



# I tidsklemma

Norsk undervannsteknologi beskrives som verdensklasse og er en stor eksportvare. Spørsmålet er om teknologiene utnyttes godt nok for å øke utvinningen fra stadig flere undervannsbrønner på hjemmearenaen.

| Bjørn Rasen  
| Emile Ashley, foto

## ”Våre subseaprosjekter står som perler på en snor.”

Ståle Tungesvik, direktør for reserver og forretningutvikling, Statoil

**T**rykket, som bidrar til å føre oljen ut av reservoaret og opp gjennom brønnen, faller i mange av de gode reservoarene. Uten det reservoartrykket som naturen har skjenket oljeprodusentene, blir jobben mye vanskeligere – og i mange tilfeller ulønnsom. Derfor har Olje-Norge dårlig tid. Oljedirektoratet peker på at det har åpnet seg et tidsvindu som bør utnyttes for å maksimere utvinningen av oljen fra feltene som er i drift og hente ut oljen fra småfelt i nærheten av infrastrukturen.

”Det blir mindre letevirksomhet en periode. La oss bruke utstyr og folk til brønnvedlikehold og –intervensjon, for å få ut det vi vet ligger der,” sier Odd Tjelta, sjefingeniør for feltutvikling i Oljedirektoratet, og legger til at ”dette er et område Oljedirektoratet vil gi økt oppmerksomhet.”

Myndighetene har satt et mål for reservetilvekst i perioden 2005-2015 på fem milliarder fat, hvorav cirka tre fjerdedeler forventes som økt utvinning fra eksisterende felt. Status er at oljenasjonen ligger etter planen.

Kjell Agnar Dragvik, direktør for strategi, kommunikasjon og prosjekter i Oljedirektoratet, imøteser mer konkret handling: ”Vi ser et gap mellom brønnambisjoner og gjennomføring. Selskapene har i stor grad gjennomført leteplanene, mens det gjenstår mye når det kommer til realisering av tiltakene for å øke utvinningen fra eksisterende felt. På kort og mellomlang sikt er brønninnsats viktigst for å øke utvinningen. På lengre sikt ser vi at andre tiltak er vel så viktige.”

Det er på undervannsbrønner det er mest ugjørt, og her er den praktiske og tekniske utfordringen også størst. Det er også et faktum at det produseres mindre olje fra undervannsfelt er også lavere enn fra felt med faste plattformer.

Mange piler peker av naturlige årsaker på Statoil. Det dominerende selskapet på norsk sokkel, med over 80 prosent av produksjonen, utvinnet i dag gjennomsnittlig 39 prosent av ressursene fra undervannsbrønner og 50 prosent fra brønnene som går til faste plattformer.

### Store ambisjoner

Statoil har tidligere uttalt en ambisjon om å øke utvinningsgraden til henholdsvis 55 og 70 prosent.

Ifølge Ståle Tungesvik, Statoils direktør for reserver og forretningsutvikling på norsk sokkel, blir ambisjonen nå revidert fordi de ulike feltene leverer ekstremt forskjellig og han mener det derfor ikke gir noe særlig verdi å snakke om et gjennomsnitt.

Tungesvik bekrefter at intervensjon

i eksisterende brønner på eksisterende felt, gir størst effekt på kort sikt, mer enn ved ulike injeksjonsmetoder.

Statoil har beregnet mulig økt utvinning til mer enn 1,2 milliarder fat olje – tilsvarende oljereservene i to Nornefelt – gjennom boring og brønnintervensjon og å knytte nærliggende småfunn til eksisterende felt.

Statoils ambisjon er å opprettholde en produksjon på 1,5 millioner fat per dag på norsk sokkel fram til 2020. Mye skal klaffe: Nye brønner må bores og boreutstyr på flere av plattformfeltene skal oppgraderes. De mange småfunnene skal kobles til infrastrukturen undervannsbrønnene må vedlikeholdes.

”Alt dette må på plass, for at vi skal nå produksjonsmålet,” sier Tungesvik.

Han medgir at selskapet ikke har boret nok på felter som Gullfaks, Heidrun, Oseberg og Snorre. Prosjekter med å oppgradere boreutstyret har startet: ”Det oppstår litt vakuum mens oppgraderingene pågår. Men nå gjør vi det.”

Også på havbunnen står brønnprosjektene i kø. Trykket i Åsgardfeltet i Norskehavet minker i 2013-14. Feltet har en av verdens største brønnparker på havbunnen. Statoil har testet ut mottiltak som inkluderer brønnvedlikehold og en metode for rotasjonsboring gjennom produksjonsrøret (Through tube rotation drilling – TTRD) av nye sidestegsbrønner. I 2013 planlegger Statoil å ta i bruk en helt ny spesialrigg som dekker alle disse formålene (se egen artikkel).

Selskapet har gjennomført alle sine leteprogram på norsk sokkel de siste årene – med stor funnsuksess. De fleste funnene er imidlertid små. Den gode nyheten er at mange ligger nær plattformer, noe som bedrer økonomien i funnene betraktelig. Disse funnene



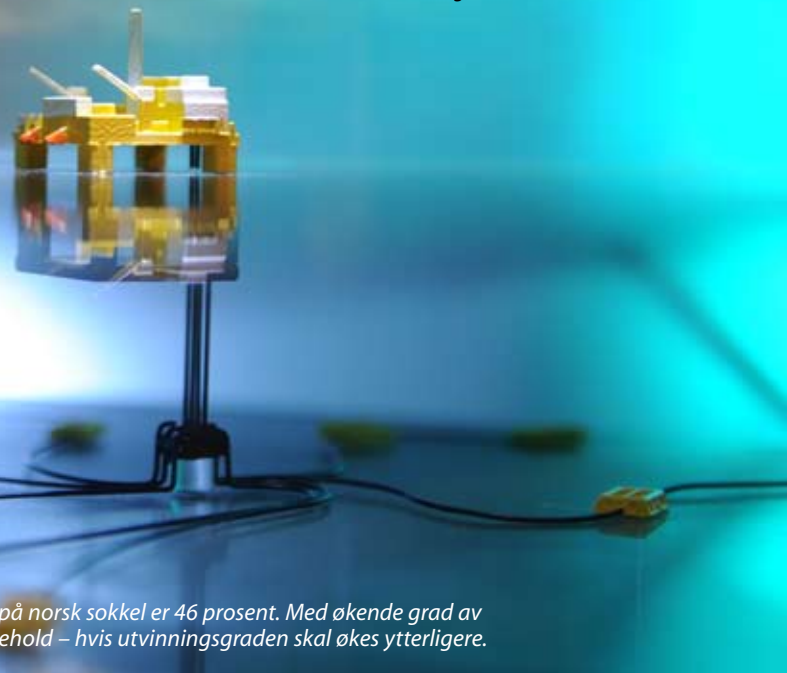
NORSK SOKKEL 2009.  
Er glasset halvtomt eller halvfullt?



STORE GEVINSTER Å HENTE. Som følge av mindre letevirksomhet en periode, mener sjefingeniør Odd Tjelta i Oljedirektoratet til innsats for å øke oljeutvinningen gjennom brønnintervensjon.

## ”Det gjøres mye godt arbeid, men vi som industri har ikke klart å finne hele løsningen.”

Jan Rosnes, teknologidirektør, Petoro



HAVBUNNENS PADDEHATTER. Gjennomsnittlig utvinningsgrad på norsk sokkel er 46 prosent. Med økende grad av undervannsbrønner, blir det enda mer påkrevd med brønnvedlikehold – hvis utvinningsgraden skal økes ytterligere.

inngår i Tungesviks planer. De skal bygges ut med undervannsinstallasjoner og knyttes opp til eksisterende infrastruktur: ”Våre subsea tie-in-prosjekter står som perler på en snor.”

Tungesvik synes det har oppstått et skjevt bilde av selskapets sokkelinnsats i offentligheten og han mener Statoil hele tiden har hatt stort trykk på å øke utvinningen: ”20-40 prosent av produksjonen fra flere av våre store felt kan tilskrives tiltak for økt utvinning. Jeg mener også at vi presser på for å fremme flere prosjekter – hva er det vi har utsatt, spør jeg”

Statoil har fire større prosjekter i sin norske portefølje: Gudrun, Valemon, Dagny og Luva. Tungesvik sier planen er å levere inn Plan for utbygging og drift for Gudrun og Valemon i 2010 – og for noen av de mindre funnene som kan bygges ut standardisert.

Planene faller i god jord hos Kjell Agnar Dragvik: ”I Oljedirektoratet imøteser vi Statoils ambisjoner med entusiasme. Det er en av våre fanesaker å maksimere verdien for samfunnet gjennom god drift av feltene og å øke utvinningsgraden.”

Produksjonskurven peker nedover,

men det betyr ikke at ambisjonene er svekket. Tungesvik hevder bestemt at norsk sokkel forblir Statoils ryggrad også i 2020: ”Sokkelen er moden. Delvis. For det er fortsatt mye igjen å utforske. Norskehavet er et vekstområde og Barentshavet er morgendagens satsing – og vi er allerede i gang.”

### Prioritet

Men fremst i pannebrasken ligger de mange oppgavene på eksisterende felt hvor behovet for vedlikehold har ”eksplodert” og hvor det er påkrevd med massiv innsats for å øke utvinningsgraden. Tungesvik har talt opp rundt 60 ulike prosjekter i porteføljen: ”Halvparten av prosjektene handler om for å øke utvinningsgraden.”

Han peker på en annen utfordring som blir en ”stor omveltning for organisasjonen – industrialisering med mange enkle og rimelige utbygginger av små felt.”

I dag henter Statoil 73 prosent av sin norske produksjon fra store felt. Fire av 10 Statoil-brønner er plassert på havbunnen. Nå er bildet, ifølge Tungesvik, i ferd med å bli snudd på hodet. Anslag viser at 72 prosent av produksjonen om

noen år kommer fra små felt og at tre av fire brønner er brønner fra havbunnsinstallasjoner.

### Stor partner

Om Statoil har en dominerende rolle, så kan vi si det samme om statens foretningspartner i utvinningstillatelsene, Petoro. Med store andeler og bred deltakelse skal Petoro utnytte overblikket til å skape enda større verdier. I prosjektporteføljen finnes mer enn 100 prosjekter for økt utvinning, og selskapet mener ”tidskritikaliteten for disse er økende.” Hvordan bruker den store rettighetshaveren sin innflytelse i utvinningstillatelsene?

Jan Rosnes, direktør for teknologi og IKT i Petoro, sier at selskapet ”jobber aktivt” med reservemodning. Den aktive listen er omfattende og inkluderer Troll, Gullfaks, Snorre, Oseberg, Heidrun, Ormen Lange og Åsgard.

I tillegg til prosjektlag som jobber inn mot de andre rettighetshaverne, har Petoro strategiske prosjekter som tar for seg metoder for økt utvinning. De to siste årene har det vært lagt ned mye innsats i avanserte vanninjeksjonsmetoder der det tilsettes kjemikalier og

nanopartikler for å øke oljeutvinningen. I tillegg har Petoro gjort reservoarsimulering for feltene Heidrun, Gullfaks og Snorre. Resultatet bringes inn i partnersamarbeidet.

Også Petoro opplever at det er et gap mellom industriens ambisjoner og gjennomføringsevnen: ”Vi ser at framdriften er mye tregere enn planene tilsier. Noen ganger er utsettelsene en følge av at kompleksiteten er undervurdert, men ofte er gapet i fremdrift knyttet til at det ikke er tilstrekkelige ressurser på prosjektene for økt utvinning, eksempelvis i form av reservoaringeniører.”

Rosnes peker på myndighetenes grep tidlig på 2000-tallet for å øke innsatsen innen leting i modne områder. Dette har resultert i rekordhøy leteaktivitet i 2009. Nå mener han at det trengs et tilsvarende løft innen økt utvinning der myndighetene og industrien må gå sammen.

### Mest under vann

Petoro får en stor del av sin produksjon fra havbunnsbrønner. I Norskehavet kommer hele 90 prosent av produksjonen fra havbunnsbrønner. Og utfordringene står i kø, ifølge Rosnes: ”Det gjøres mye godt arbeid, men vi som industri har ikke klart å finne hele løsningen for hvordan vi skal få maksimert utvinningen fra subseafelt.”

De gode bidragene er lett brønnintervensjon, separasjonsteknologi (på Tordis) og utvikling innen kompresjon (på Ormen Lange og Åsgard).

Nå modnes flere av feltene og behovet er økende for vedlikehold av brønnene og å bore nye grener i brønnene. Problemet er imidlertid at metodene og utstyret koster for mye.

Petoro mener også at det er nødvendig med flere havbunnsbrønner på de store feltene for å klare å ta ut hele potensialet i flankene og i nærområdet til disse.

Selskapet møter denne utfordringen med å starte et strategisk prosjekt for, ifølge Rosnes, å studere de reservoartekniske kartleggingsmetodene, hvordan øke antall brønnsisser og hvilken type boreinnretninger som trengs.

Det er nok å ta tak i. Framtiden ligger i økende grad under vann. Bare Statoil og partnerne har flere enn 500 subseabrønner. Og tallet er økende. ❄

## Vedlikeholdskø

Statoil planlegger å ta i bruk en ny type rigg for å ta fatt på køen av havbunnsbrønner som sårt trenger vedlikehold. Operasjonene starter tidligst i 2013. Det haster med brønnintervensjon og ulike tiltak for å øke utvinningen fra havbunnsbrønnene.

Prosjektleder for Statoils nye riggprosjekt, Tone Kristin Børslid, sier at hensikten er å øke utvinningsgraden fra havbunnsbrønnene som i dag utgjør rundt 40 prosent av Statoils brønner på norsk sokkel: ”Subseabrønnene er mindre vedlikeholdt enn plattformbrønnene og har derfor lavere utvinningsgrad. Vi ønsker å lukke dette gapet mest mulig.”

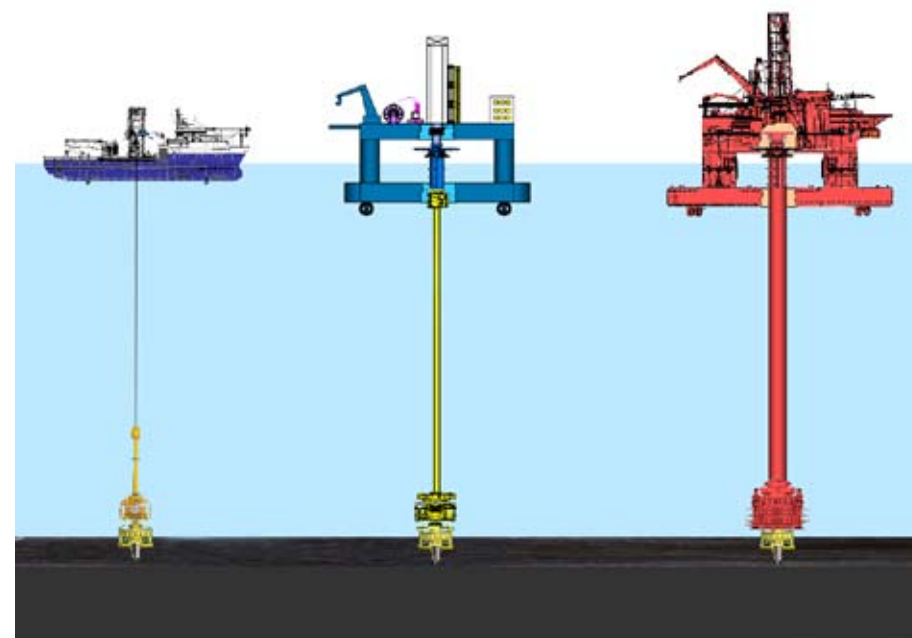
Hun medgir at det haster og at det handler om oljevolumer selskapet ellers kan tape. Hun har innmeldte behov for brønnvedlikehold og inter-

vensjon fra 14 utvinningstillatelser som Statoil er med i. Det er på feltene Åsgard og Norne i Norskehavet det er størst behov for brønnoperasjoner.

”Trolig kommer behovet til å øke. Og behovene overstiger det én rigg kan ta unna,” sier Børslid.

I dag gjør Statoil lett brønnintervensjon (kategori A) med kabeloperasjoner (wireline) fra to fartøy, noe Børslid betegner som vellykket. Den nye spesialriggen kan gjøre tyngre brønnintervensjon (kategori B) og skal dekke gapet mellom de ordinære boreriggene (kategori C) og fartøyene som gjør operasjoner ved hjelp av kabel. Den nye riggen kan også brukes til å bore korte sidesteg ut fra eksisterende brønner.

Børslid sier beslutningen om en ny rigg drives av tre forhold. Innretningen skal bedre forholdene for helse, miljø og sikkerhet; arbeid i



Den nye riggen (kategori B) spesialdesignes til å gjøre de fleste operasjonene det er behov for på subseabrønnene – og kun det. Den fyller et stort behov – både med tanke på HMS, kostnader og gjennomføringstid – mellom fartøy som gjør lett brønnintervensjon (kategori A) og en større og mer kostbar borerigg (kategori C). Illustrasjon: Statoil

høyden og løfteoperasjoner skal reduseres vesentlig. Riggeren skal bidra til økt utvinning og med det øke inntektene for eierne.

”Investeringsbeslutning er ikke tatt og vi utvikler konseptet videre mot en rigg som har en akseptabel rate og som kan gjøre effektive operasjoner. Den skal være rustet for alle brønner på norsk sokkel der Statoil er operatør,” sier hun.

Med andre ord så må kostnadene ved bruk av denne riggeren være betydelig lavere enn ved bruk av en ordinær borerigg. Og besetningen skal være flerfaglig. Det betyr å beherske både kveilerørsoperasjoner, brønnintervensjon og sidestegsboring (through tubing rotary drilling – TTRD) og lett brønnintervensjon ved bruk av kabelopererte verktøy.

Riggeren skal være rustet med utstyr og besetning for alle disse operasjonene – uten å måtte gå til land for tilpasninger av utstyr og bytte av en spesialisert besetning som er trent til å mestre kun én av metodene.

Statoil forutsetter at prosjektet og driften finansieres av partnerne i de ulike utvinningstillatelsene. Børslid sier at selskapet har fått positiv respons på den nye riggeren fra partnerne, men at det gjenstår avklaringer om drift og finansiering før det tas investeringsbeslutning. ❁

