei. Risikoen må vurderes opp mot selskapenes forventninger, og klimapolitikken kan bli mindre inngripende enn forventet, og tilbudet av olje kan bli knappere enn forventet. Det kan være

at prisene blir lavere og tiltakskostnadene høyere enn selskapenes forventning, men det motsatte kan også være tilfelle.

I meldingene fra IEA går det klart fram at byrået er bekymret for forsynings situasjonen. Oljeselskapene rasjonerer kapital, og det har resultert i få nye funn, få utbygginger og rekordlav reserveerstatning. IEA er bekymret for forsyningskriser for olje det neste tiåret. Sannsynligheten for at oljeprisen blir betraktelig høyere enn basisestimatet, er derfor betydelig.

Underinvesteringer

Riksrevisjonen (2015) undersøkte avkastningskrav og investeringsatferd på norsk sokkel. Den rapporterte at selskapene har høyere avkastningskrav enn staten. Riksrevisjonen beskriver også en virkelighet der norsk sokkel i stadig større grad konkurrerer med prosjekter i utlandet, og at bare de mest lønnsomme prosjektene blir realisert.

Sammenholdt med selskapenes begrensede tilgang på kapital innebærer dette, ifølge Riksrevisjonen, at prosjekter som har positiv nåverdi med selskapenes egne avkastningskrav, ikke nødvendigvis blir realisert.

Riksrevisjonen uttrykker bekymring for manglende satsing på samfunnsøkonomiske lønnsomme tiltak for å øke produksjonen fra modne felt. Underinvestering på norsk sokkel er også konklusjonen i *Wood Mackenzie (2018a)*.

Vi kan dele årsaken underinvesteringen inn i flere uavhengige faktorer: Oljeselskapene har mye høyere avkastningskrav enn den norske staten. En fersk undersøkelse av *Wood Mackenzie (2018b)* indikerer et representativt avkastningskrav for oljeselskaper på mellom 11 og 13 prosent reelt, mot 7 prosent for staten.

I tillegg til høye avkastningskrav praktiserer oljeselskapene kapitalrasjonering, det vil si at de krever at nåverdien må være av en viss størrelse, se *Emhjellen og Osmundsen (2017)*; *Emhjellen m.fl. (2017)*. Dette illustreres best ved at oljeselskapene har en oljeprisforventning på 70 dollar per fat og oppover, mens de krever at prosjektene skal være lønnsomme (gitt høyt avkastningskrav) på oljepris rundt 35 dollar per fat, såkalt balansepris.

En ytterligere buffer ligger i petroleumsskattesystemet, der selskapenes etter skatt-avkastning er betydelig lavere enn avkastningen før skatt, se *Osmundsen m.fl. (2015)*, *Wood Mackenzie (2018a)*, og *Lund (2018)*. Det

“Riksrevisjonen uttrykker bekymring for manglende satsing på samfunnsøkonomiske lønnsomme tiltak for å øke produksjonen fra modne felt. Underinvestering på norsk sokkel er også konklusjonen i Wood Mackenzie (2018a).”

betyr at for å oppnå et gitt avkastningskrav etter skatt, må internrenten være flere prosent høyere før skatt.

Disse tre punktene innebærer at avkastningskravet som et prosjekt må levere før skatt på norsk sokkel for å bli sanksjonert, er mye høyere enn statens avkastningskrav. Det er en kile mellom de to kravene, og dette gir effektivitetstap for økonomien.

Det betyr at problemet på norsk sokkel ikke er «stranded assets», men underinvestering. Prosjekter som før skatt leverer rentabilitet langt over det som kan oppnås i andre næringer, blir ikke vedtatt.

Ikke pris alene

Det er differansen mellom oljepris og kostander som teller, ikke oljeprisen alene. Enkle analyser brukt til å illustrere nedsiderisiko på norsk sokkel, reduserer typisk oljeprisen, men holder kostnadene konstante. Når oljeprisen faller, skjer det imidlertid en reduksjon i de fleste kostnadselementene:

- Riggratene faller, se *Skjerpene m. fl. (2018)*
- Borehastigheten går opp, se *Osmundsen m. fl. (2010, 2012)*
- Oljeservicerater faller
- Rater for innleie av personell går ned
- Fabrikasjonskostnader faller
- Kostnadsoverskridelser reduseres, se *Dahl et. al (2017)*

Listen kan forlenges. Petroleumsbransjen er sterkt preget av outsourcing og at rater settes i et marked som responderer på aktivitetsnivået. Man har ikke stive priser nedover som samfunnsøkonomer gjerne legger til grunn. Når aktiviteten faller, faller også faktorprisene.

Gjennomsnittskvaliteten på innsatsfaktorene øker og prosjektkontrollen bedres slik at produktiviteten

øker. Når aktiviteten faller, er det bare de mest egnede riggene og de mest kompetente fagpersonene og prosjektlederne som er engasjert. Kombinasjonen av økt produktivitet og reduserte inputpriser gir sterk kostnadsreduksjon.

Artiklene det henvises til, gir lokale elastisiteter som ikke uten videre kan benyttes ved store prisreduksjoner. Store prisreduksjoner, slik vi så fra 2014, har den tilleggseffekten at det initierer systemforbedringer, eksempelvis kostnadsforbedringer i utbyggingskonseptene.

Equinor opplyser at selskapet i 2013 regnet med å trenge en oljepris på 70 dollar per fat for at prosjektene de da jobbet med, skulle være lønnsomme. For tilsvarende portefølje må de i dag bare ha en pris på 21 dollar per fat for at prosjektene skal være lønnsomme.¹

Dette betyr at en del analyser som er laget for nedsiderisiko i norsk oljebransje, ikke har faglig gyldighet. Bransjen viser en rask og omfattende justering til lavere prisnivå som betyr at lønnsomheten er mye mindre avhengig av oljeprisen enn mange tror. Det klareste utslag av dette er at oljeaksjer er mer korrelert med markedsindeksen enn med oljeprisen.

Barentshavet

Som følge av grunt vann, reservoarer som ligger grunt, samt Golfstrømmen, skiller Barentshavet seg økonomisk sett positivt ut blant arktiske farvann. Golfstrømmen gjør at Barentshavet stor sett er isfritt, noe som gjør det vesentlig enklere å drive petroleumsvirksomhet. Tilsvarende bidrar grunt vann og grunne reservoarer til at det er vesentlig enklere og rimeligere å bore. Letebrønner koster nå bare 200 millioner, ifølge oppslag i *Dagens Næringsliv* 24. april 2017.²

Norske og russiske kilder uttaler til avisen at kombinasjonen av billig boring og relativt sett store funn

(dobbelte så store som i Nordsjøen) gjør at funnkostnadene er lave, og utbyggingskostnadene oppgis å være konkurransedyktige. På grunn av manglende infrastruktur kan det innledningsvis være høyere utbyggingskostnader enn i Nordsjøen for felt av mindre størrelse.

Barentshavet omtales ofte som et arktisk område med høy risiko. Oljeprosjekter i Barentshavet anses ofte som lønnsomme, men det stilles spørsmål ved lønnsomheten i utvinning av gass i dette havområdet. Oljeprosjekter har kort tilbakebetalingstid, ofte bare noen få år, mens gassprosjekter kan ha en ekstra avstand til markedet samtidig som tilbakebetalingstiden er lang.

På den annen side gir gass mindre utslipp og er dermed forventet å være mindre utsatt i forhold til klimatilstand. I en fagartikkel fra SSB og Cicero - *Lindholt og Glomsrød (2018)* - påpekes det at gass er et lavkarbon-alternativ til kull i kraftproduksjon, og de finner at selv ved et to-graders scenario blir arktisk gassproduksjon høyere enn i dag.

Modellkjøringer viser at den gassproduksjonen fra arktisk del av norsk sokkel som bidrar til utfasing av kull, kommer til å stige jevnt. I 2050 blir produksjonen av gass tre ganger så høy som i 2012-referansescenarioet.

Norge gjøre det bedre enn andre regioner som følge av lavere kostnader og raskere oppstart.

Johan Castberg-feltet forventes nedbetalt på to år. I henhold til konsekvensutredningen fra juni 2017, forventes det at feltet har en samfunnsøkonomisk nåverdi på 85 milliarder 2016-kroner, hvorav 62 milliarder tilfaller staten i form av skatter og avgifter.

Balanseprisen før skatt er beregnet til 31 dollar per fat.³ Johan Castberg-feltet er alene er nok til å betale for mer enn 400 av dagens letebrønner. Det er boret 130 letebrønner i Barentshavet så langt. For alle praktiske formål er derfor lønnsom-

heten for leting i den norske delen av Barentshavet allerede sikret bare med ett felt, forutsatt at prosjektgjennomføringen av Castberg-feltet følger planen.

Konklusjon

I de nye scenarioene fra IEA fremstår nedsiderisikoen liten for olje. Byråets basisforventning for oljeprisen er 88 dollar per fat i 2015 og 112 dollar per fat i 2040. Det tegnes et entydig positivt bilde for gass, som utgjør en økende andel av norsk utvinning.

Men hva om verdens nasjoner, mot forventning, skulle bli enige om drastiske klimatilstand, hvordan blir Norge påvirket? Vi har mest gass, og her øker etterspørselen også ved strenge klimatilstand. Oljeprisen, ved streng klimapolitikk globalt, gir fortsatt rom for betydelig oljevirkosomhet på norsk sokkel.

Nedbetalning over få år reduserer risikoen for oljeprosjekter og gassprosjekter, og det vinner antakelig på en strengere klimapolitikk.

Man kan argumentere med at vi i nedgangskonjunkturen vi har vært gjennom er et naturlig eksperiment på hvordan oljevirkosomheten i Norge tåler prisfall. Prisfallet vi har hatt, var mye raskere og større enn det som ventes å inntre ved streng klimapolitikk.

Norsk petroleumssektor har vist seg svært fleksibel. Kostnadene er blitt redusert drastisk og sterk lønnsomhet er gjenopprettet. Oljefondet muliggjør motkonjunkturtiltak som reduserte makroøkonomisk effekt.

Bransjen har i praksis tilbakevist krisescenarier for sokkelen der forskere, mot bedre vitende, reduserer oljeprisen og samtidig holder kostnadene konstante. Fall i aktivitet medfører kraftig reduserte rater og en betydelig produktivitetsoppgang, som sammen demper den økonomiske effekten av prisfallet.

Oljeselskapene krever at prosjekter skal være lønnsomme dersom oljeprisen skulle falle til 35 dollar per fat. I likhet

med andre anser de dette som usannsynlig, de tror i henhold til egne regnskaper, på oljepriser fra 70 og oppover, men stiller denne typen krav siden de rasjonerer knappe investeringsmidler.

Med oljeprisforventning på minst det dobbelte av kriteriet for prosjektsanksjonering, må vi bare si at det er imponerende å holde levende en debatt om ulønnsomme oljeprosjekter. Det er underinvestering som er problemet. Det er prosjekter med rentabilitet før skatt betydelig over samfunnsøkonomisk avkastningskrav som ikke blir vedtatt, og prosjekter som vedtas, er underdimensjonert.

Kilen mellom bedriftsøkonomisk og samfunnsøkonomisk avkastningskrav består av høyere avkastningskrav hos selskapene, selskapenes kapitalrasjonering, og et vridende skattesystem.

Virksomheten i Barentshavet blir ofte sammenliknet med andre arktiske farvann, som typisk er karakterisert ved dyr utvinning. Sammenlikningen er ikke dekkende. Barentshavet gjør det bedre enn andre slike regioner på grunn av lavere kostnader og raskere oppstart. Området er tilnærmet isfritt, det blåser lite. Grunt vann og grunne reservoarer medfører at det er relativt sett rimeligere å bore og bygge ut.

Litteratur

Emhjellen, M. og P. Osmundsen (2017), «Capital Rationing by Project Metrics», in Mjøs, A., Gjesdal F. og M.H. Bjørndal, eds., (2017), *Finance and Society. An Anthology in Honour of Thore Johnsen*, pg. 359-376, Cappelen Damm Akademisk.

Emhjellen, M., Løvås, K. og P. Osmundsen (2017), «Petroleum Tax Competition Subject to Capital Rationing», CESifo working paper No. 6390; https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2951056

IEA (2018), *The world energy outlook*.

Lindholt, L. og S. Glomsrød (2018), «Phasing out coal and phasing in renewables. Good or bad news for arctic producers?», *Energy Economics* 70, 1-11.

Lund, D. (2018), «Increasing resource rent taxation when the corporate income tax is reduced?», Memorandum 03/2018, Department of Economics, University of Oslo.

Osmundsen, P., Emhjellen, M., Johnsen, T., Kemp, A. and C. Riis (2015), «Petroleum taxation contingent on counter-factual investment behavior», *Energy Journal* 36, 1-20.

PL532 Johan Castberg PUD del II – Konsekvensutredning, Juni 2017, <https://www.equinor.com/content/dam/Equinor/documents/impact-assessment/johan-castberg/Equinor-pl532-johan-castberg-pud-del-ii-konsekvensutredning-30-juni-2017.pdf>

Riksrevisjonen (2015), *Riksrevisjonens undersøkelse av myndighetenes arbeid for økt oljeutvinning fra modne områder på norsk kontinentalsokkel*, Dokument 3:6 (2014-2015).

Wood Mackenzie (2018a), «Norway's petroleum tax system. Is it time for change?», rapport.

Wood Mackenzie (2018b), «State of the upstream industry», survey.

“Johan Castberg-feltet er alene er nok til å betale for mer enn 400 av dagens letebrønner. Det er boret 130 letebrønner i Barentshavet så langt.”

¹ Dn.no, 04.08.2018 - 08:42; <https://www.dn.no/nyheter/2018/08/04/0842/Olje/analytiker-spar-ekstrem-lonnsomhet-for-equinor>

² <https://www.dn.no/myheter/2017/04/25/1325/Olje/-bare-mosambik-billigere-enn-barentshavet>

³ Prop. 80 S, Utbygging og drift av Johan Castberg-feltet med status for olje- og gassvirksomheten.



Jonathan Kay, den unge advokaten i Phillips som ble sendt fra selskapets hovedkvarter i USA til Stavanger, byen med «no winter, no summer, no bars». Han spilles av den britiskfødte skuespilleren Bart Edwards.



Vegard Hoel spiller den legendariske Stavanger-politikerer Arne Rettedal med stor overbevisning, og debutanten Anne Regine Ellingsæter har høstet mange lovord for sin tolkning av sekretæren hans, Anna Hellevik som tok spranget fra bygda Dirdal til mulighetens by.

LYKKELAND – om å gripe mulighetene

Endelig kom den. *Lykkeland*. TV-serien som fikk priser og hederlig omtale i det store utland lenge før vi her hjemme hadde sett første episode. Og manusforfatter Mette Bølstad vil gjerne lage mer. Hun har stoff til flere sesonger – hvis NRK vil.

Eldbjørg Vaage Melberg
Foto: NRK

Serien ble stort sett godt mottatt i Lykkeland også. Selv om Stavanger-folk i passende alder ikke kan huske at bedehuskulturen sto så sterkt som i TV-serien – og at overklassen i serien ikke snakker stavangersk slik de virkelig gjorde det på slutten av 1960-tallet.

De åtte episodene har tatt oss fra 1969, da oljeselskapet Phillips Petroleum prøvde å vri seg unna den siste letebrønne de hadde forpliktet seg til og fram til 1972, da prøveproduksjonen på Ekofisk-feltet i Nordsjøen var i full gang.

Vi har fått innblikk i hvordan Stavanger-politikerne, med Arne Rettedal i spissen, og lokale næringslivsfolk som Torolf Smedvig snudde seg rundt i rekordfart da de så at her var det muligheter for å gi Stavanger et nytt bein å stå på. Vi har sett hvordan en viktig næring i Stavanger – hermetikkindustrien – hadde store problemer. Og hvordan

enkelt personer grep muligheten til å være med på et nytt eventyr. Ikke som dokumentarfilm, det har vært gjort før. Men gjennom en dramaserie der vi har fulgt utviklingen gjennom mennesker som engasjerer oss.

Innsikt

«Jeg liker å gå inn i andres virkelighet. Det krever at jeg må være «flytende i olje». Det tar lang tid. Jeg må være god nok til å kunne ha en samtale med de som har vært med på det. Jeg må kunne nok til å stille spørsmål.» Dette sier Mette Bølstad, seriens manusforfatter.

Norsk sokkel møtte henne på en kafé på Grünerløkka i Oslo like før første episode ble sendt på NRK.

Hun har brukt mange kilder, blant annet det digitale arkivet til *Stavanger Aftenblad* og kommunikasjonsdirektøren i Conoco Phillips, Stig Kvendseth, som har skrevet boken *Funn*, en god historisk gjen-

nomgang av epoken.

«Jeg vært på oljemuseet og snakket med og lest bøkene til olje-historiker Kristin Øye Gjerde. Jeg har vært i kontakt med tidsvitner – en dykker, «oljeorakelet» Bjørn Vidar Lerøen (tidligere oljejournalist og mangeårig kommunikasjonsmedarbeider i Statoil), Oljedirektoratet og lederen på hermetikkuseet i Stavanger Piers Crocker. Jeg har gjort meg kjent med byen – vært der mye,» forteller Bølstad.

Byen med «no winter, no summer, no bars», som en av karakterene i serien sier om Stavanger i første episode.

«Jeg måtte bestemme meg for hvor karakterene skulle jobbe. Phillips fikk en advokat – det var ingen advokat blant de tre første medarbeiderne Phillips hadde i Stavanger. Jeg valgte å bruke den vrien for å komme inn på det norske regelverket og finne en måte å få Arne Rettedal, legendarisk



Manusforfatter Mette Bølstad har allerede manus for flere sesonger av *Lykkeland*. Her er hun med prisen hun fikk for beste manus i Cannes i april 2018 under den nye internasjonale seriefestivalen. Serien fikk også prisen for beste musikk.

Stavanger-politiker og senere ordfører, i tale.»

På feltet

En stor opplevelse for manusforfatteren var besøket på Ekofisk-feltet: «Det var helt fantastisk å fly ut. Vi fløy lavt. Klokken var sju om morgenen. Inne i skylaget – sola gikk opp – det var magisk å se de første plattformene. Jeg har holdt på med dette i tre år nå, har et sterkt forhold til det, og så ser jeg feltet for første gang.»

«Jeg var på en gammel plattform – Charlie – hvor tiden har stått litt stille. Jeg så også mange av de nye plattformene, de er ganske high-tech. Men det er det der mekaniske som er starten på vår økonomiske vekst. De som jobbet der var sjømenn, menn som kunne kjøre traktor, menn som kunne mye, arbeid som krevde muskler.»

«Det er så stille der ute sammenlignet med den virkeligheten som var der fra 1969 til 1972, da var det bråkete. Derfor var det deilig å komme ut på Charlie-plattformen som fremdeles har litt av det sølete, det maskulint bråkete.»

«Mitt ønske har ikke vært å for-

telle en bakteppehistorie. Dette er faktabasert. Vi kompromisser ikke med det historiske for at dramaet skal funke. Man bruker karakterene sine for å fortelle noe som er viktig. Det som er viktig, er å formidle en fortelling som gjør at vi skal forstå oss selv. Det er viktig at vi har et samfunnsperspektiv – det er viktig at vi forstår hvor velstanden kommer fra. Vi skulle vise en region fra fattig til rik.»

Tro

«Navnet *Lykkeland* kom for lenge siden. Den het først *Mirakelet* i Stavanger. Den engelske tittelen er nesten enda bedre; *State of happiness*. Det er jo klart at oljen er uløselig knyttet til vår velstandslykke. Det er mye vi ikke har behov å bekymre oss for på grunn av oljen,» sier Tone Rønning, prosjektsjef i NRK.

«Dette kan vi naturligvis vise i dokumentarform, og det er gjort, men i dramaform kan vi vise det gjennom menneskene – vi kommer inn i hodene og hjertene på disse karakterene, det har mange for-

Selv om vi kan sitte i dag og se

konsekvensene av oljeindustrien, så er det ikke det som er kjernen i historien. Kjernen dreier seg om innovasjon – om å gripe de nye mulighetene. Det handler om å tørre å tro på at eventyret kan realiseres i morgen, sier Rønning.

Det beste

NRK bruker veldig mye penger på drama, derfor er det viktig at det setter spor. Drama har sin rett når det setter dagsorden, ifølge Rønning og legger til at forventningen fra NRK-ledelsen er helt soleklar: «Lev i verdensklasse! For publikum sammenlikner ikke norsk drama med norsk drama, de sammenlikner med det beste de ser, og det kommer fra hele verden.»

Manusforfatter Bølstad vil gjerne lage mer *Lykkeland* – hun har stoff til mange sesonger. Men om det blir noe av, er opp til NRK.

«Nei, det er det ikke tatt stilling til,» sier Rønning. Vi har mange gode prosjekter, mange gode historier som venter på å bli realisert. Vi gjør en rå og brutal prioritering blant mange prosjekter.»

«Det er ikke utelukkende seertall som styrer hva NRK gjør og ikke



Tone Rønning og NRK har ikke tatt stilling til om det blir flere sesonger av serien *Lykkeland*.

gjør,» sier prosjektsjefen. Det er for det første samfunnsoppdraget vårt, så er det strategien vår. Men det hjelper jo at vi når de vi ønsker å nå, og at de liker det de ser. At de får valuta for lisenspengene. Såpass respekt må vi ha for publikum. Men vi kan ikke kun ta beslutninger på grunnlag av seertall.»

«Vi er opptatt av å samle folk rundt felles opplevelser, gjøre folk kjent med vår felles historie – og det tenker jeg er viktig – å stå på

skuldrene av historien når vi skal hoppe inn i fremtiden. Vi håper at serien gir en felles opplevelse og en felles innsikt i historien vår, det er et veldig viktig fundament i hele velstandsnorge.»

«Vi kom inn i arbeidet med serien i en periode da oljeprisene var på vei ned, akkurat som fiskeriindustrien var på vei ned i 1969, og vi står overfor de samme dilemmaene i dag; hvorvidt vi skal fortsette å gjøre det vi pleier å gjøre eller om vi skal kaste oss ut i det og gripe de nye mulighetene. Der opplever jeg at *Lykkeland* er en fin inspirasjon nettopp til å gripe mulighetene og ikke bare holde på med det som er trygt og kjent.»

«Vi må være veldig takknemlig for de politikerne vi hadde den gang. De var opptatt av arbeidsplasser i hele landet – og at oljen skulle komme hele landet til gode.»



Anne Regine Ellingsæter måtte lære seg både stenografi og maskinskriving for rollen som Arne Rettedals sekretær, Anna Hellevik. En krevende lærer var manusforfatterens mor, som fant fram sine gamle lærebøker fra 1950-tallet.



Alenemoren Toril Torstensen er hermetikkjenta med bakgrunn fra bedehuskulturen. Hun representerer på denne måten to viktige miljøer i datidens Stavanger. Malene Wadel spiller rollen som Toril.



Pia Tjelta har sagt at hun elsker rollen som overklassefruen Ingrid Nyman. Hun er en av de mest ettertraktede skuespillerne i Norge og har høstet heder og ære for sin innsats både på scenen og på lerretet.



Erfaring. Eva Halland er utdannet geolog fra Universitetet i Bergen og kom til Oljedirektoratet i 1984, hvor hun har hatt en rekke ulike fag- og lederstillinger. Hun har hatt ansvaret for CO₂-prosjektet siden 2009.

Oljeleter på CO₂-jakt

Geologen Eva Halland lette tidligere etter olje og gass. Nå leter hun etter muligheter for å fange, transportere, lagre og bruke CO₂.

| Bjørn Vidar Lerøen og Monica Larsen (foto)

Halland leder Oljedirektoratets prosjekt for CO₂-deponering. Det handler dypst sett om å holde kloden ren, slik at den fortsatt kan være beboelig og gi menneskene et godt liv.

«Vi må innstille oss på at vi ikke skal forurense,» sier Halland.

Til påstanden om at det har vært perioder i klodene liv med mer CO₂ enn nå, sier hun: «Det var i en periode da det ikke bodde mennesker her. I dag er situasjonen en annen. I den grad vi kan gjøre noe med CO₂-utslippene, skal vi gjøre det. Erkjennelsen av denne nødvendighet er økende i mange land. Konsekvensene av ikke å gjøre noe, kan bli alvorlige, klimatiske og økonomisk. Det er fine balanser som kan ødelegges.»

Den norske debatten kan gi inntrykk av at vi er alene om denne erkjennelsen, men det er langt fra tilfelle. Halland peker på flere andre som i økende grad tar disse spørsmålene alvorlig, fra arabiske oljeprodusenter til kineserne.

Spørsmålet er hvor Norge befinner seg i løypen for å finne de smarte og gode løsningene? Halland mener at vi ligger langt framme i tanke og handling, fordi vi startet tidlig og fordi vi har et regelverk som er strengere enn vi finner i andre land. Hun viser til CO₂-prosjektene på Sleipnerfeltene i Nordsjøen og Snøhvit-feltet i Barentshavet, der vi har demonstrert at CO₂ kan skilles ut fra gasstrømmen

og deponeres i egnede reservoarer. Hun sier at norsk sokkel gir flere muligheter for lagring.

I full skala

I Norge pågår det nå et CO₂-prosjekt i fullskala. CO₂ fra industri i Grenlandsregionen i Telemark skal fraktes med skip til et mellomlager etableres på Kollsnes i Øygarden i Hordaland. Fra mellomlageret skal det legges en rørledning til en undervannsbrønn i Johansen-formasjonen sør for Troll. Der skal CO₂ lagres. Equinor har søkt om å få bruke dette reservoaret som deponi. Søknaden er nå til behandling i Olje- og energidepartementet. Equinor har med seg Shell og Total som samarbeidspartnere (*se egen sak*).

Satsingen skjer med offentlige midler etter vedtak i Stortinget. Halland sier det er verd å merke seg at satsingen på CO₂-løsninger strekker seg ut over oljeindustrien. Det er økende interesse i landindustrien. I Grenland-prosjektet dreier det seg om CO₂ fra produksjon av sement og fra energituttvinning basert på avfall.

Erfaringer

Halland sier at dersom vi skal få til gode løsninger, må prosjektene inn i en verdikjede. Veien videre krever at godt samvirke mellom politiske myndigheter og industrien. Det handler også om å dele erfaringer landene imellom.

Hun er stadig på farten, som rådgiver for utviklingsland og som

deltaker i samarbeidsmøter mellom landene rundt Nordsjøen. Nylig vendte hun hjem fra en reise til Australia, der hun fikk se flere CO₂-prosjekter. Det mest konkrete er gassfeltet Gorgon i Vest-Australia, som opereres av det amerikanske selskapet Chevron. Her skilles vannet ut og lagres i et eget reservoar og CO₂ skilles ut og lagres i et annet reservoar.

Det bringer samtalen inn på to spor: Lagring av CO₂ med henblikk på å bli kvitt en problematisk gass og der nest bruk av CO₂ som trykkstøtte for olje og gass.

«Det begynner med vår evne til å lagre CO₂. Det er fundamentet i en verdikjede,» sier Halland.

Nærmer seg

Fullskalaprojektet som tar sikte på å lagre CO₂ i Troll-området i den nordlige delen av Nordsjøen forventes å være ferdigstilt i 2020-21.

«Når lagringsdelen er på plass, kan vi begynne å tenke på bruk av CO₂ som virkemiddel i økt utvinning,» sier Halland, som tror at den dagen CO₂ er tilgjengelig, vil oljeselskapene gjøre bruk av det. Men det kommer til å handle om politikk og økonomi. Utfordringen er naturlig nok å skape et kommersielt grunnlag for CO₂-verdikjeder.

Er spørsmålet om vi har råd til å gjøre dette, blir motspørsmålet om vi har råd til å la være. Hun trekker linjene tilbake i tid og berømmer den generasjon politikere som etablerte et norsk olje- og gassregime der bren-

ning av gass var utelukket. Dette har vært grunnleggende for vårt syn på ressursforvaltning. Hun setter fremtidig håndtering av CO₂ inn i en slik sammenheng.

Oljedirektoratet vil være en pådriver for å etablere et pilotprosjekt der CO₂ brukes som trykkstøtte for økt utvinning. CO₂ har et interessant potensial som driver for økt utvinning på norsk sokkel. Det er allerede dokumentert at CO₂ er egnet som trykkstøtte både i sandstein- og kalksteinreservoarer. Både i USA og i Canada er det i dag flere felt som produserer med slik trykkstøtte. Halland sier at vi har noe å bygge på og lære av, men innenfor

lagring av CO₂ er Norge i dag i fremste rekke internasjonalt.

Oversikt

Det er få eller ingen som vet mer om den norske kontinentalsokkelen, enn Oljedirektoratet.

«Å ha detaljinformasjon om hver eneste lisens og hver eneste brønn, gir oss en fantastisk oversikt og kunnskap. Med våre felt- og brønndata vet vi hvor lagringsmulighetene finnes. Slik kunnskap finner vi ikke minst i tørre brønner. Våre produksjonsdata vil også bidra til forståelse av hvor injeksjon og trykkstøtte kan virke. Skal vi få til CO₂-

løsninger må vi ha faktiske felldata å bygge på. Mye av den innsats som er gjort til nå er knyttet til etablering av kriterier,» sier Halland.

Oljedirektoratet har laget CO₂-atlas, først for Nordsjøen og så for hele sokkelen. Dette er et viktig verktøy for å se og forstå mulighetene: «Får vi til fullskalaprojektet med lagring på en god måte, vil jeg virkelig begynne å føle meg optimistisk,» sier hun.

Det handler om kunnskap, enten man vil finne olje og gass, eller å bli kvitt CO₂ på måter som kanskje også kan komme til å bety nye forretningsmuligheter.



Stadig på farten. «Når lagringsdelen er på plass, kan vi begynne å tenke på bruk av CO₂ som virkemiddel i økt utvinning,» sier Eva Halland

CO₂-gjennombrudd

I 2018 ble den første konsesjonsrunden for injisering og lagring av karbondioksid (CO₂) utlyst på norsk sokkel. Dette blir sett på som et gjennombrudd for god miljø- og klimapolitikk og en viktig videreutvikling av konsesjonssystemet på norsk sokkel.

Ved søknadsfristens utløp i september var det kommet inn en søknad fra prosjektet Northern Light. Bak dette står Equinor i samarbeid med Shell og Total.

Northern Light har basert sin søk-

nad på å bruke et område sør for Troll i Nordsjøen – Johansenformasjonen – som deponi og lagringsplass.

Formasjonen ligger i blokk 31/5, som ble tildelt som en av tre blokker som inngikk i den andre lisensen (PL085) i Troll-området til de den gang tre norske selskapene Statoil, Norsk Hydro og Saga Petroleum. Den første lisensen (PL054) ble tildelt som en del av 4. konsesjonsrunde med Shell som operatør. Det var i denne lisensen ble påvist store mengder gass i 1979.

I 2008 gjennomførte Oljedirektoratet og Gassnova seismiske undersøkelser i området for å kartlegge og bekrefte reservoarer som kunne egnes for deponering og lagring av CO₂. Målet den gang var å finne en mulig lagringsplass for fangstanlegg på Kårstø, gassanlegget nord for Stavanger og/eller Mongstad, raffineriet nord for Bergen.



Første CO₂-søknad. For aller første gang er det levert søknad for injeksjon og lagring av CO₂. Den kom fra Equinor sammen med partnerne Shell og Total. På bildet (fra venstre): Diego Alejandro Vazquez Anzola (Shell), Laurence Pinturier (Total), Per Gunnar Stavland (Equinor), Eva Halland og Wenche Tjelta Johansen fra Oljedirektoratet. Foto: Arne Bjørøen.



Geobanken

| Bjørn Rasen og Monica Larsen (foto)

Bak en tung metalledør i Oljedirektoratets kjeller, i temperaturer ned mot 25 kalde grader, lagres verdifulle prøver av olje fra nær alle felt og funn på norsk sokkel. På forespørsel får oljeselskapene utlevert små uttak. Analysen av disse brukes i jakten på ny olje.

Mange har hørt om steinlageret i Oljedirektoratet. Kjerneprøver fra nær alle brønner boret på norsk sokkel er lagret i trekasser i noe som kan minne om en lagerhall på Ikea. Nesten daglig besøker geologer fra oljeselskapene steinlageret for å studere kjerneprøvene.

Men lageret inneholder mer enn stein-/kjerneprøver. Derfor er nå lageret omdøpt til Geobank.

Stadig flere ber nå også om å få prøver med olje fra de rundt 1000 flaskene – som inneholder prøver fra 95 prosent av alle norske felt og funn. Prøvene må holdes kaldt for

at oljen skal «leve» lengst mulig. Oksydering kan ødelegge prøvene. Derfor er oksygenet i flaskene erstattet med argon.

«Vi tar ut minst én prøve hver uke. Tidligere fikk selskapene to milliliters prøver. På grunn av økt etterspørsel har vi sett oss nødt til å halvere prøvene,» sier paleontolog Robert W. Williams i Oljedirektoratet.

Han forklarer at oljen er en hydrokarbonkjede som perler på en snor. Karbon er omgitt av hydrogenatomer og jo lenger kjeden er, jo tykkere olje får du. Det motsatte, kun én karbon, er metangass.

«Selskapene bruker en gasskromatograf som måler mengde av hver komponent i oljen. Det blir som å ta et fingeravtrykk av oljen. Analysen kan også fortelle noe om egenskapene i reservoarer og indikere hvilke veier oljen har tatt,» forklarer Williams.

Geobank. Robert W. Williams i kjølerommet som inneholder mer enn 1000 oljeprøver. Oljen, kjerneprøvene og mikrofossilene i Oljedirektoratet utgjør det som nå har fått navnet Geobank (tidligere kalt steinlageret).

Styrk gasstrategien

Oljenasjonen Norge trenger en gasstrategi, i alle fall hvis vi skal opprettholde de posisjoner vi har oppnådd i det europeiske gassmarkedet siden den første norske gassen ble ilandført i Emden i Tyskland i 1977.

| Bjørn Vidar Lerøen er forfatter og kommentator innen olje og gass

Det finnes motforestillinger. Noen mener at gass kommer til å møte sterkere konkurranse og tape andeler i et energimarked som er i stor endring. Gass fra nye kilder, ikke minst fra skiferlag i USA, og økende mengder fornybar energi, spiser markedsandeler. I flere markeder er og blir kull fortsatt en konkurrent. Dette kan gjøre investeringer i nye gassprosjekter mer usikre og vanskeligere å finansiere.

Industrien argumenterer med høy profil for at gass gir store klimagvinster fremfor kull. Det mest brukte eksempelet er at Europas utslipp av CO₂ øker med 300 tonn årlig dersom den mengde gass som leveres fra Norge blir erstattet av kull. Da blir det et paradoks at oljeselskapene finner det mer attraktivt å lete etter olje, men argumentene er klare. Oljen er lettere å ha med å gjøre, først og fremst av hensyn til transport. Gass har tradisjonelt blitt vurdert til å gi mindre lønnsomhet.

Under oljekonferansen *ONS 2018* i Stavanger varslet Equinor om en styrket innsats på norsk sokkel. Strategien innebærer at det skal bores 20-30 letebrønner årlig, og det skal letes aktivt etter gass. Letestategien har en høyere risikoprofil, noe som betyr at sokkelens største selskap vil se på reser-

voarer med mindre funnsannsynlighet. Konserndirektør Arne Sigve Nylund, som har ansvaret for norsk sokkel, sier at Norges undergrunn fortsatt inneholder store mengder gass.

Med de gassreserver som til nå er blitt kartlagt, kan norsk sokkel ikke kunne tilby langsiktige forsyninger av dagens store volumer i veldig mange år. Et stykke ut på 2020-tallet kommer forsyningskapasiteten til å reduseres fordi de gamle kildefeltene, som har bidratt til en stadig økende norsk gassproduksjon, er i senfasen.

Dette fører til en betydelig nedgang i gasstrømmen til terminalen på Kårstø i Rogaland tidlig på 2020-tallet. Hvis vi ikke prioriterer leting etter ny gass, kan vi sette på spissen følgende spørsmål: Hvem tar ansvaret for tomme, og i neste omgang, rustne rør?

Equinors fornyelse av strategien for norsk sokkel kan bety mer gass inn i rørene.

Virksomheten på den norske kontinentsokkelen startet som et olje-eventyr. Det var olje vi ønsket å finne. Vi snakket om oljeselskaper, oljearbeidere, oljepolitikk og oljeøkonomi. Vi etablerte Oljedirektoratet, Den norske stats oljeselskap og ikke minst Olje- og energidepartementet. Det var ikke noe galt med det, for vi fant mye olje. Vi fant også mye gass, men ved å sette ordet olje inn i de begreper vi

tok i bruk for å beskrive den nye og store industrien som vokste frem på kontinentsokkelen, skapte vi mentale bilder som påvirket våre holdninger og prioriteringer. Selv om temaet var gass, ble og blir statsråden presentert som oljeminister på møter og konferanser.

Gassen kom til å utvikle seg i oljens skyggeside, til tross for at Oljedirektoratet allerede i sine første ressursanalyser pekte på at ressursene i havbunnen sannsynligvis fordelte seg med 60 prosent gass og 40 prosent olje.

Da vi i oljenasjonens tidlige år så 30 år frem, sa vi at gassen kom til å ta en minst like dominerende rolle som oljen. Det gamle statsoljeselskapets første sjef, Arve Johnsen, brukte i det forrige århundre mange anledninger til å utrope det 21. århundre til gassens århundre. Han ville gi prisingen av gass oljeparitet. En likeverdig mengde energi fra olje og gass skulle oppnå samme pris i markedet, noe som ble oppnådd da gassen i Statfjord og Heimdal ble solgt, men ikke senere.

Gass ble i noen sammenhenger sett på som et avfallsprodukt som fulgte med oljen. Gass har blitt brent og brennes fortsatt i store mengder i flere oljeland. Norge gjorde tidlig et viktig verdivalg: Nei til brening av gass! Det sto i et av *De ti oljebud*, som ble til ved inngangen til 1970-årene,



Forsyner britene. Gass fra Norge dekker i dag cirka en fjerdedel av Storbritannias forbruk, og har redusert utslipp av klimagasser mer enn Norges samlede utslipp. (Foto: Rune Solheim)

og som ble retningsgivende for utformingen av norsk petroleumspolitik.

Oljedirektoratet har spilt og spiller en sentral rolle som pådriver for optimal utvinning. Troll er et godt eksempel. Gassproduksjonen ble holdt tilbake for å sikre maksimalt uttak av olje. Motsatt var det imidlertid med Frigg og Snøhvit. På disse to feltene ble det satset på gassen og oljen ble tapt. Vi må ikke glemme at de gigantiske gassreservene i Troll ble vurdert som marginale da de ble påvist. I tillegg ble det påvist store oljereserver i tynne soner under gassen i Troll. Også de ble vurdert som marginale.

Det som i første rekke preger produksjonsutviklingen på norsk sokkel, er at mye ble mer. Vi har fått mye mer ut av reservoarene enn det vi i utgangspunktet trodde ville være mulig. Det har i neste omgang gitt vesentlig større salgsvolumer og inntekter både for selskapene og for staten.

For gass har vi oppnådd en avsetning som overgår de mest optimistiske prognoser. År for år har det blitt satt nye rekorder. Nå er produksjonen oppe i over 120 milliarder kubikkmeter per år.

Mesteparten skipes i rør, noe skipes som LNG (flytende naturgass) fra Melkøya i Hammerfest. Energimengdene her er enorme. Når

en LNG-tanker laster på Melkøya og når 75 prosent av lastekapasiteten, tilsvarende energimengden ett års produksjon av vannkraft ved Alta kraftverk.

Salget av gassen fra Snøhvit måtte tilpasses store endringene i gassmarkedet. Feltet ble bygget ut for hovedsakelig å betjene det amerikanske gassmarkedet. De norske gasselskapene hadde inngått en avtale om å levere 10,4 milliarder kubikkmeter årlig til LNG-terminalen på Cove Point i Maryland på USA's østkyst. Så kom skifergassrevolusjonen. Cove Point ble konvertert til eksportterminal, og avtalen om å ta imot norsk gass falt bort. LNG fra Snøhvit måtte finne nye markeder. Det har lyktes, både i Europa og i Asia, men konkurransen i LNG-markedet er blitt sterkt skjerpet de siste årene.

Gassfelt forbindes normalt med større risiko enn oljefelt. Sleipnerfeltene er et slikt eksempel. I 1985 hadde de norske gasselskapene blitt enige med de britiske gasskjøperne om en avtale for gassen i Sleipner øst. Den britiske regjeringen mente at de hadde nok gass på egen kontinentsokkel og underkjente avtalen. Avgjørelsen var et sjokk for Norge. Britene hadde kjøpt gassen i Frigg og fått den levert i rør til St Fergus i Skottland, og Norge tok det nærmest for gitt at de ville ha mer. Året etter

Sleipner-avtalens havari innkasserte gassnasjonen Norge likevel sin største seier som energieksporør. Gassen i Troll ble solgt til de kontinentale kjøperne. Volumene i Sleipner ble til overmål en del av Troll-avtalene.

Britenes interesse for norsk gass hadde ikke gått tapt for alltid. Salget av gassen i Ormen Lange-feltet i Norskehavet tidlig på 2000-tallet ble et nytt og viktig gjennombrudd i det britiske markedet.

Philip Lambert, som leder det internasjonalt anerkjente Lambert Energy Advisory, har stor tro på norsk gass, og han gir følgende eksempel:

Gass fra Norge dekker i dag omkring en fjerdedel av Storbritannias forbruk, og har redusert utslipp av klimagasser mer enn Norges samlede utslipp. Utslippene av CO₂ i Storbritannia har ikke vært lavere siden 1894, takket være kombinasjonen av mindre kull, mer gass og mer fornybar energi. Fortsatt brukes kull, men i vesentlig mindre mengder enn før. Landets siste kullgruve ble nedlagt like før jul i 2015. Norsk gass defineres som en del av Storbritannias energiframtid.

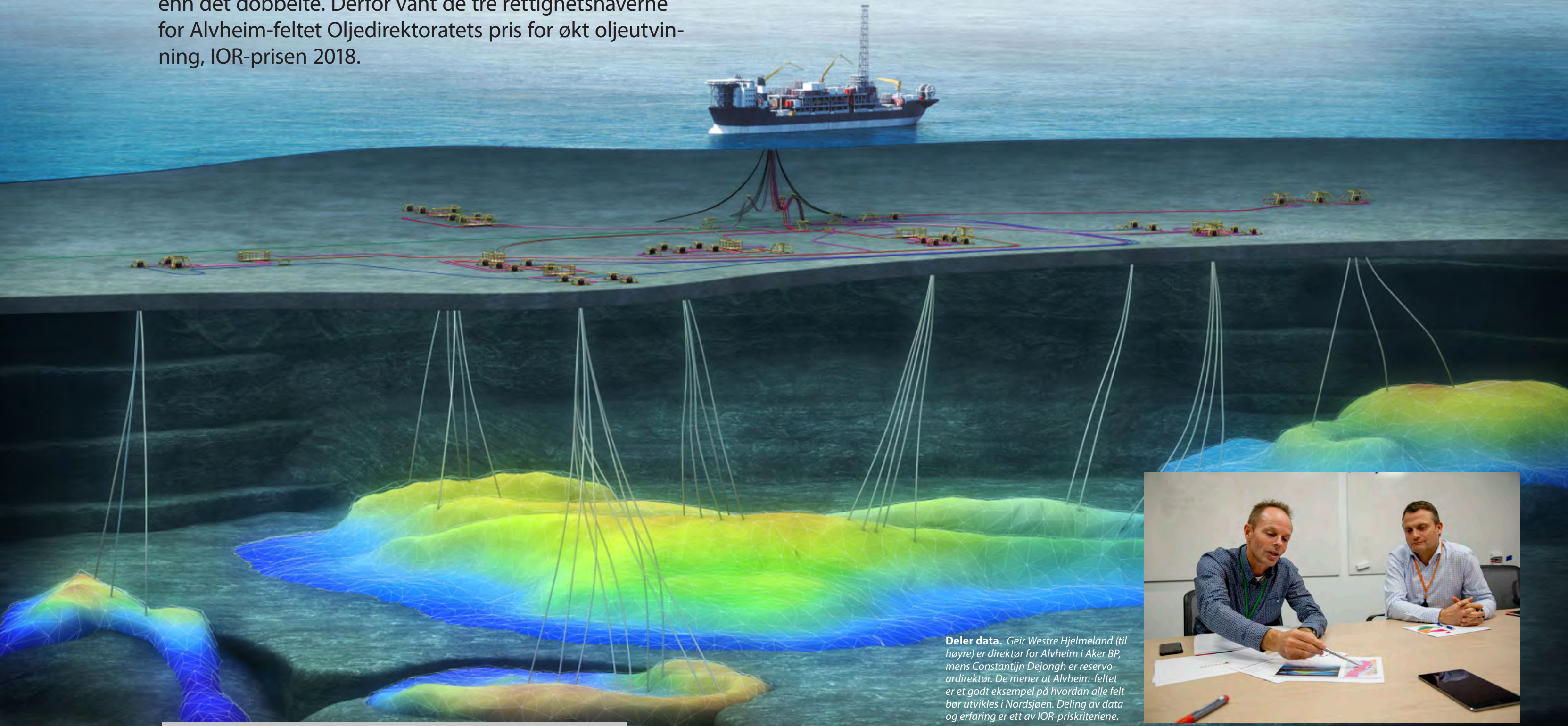
Norge har gassrørledninger nok. I årene fremover blir det mer krevende å skaffe innhold i rørene.

“Det som i første rekke preger produksjonsutviklingen på norsk sokkel, er at mye ble mer.”

Treenigheten

De har evne til å enes om gode strategier. Ambisjonen for oljeutvinning har steget fra 175 millioner fat til mer enn det dobbelte. Derfor vant de tre rettighetshaverne for Alvheim-feltet Oljedirektoratets pris for økt oljeutvinning, IOR-prisen 2018.

| Rune Solheim (tekst og foto)



Deler data. Geir Westre Hjelmeland (til høyre) er direktør for Alvheim i Aker BP, mens Constantijn Dejongh er reservoardirektør. De mener at Alvheim-feltet er et godt eksempel på hvordan alle felt bør utvikles i Nordsjøen. Deling av data og erfaring er ett av IOR-priskriteriene.



De tre rettighetshaverne i Alvheim-lisensen i Nordsjøen, Aker BP, Conoco Phillips og Lundin har tatt utfordringen IOR (increased oil recovery) på alvor.

Iveren etter å få mest mulig olje ut av reservoarene ser ut til å sitte i fingerspissene, helt oppe fra et meget aktivt lisenspartnerskap og ned til fagmiljøene som har hanskene på utstyret og lupen på undergrunnen.

Arbeidet i lisensen preges av god kommunikasjon, deling av data og god evne til å bli enige om de kommersielle avtalene. En rekke eierbrøker er sydd sammen, sydd til alle føler at de får noe igjen for det de legger inn i produksjonsfellesskapet.

Stjerneeksempel

Geir Westre Hjelmeland er direktør for Alvheim i Aker BP. Han mener at området er et stjerneeksempel på hvordan felt bør utvikles i Nordsjøen: Det gjelder å finne nok ressurser til å få en godkjent plan for utvikling og drift (PUD). Når utvinningen starter, må infrastrukturen brukes også til å finne mer og maksimere ressursutnyttelsen i områdene rundt det første funnet.

Da feltet ble satt i produksjon i 2008, var produksjonen på om lag 120 000 fat per dag. I fjor, etter nesten ti års i drift for Alvheim, nådde produksjonen igjen 120 000 fat per dag. Over halvparten av oljen som produseres, kommer i dag fra felt som er funnet etter starten.

Aker BP er deltaker i alle lisensene på området, altså inkludert satellittfeltene som nå er tilknyttet til produksjonsskipet *Alvheim FPSO*. Den ene partneren på Alvheim, Lundin Norway, er også med i de fleste andre funnene, mens Conoco Phillips bare er med på Alvheim.

Ny teknologi

Å ta i bruk ny teknologi, er en av

suksesskriteriene i Alvheim-området, både for å finne mer olje og å utvinne mer der den finnes.

Constantijn Dejongh er reservoardirektør for Alvheim-området i Aker BP. Med pennen hamrende på en illustrasjon av feltet påpeker han at å utvikle bedre seismikk for å forstå reservoarene bedre, er veldig viktig for å få opp mer olje. I fjor ble Alvheim-området skannet med 3D-seismikk for tredje gang. Helt fra dag én kan geologer og reservoar-ingeniører nå se forskjell på hvor vann har kommet opp og hvor gass har ekspandert i reservoaret.

«Oljen som vi fortsatt vil ha ut, ser vi da hvor befinner seg, og det hjelper oss til for eksempel å bore en ekstra brønn på riktig sted. En av brønnene vi boret nylig, kommer i produksjon neste uke. I total lengde boret vi over ti kilometer på denne brønnen. For hele Alvheim har vi totalt boret langt over 100 kilometer i reservoaret. Dette var en flergrensbrønn, bestående av tre grener, hvor én slik gren var 3500 meter. Vi støvsuger egentlig reservoaret rent for olje på denne måten,» sier han.

En annen teknikk som brukes, er ganske enkelt å bore mange pilotbrønner som hjelper med å ta ned risikoen på fremtidige brønner.

«Der vi har gode grunner til å tro at det er olje, stikker vi et pilothull på noen dager. Dette er en økonomisk måte å sikre oss at det finnes nok ressurser i dette området,» forteller Dejongh.

Smarte ventiler

Reservoarene på Alvheim-feltet kjennetegnes av relativt tynne oljekolonner, der gassen lett strømmer ned, og vannet stiger opp til oljesonen. Slik injisering er nødvendig for å presse mer olje ut av reservoarene. Lange, horisontale brønner er beste måte å utvikle reservoarene på.

Fagmiljøene har hatt stor nytte av ventiler som kan strupe brønnstrøm-

men for gass og vann, før den når produksjonssystemene på Alvheim-skipet. Disse kalles innstrømningskontrollventiler (ICD) og autonome innstrømningskontrollventiler (AICD).

«På Gekko-feltet boret vi nettopp en brønn der vi fant en oljekolonne på bare seks-sju meter, der det var store mengder vann under og mye gass over. Slikt blir utfordrende å produsere, men det er slike mål vi setter oss, og da må vi ta i bruk de virkemidlene og teknologier som trengs for å få det til,» sier Dejongh.

I tillegg brukes *tracere*, som er teknologi som monteres på kompletteringene på brønnene nede på havbunnen. Spor-teknologien består av kjemikalier som reagerer med enten olje, gass eller vann. Ved prøvetaking om bord på produksjonsskipet kan brønnspecialister lese av om en brønn produserer vann, gass eller olje, noe som er viktig tilbakemelding for å finne ut om hele brønnen bidrar, justere utvinningen og eventuelt finne områder til å bore nye brønner i.

Flerdobling

Planen for undersøkelse og drift som var klar i 2004, beregnet utvinnbare reserver på Alvheim-feltet til å være omlag 175 millioner fat oljeekvivalenter. Den produserte mengden er nå mer enn doblet i selve Alvheim-feltet. På de nærliggende funnene Vilje og Volund er volumene nesten doblet i forhold til de på forhånd beregnede utvinnbare reservene.

400 millioner fat olje er produsert, reservene inkluderer 150 millioner fat og i tillegg er om lag 150 millioner nye fat identifisert. Jakten på ytterligere ressurser i området pågår for fullt.

«For å få opp de påviste oljereservene må vi ha god oppe-tid på produksjonsskipet, vi må ha en fantastisk god undergrunnsforståelse for å plassere brønnene på riktig sted, vi må ha prosjekter som er så gode som mulig, og så billige som mulig. Parallelt må vi ha suksess med leteaktiviteter. Det er

med andre ord en rekke ting som skal klaffe,» sier reservoar-direktøren.

Flere funn

Funnet Frosk i det nærliggende området ble påvist i februar 2018. Før boring av avgrensingsbrønner er funnet beregnet til mellom 30 og 60 millioner fat oljeekvivalenter. Lisensfellesskapet skal begynne å bore der allerede i begynnelsen av neste år. Da skal letebrønnene Froskelår og Rumpetroll bores. Etterpå er det planlagt å bore en produksjonsbrønn i Frosk som kommer i testproduksjon mindre enn 18 måneder etter at funnet ble gjort.

Hjelmeland forteller at foreløpig går all olje fra nye brønner om bord på *Alvheim FPSO*. Han sier at det er for tidlig å si om det er grunnlag for flere installasjoner på feltet.

«Hvis Frosk-brønnene melder tilbake at her er det mer enn vi tror, så påvirker det konseptvalget. Vi er optimistiske,» sier han.

Suksess på satellittene Frosk, Trell og Trine, samt nye funn i selve Alvheim-lisensen, er viktig for videreutvikling av området. Dejongh forteller om en spennende mulighet som ennå ikke er forsøkt: «I dypet av området vi har foran oss, kan det være hydrokarboner, i selveste Alvheim-kjelleren.»

Undergrunnen der består av Jurassic-sandsteinslag, med ukjent permeabilitet og porøsitet. Det kan være olje der – men det kan også være gass. Å vurdere dette ut fra seismikk-data, kan være vanskelig.

«Vi kan ikke forlate Alvheim-området i 2045 uten å ha prøveboret i kjelleren,» slår Dejongh fast.

Et leteprogram nær feltet resulterte i funn og utvikling av en rekke nye funn som er bygget ut.

Funn også utenfor feltområdet har blitt knyttet opp til Alvheim, for eksempel funnene Vilje, Volund, Bøyla og Skogul.



Oljedirektoratets pris – den 15. i rekken – ble utdelt av oljedirektør Bente Nyland under et arrangement på ONS 2018 i august. Det var representanter for Aker BP (operatør med 65 prosent andel), Conoco Phillips (20 prosent) og Lundin (15 prosent) som ble kalt opp på scenen for å motta den prestisjetunge prisen. (Foto: Arne Bjørøen)

Erfarent bidrag

I tett samarbeid med operatør Aker BP og partner Lundin har Conoco Phillips bidratt med alt fra teknisk undergrunnsarbeid, plassering av brønner og til forhandlinger og avtaler i videreutviklingen av Alvheim-feltet.

Conoco Phillips har 20 prosents andel i Alvheim-lisensen. Lisenstakerne ble i høst belønnet med Oljedirektoratets IOR-pris for økt oljeutvinning. Øyvind Gundersen, er ansvarlig for flere av Conoco Phillips' partneropererte felt og leder arbeidet med å følge opp selskapets interesser i Alvheim-lisensen. Han sier at det

etter hvert er blitt mange interesser rundt feltet, ettersom nye funn er gjort og knyttet opp mot produksjons- og lagringskipet *Alvheim FPSO*.

«Her har vi bidratt til å finne en god modell, med gode prinsipper, når det gjelder verdifordelingen mellom Alvheim-lisensen og tredjepartsfeltene. Dette handler om å finne balanserte løsninger som fungerer for alle aktørene og samtidig sikrer at ressursene i området blir best mulig utnyttet. Dermed har arbeidet kommet hele nasjonen til gode,» sier Gundersen.

Selskapet bidrar med erfaringso-

verføring både fra egenoperert virksomhet, og fra andre partneropererte felt i sin portefølje. Dette gjelder blant annet de nye innstrømningskontrollventilene (ICD/AICD) som begrenser inntrengningen av vann og gass fra reservoaret inn i brønnen, der erfaringer fra et annet av Conoco Phillips partneropererte felt kom til god nytte på Alvheim.

«Vi er svært glade for å kunne bidra til det gode samarbeidet i lisensen, som muliggjør raske beslutninger, for eksempel endring av brønnbaner fra en enkel til flergrensbrønn, på svært kort varsel,» sier Gundersen.

Han sikter til da brønn- og reservoarpersonellet oppdaget at det var en uventet oljesone i tillegg til hovedsonen i Kobra-brønnen. Da ble partnerne i lisensen kalt sammen. I løpet av få dager ble det tatt en beslutning om å bore en gren til i brønnen for å få tilgang til den andre oljesonen.

Gundersen har også et eksempel på at Conoco Phillips tok med seg læring ut av Alvheim-lisensen og inn i prosjekter i andre lisenser. Selskapet fikk med seg Aker BP i møte med Equinor for å sikre erfaringsoverføring innenfor utvinning av olje fra injektitter; sandavsetninger som kan utgjøre gode reservoarer for olje. Nok et godt eksempel på deling av data.



Felles gode. «Når vi klarer å bli enige om gode avtaler på feltet, kommer det hele nasjonen til gode,» sier ansvarlig for partneropererte felt, Øyvind Gundersen, i Conoco Phillips.

Den aktive partneren



Risiko. «Som et profilert leteselskap er vi vant til å tørre å ta risiko,» sier ansvarlig for partneropererte felt i Lundin Norway, Tove Lie. På Alvheim har dette betalt seg.

På Alvheim-feltet er Lundin Norway en framoverlent partner. Selskapet har erfarne fagfolk i staben som har erfaring med feltet gjennom mange år.

Lundin Norway vant Oljedirektoratets IOR-pris for 2018 sammen med Aker BP og Conoco Phillips. Lundin Norway har 15 prosents andel i Alvheim, og har også andeler i de fleste satellittfeltene i området.

Feltansvarlig Tove Lie og geolog Hans Oddvar Augedal i Lundin Norway er to av dem som har bidratt aktivt med kjennskap til feltet og deling av kunnskap til de andre lisenstakerne.

«Vi sitter med erfaring fra ulike deler av norsk sokkel. Disse erfaringene tar man med seg over til andre lisenser, der for eksempel bare ett av selskapene er partner,» forklarer Augedal.

Lie forteller at den erfaringen Lundin Norway har gjort på Volund, har de tatt med seg til Alvheim. Der har de delt på undergrunns erfaring, selv om det ikke er samme partnerskap.

Augedal legger til at selv om det har vært stor utskiftning på operatør- og rettighetshaversiden i Alvheim-området, så har det vært kontinuitet blant fagpersonene som har jobbet med feltet gjennom årene.

I en tidlig fase ble det lansert en modell der alle Alvheim-partnerne skulle ha rettigheter i satellittfeltene rundt, det som kalles unitisering. Men dette har endret seg litt underveis, ettersom de ulike selskapene har prioritert forskjellig. Lie og Augedal ser at det i det minste er en fordel at operatøren sitter balansert i området.

Lundin har også rettigheter stort sett over hele området. Conoco

Phillips har trukket seg ut av noen av prosjektene. Selskapet sitter på sin side bare med rettigheter i Alvheim-produksjonskipet og, for eksempel, ikke Volund og Bøyla.

«Dette fører til at vi har måttet etablere en del krevende kommersielle avtaler. Noe av Alvheim ligger på britisk side av kontinentalsokkelen, derfor har vi også gjort avtaler med britene,» forklarer Augedal.

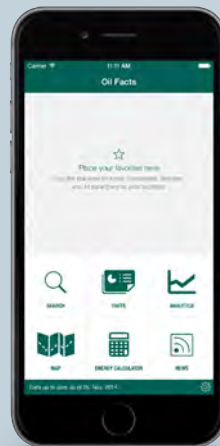
Lundin Norway har vært letevillige og har støttet det å prøve nye metoder. Dette bekreftes av operatøren. Lie framholder at det handler om å tørre å ta risiko. Som et profilert leteselskap, er Lundin Norway vant til det. Siden starten har det vært mer eller mindre kontinuerlig boring i området.

«Operatør Aker BP har et boremiljø som lytter veldig godt til undergrunns- og reservoarmiljøet. Boremiljøet strekker seg på en positiv måte,» sier Lie.

Returadresse:
Oljedirektoratet, Postboks 600,
NO-4003 Stavanger

Porto betalt
ved
innleveringen
P.P.
Norge/
Norge

B-blad



Oil Facts

Oljedirektoratets og Olje- og energidepartementets app for iPhone finnes i oppdatert versjon. Du finner den i App Store ved å søke på *Oil Facts*. Appen er også tilgjengelig for Android og Windows phone.

Følg oss på



@oljedirektoren
@oljedir



OLJEDIREKTORATET

ISSN: 1504-1468

www.npd.no