

Gir Ula forlengt liv

Når operatøren BP mot slutten av året starter boring av en ny brønn for alternerende vann- og gassinjeksjon (WAG) på Ula, er det et nytt steg for et forlengt liv med betydelige ekstravolumer av olje fra nordsjøfeltet, kanskje helt fram til 2040.

Nick Terdre og Bjørn Rasen

WAG forlenger Ulas liv. Lenger enn bare vanninjeksjon kan gi. Før beslutningen om alternerende vann-/gassinjeksjon, pekte Ulas produksjonskurve mot nedstenging rundt 2005. Status i dag er at 45 prosent av Ula-oljen er produsert.

Gjennom oppgraderinger og et pågående boreprogram, samt injeksjon av gass fra Ula, Tambar og Blane, har BP sikret forlengt levetid for Ula i beste fall opp mot 2020. Med gass fra det Dong-opererte satellittfeltet Oselvar fra tidlig i 2012, forventer BP å øke utvinningen til minimum 55 prosent.

Grete Block Vagle, tidligere leder for Ula reservoar, sier at den neste egne WAG-injeksjonsbrønnen skal bores mot slutten av året, og nummer to følger etter at Oselvar er knyttet opp. Brønnene skal styres med en ny type teknologi som skal bidra til å fordele vannet og gassen jevner ut i reservoaret.

Jakt i kjelleren

Block Vagle, som fra 1. oktober er leder for BPs feltutvikling på norsk sokkel (Head of renewal), peker på at feltøkonomien med dette er endret. BP skal utvinne enda vanskeligere tilgjengelig olje i kjelleren, i Trias-reservoaret. BP planlegger en utvidelse av boreprogrammet med ytterligere fire nye brønner i 2009/2010. Er disse vellykket, kan det bli boret flere og skape behov for en ny brønnhodeplattform.

Hvis alt dette lykkes, kan Ula muligens fortsette produksjonen til rundt 2040. Resultatet kan bli at mer enn 65 prosent av tilstedeværende olje blir utvunnet.

Siden utgangspunktet før produksjonsstart i oktober 1986, er beregnet total utvinnbar olje mer enn tredoblet.

Det blir også gjort investeringer for å oppgradere Ula-innretningen. Kapasiteten for å behandle gass er doblet til 3,4 millioner standard kubikkmeter per dag, vanninjeksjonskapasiteten er økt og boreriggen er oppgradert.

Selskapet innførte WAG på Ula i perioden 1997-2002 ved å konvertere fire vertikale vanninjeksjonsbrønner på flanken av feltet til WAG-injeksjonsbrønner. WAG-oljen blir utvunnet gjennom tre produksjonsbrønner i toppen av reservoaret. Dette var en tidkrevende prosess, og de første synlige resultatene av økt utvinning kom i 1998. Men det var ikke før i 2005 at WAG-oljen strømmet i alle de tre produksjonsbrønnene.

En egen WAG-injeksjonsbrønn ble boret i 2006. Fra denne skaffet BP seg verdifull informasjon gjennom kjerneprøver og logging. Hele 100 meter med kjerne ble tatt, og over 800 steinplugg ble analysert på ulike laboratorier. Det viste seg at WAG-metoden i deler av reservoaret reduserte graden av immobil olje (se egen rammesak) fra 35-50 til 10 prosent.

For å oppnå full utvinning av den immobile oljen, er det altså behov for mer gassinjeksjon og flere injeksjonspunkter i form av lange horisontale brønner.

Tilleggsgass har kommet fra satellittfelter, først i 2001 fra BPs felt Tambar, og siden 2007 fra Talismans felt Blane, halvt på britisk side.

Gjennombruddet for WAG på Ula

kan være avtalen med Dong om å kjøpe gass fra Oselvar. Dette feltet er planlagt å starte produksjonen i 2011-2012, og det skal sende hele brønnstrømmen til Ula for prosessering.

Samarbeid på tvers

Flere løsninger ble diskutert i BPs Ula-strategi. En av dem var å kjøpe gass fra Statpipe-ledningen som passerer i nærheten. Prisen ble for høy. Da eksportløsninger for gassen i satellittfeltet Oselvar ble diskutert, ble Oselvar-operatør Dong og BP enige. Tre fjerdedeler av den eksterne WAG-gassen som skal brukes på Ula kan komme fra Oselvar.

"Vi inviterte rettighetshaverne i Oselvar og har hatt en god dialog. En egen utbygging av Oselvar var for dyr. Økonomisk har vi nå fått en vinn-vinn-situasjon," mener hun, men legger til at økt utvinning gjennom WAG har sin pris i form av investeringer, kjøp av gass, brønnboring og vedlikehold, slik at "denne type prosjekter ikke er lønnsomme ved lave oljepriser."

Det hører også med til historien at Dong er rettighetshaver med 20 prosent i Ula.

Oselvar ble påvist av Elf i 1991. BP var tidligere inne som rettighetshaver i Oselvar, men utvinningstillatelsen ble levert tilbake til myndighetene. Senere har flere mindre oljeselskap vært inne og vurdert muligheter for Oselvar. Det ble til slutt Dong som leverte inn Plan for utbygging og drift i mars 2009.

Løsningen omfatter undervannsut-

bygging med tre brønner og et multifaserør til Ula. Den beste løsningen for gasseksporten omfattet uansett Ula. Alternativt kunne Dong ha solgt gassen videre til markedet og bare brukt Ula som et knutepunkt. Oljen fra Oselvar eksporteres videre.

I Force-ånd

Oselvar-gass til Ula er et eksempel på kommersielt samarbeid på tvers av utvinningstillatelsene i tråd med det samarbeidsorganet Force fremmer. Alle de store selskapene er med i Force (les mer på www.force.org).

Block Vagle understreker at avtalen er kommersielt betinget, og at den fungerer fordi begge selskap har gevinst av det.

"For Ulas del var det ikke tidskrittisk nå – vi kunne ha ventet enda noen år før vi fant en løsning – men det er ingen tvil om at Oselvar kom betimelig," medgir Block Vagle.

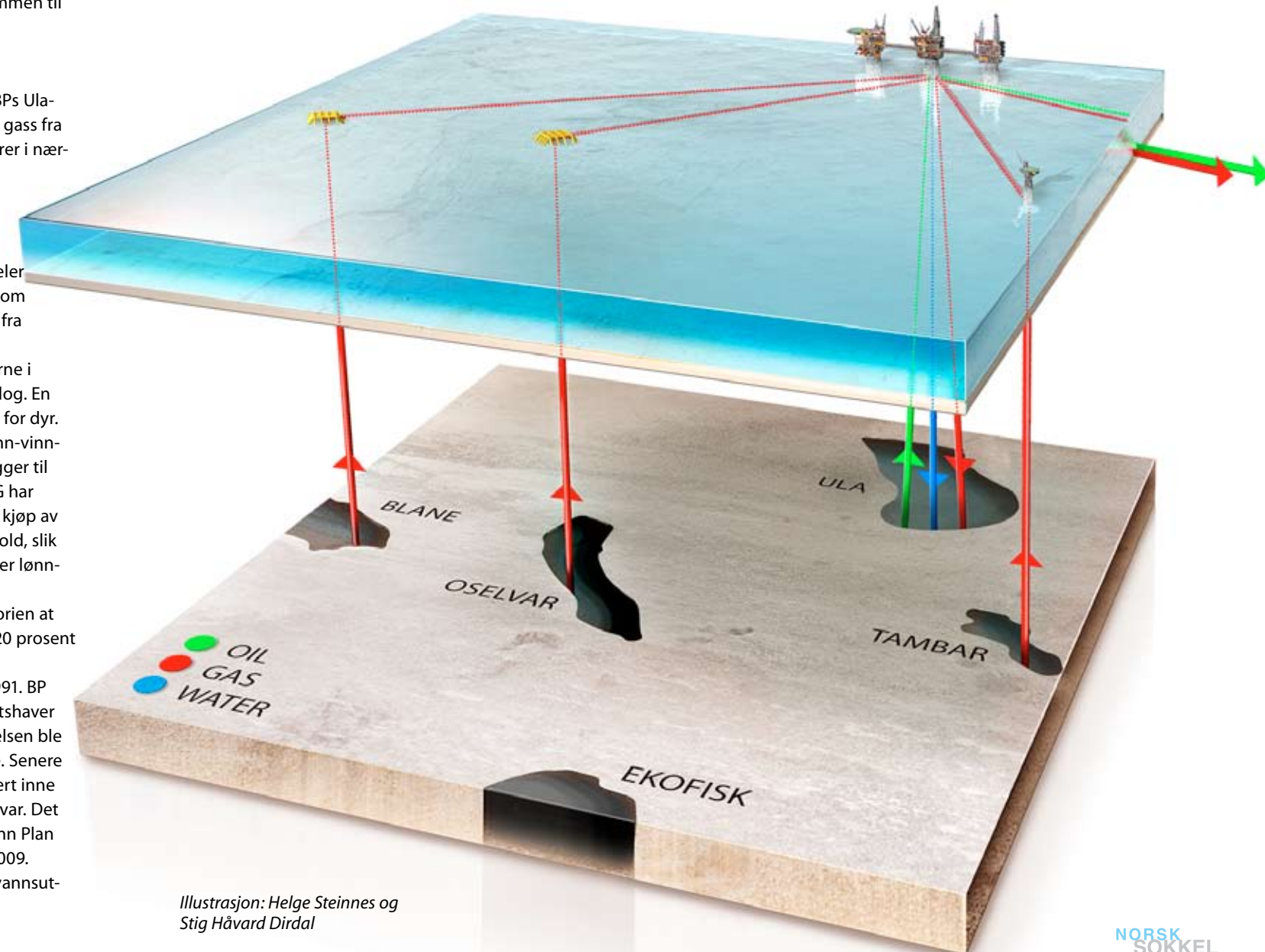
Hun mener at økt samarbeid på tvers av utvinningstillatelsene også er utfordrende. Ettersom Statoil sitter med over 80 prosent av porteføljen på norsk sokkel, blir selvsagt mye avhengig av dette selskapet. ❄

Som et vaskeri

Utfordringen på Ula er at klebrig olje limer seg fast i porene mellom sandkornene i reservoaret. Den blir immobil. Vanninjeksjon alene etterlater store mengder immobil olje i reservoarets porer. Når gass blir injisert, løsner oljen. Injisert vann skyver så oljen og gassen mot produksjonsbrønnen. WAG-injeksjonen utføres i sykluser, hver på cirka seks måneder, det vil si seks måneder med gassinjeksjon fulgt av seks måneder med vanninjeksjon, osv.

Modent felt

Ulafeltet, sør i norsk sektor av Nordsjøen, ble påvist i 1976 og kom i produksjon i 1986. De utvinnbare reservene ble opprinnelig beregnet til 24,6 millioner standard kubikkmeter og senere oppgradert til 87,3 millioner standard kubikkmeter olje. I tillegg omfattet reservene nær 4 milliarder standard kubikkmeter gass samt noe flytende naturgass (NGL). Nå er visjonen å få ut mer enn 100 millioner standard kubikkmeter fra reservoaret.



Illustrasjon: Helge Steinnes og Stig Håvard Dirdal