



Olje- og Energidepartementet
Postboks 8148 Dep
0033 Oslo

Att Egil Meisingset, Underdirektør

Deres ref.
10/00273-2

Vår ref.
11-2875014

Dato
15.11.2010

Høring – Økt utvinning på norsk kontinentalsokkel

Det vises til utvinningsutvalgets rapport 'Økt utvinning på norsk kontinentalsokkel' og Olje- og energidepartementets brev datert 24. september 2010. BG Norge (BG) har gjort en selvstendig vurdering av innholdet i denne rapporten. I store trekk deler BG utvalgets anbefalinger med visse forbehold/kommentarer som beskrevet nedenfor.

Norsk sokkel har de siste 15 årene utviklet seg til en moden petroleumsprovins hvor reserveerstatningsraten har vært svært lav i et historisk perspektiv. Årsaksforholdene til denne negative trenden er etter BGs mening sammensatte, men også en konsekvens av begrenset tilgang på nytt leteareal og utfordringer knyttet til å modne og kommersialisere marginale funn. Rapporten fra utvinningsutvalget foreslår en mengde virkemidler for å bøte på fallende produksjon og lav reserveerstatning, hvor det viktigste tiltaket er å øke utvinningsgraden fra felt i produksjon.

Etter BGs vurdering er en rask innfasing av nye tidskritiske funn også et viktig element for å sikre forlenget levetid og dertil økt utvinning på de ulike installasjonene på norsk sokkel. BG er derfor prinsipielt uenig at en revurdering av leterefusjonen som ble innført i 2005 er et fornuftig tiltak. Leterefusjonen har etter vår mening vært den viktigste katalysatoren for å øke mangfoldet på norsk sokkel og til tross for norsk sokkels modenhet har leteaktiviteten vært rekordhøy de siste årene. Nye aktører har overtatt mer og mer av letingen fra de større internasjonale operatørselskapene. Fremover vil noen av disse nye selskapene også være i førerretet for å kommersialisere og bygge ut (marginale) funn som vil sikre fremtidige verdier og produksjon, også fra eksisterende felt.

De siste positive endringene av fiskale rammebetingelser har gitt nye aktører på norsk sokkel mulighet til å vokse (organisk) gjennom leting. BG deler ikke utvinningsutvalgets bekymring om at tilveksten av nye letefokuserte selskap kan ha gitt et svakere fokus på felt i drift. Etter BGs vurdering vil de fleste rettighetshavere på norsk sokkel gjøre rasjonelle (bedriftsøkonomiske) investeringsbeslutninger og allokere kapitalen og riggkapasitet til de prosjektene som gir høyest avkastning. Forventet avkastning på leteprosjekter/prospekter har de siste årene vært høyere

enn for tiltak for økt utvinning, og rettighetshavernes riggekapasitet har derfor primært blitt brukt til leting. En vil videre anføre at en betydelig andel av nye funn ligger nær eksisterende infrastruktur og felt i drift. Disse reservene er ikke bare tidskrisiske men også kanskje det viktigste bidraget på kort sikt for å sikre økt utvinning ved å forlenge levetiden av modne felt.

I tillegg vil vi spesielt anføre følgende:

i. Riggintak og SUT-prosess

Utvinningsutvalget nevner spesielt i sin rapport rigginntaket og SUT-prosessen for den oppjekkbare riggen *Rowan Gorilla VI (RGVI)*. BG Norge som operatør hadde denne riggen på kontrakt på Mandarin-prospektet i PL 297 fra desember 2009 til juli 2010. Selv om det er riggeier som er ansvarlig for SUT-godkjenning for mobile borerigger på norsk sokkel, har operatøren også et klart definert ('Påse') ansvar mot tilsynsmyndigheter, og da spesielt mot Petroleumstilsynet i denne forbindelse.

RGVI ble bygget så sent som i 2001 og hadde tidligere boret på britisk sokkel for anerkjente operatørselskaper som Talisman og BG Group. Det tok allikevel ca to år å få SUT-godkjenning for *RGVI* fra prosessen startet mot Petroleumstilsynet og riggkontrakt ble inngått med riggeier Rowan for bruk på norsk sokkel. Prosessen var også svært tidkrevende og vanskelig for BG Norge som operatør. Til tross for at Petroleumstilsynet hevder at regelverkskrav på norsk og britisk sokkel er noenlunde like, er det vår erfaring at det i praksis er store forskjeller hvordan regelverket blir håndhevet og tolket. Tilsammen ble det brukt ca 130 millioner kroner for å oppgradere *RGVI* for å bore en (1) brønn i Norge. Etter Mandarin-brønnen gikk riggen tilbake til britisk sokkel. Her er det et klart forbedringspotensial. Etter vår mening bør en SUT være tuftet på internasjonale retningslinjer og ikke være basert på særnorske tolkninger av felles regelverkskrav. En god begynnelse vil være å skape et reelt felles riggmarked mellom britisk og norsk sokkel.

Antall rigger på britisk sokkel omtrent det dobbelte av det norske. Dette påvirker likviditeten og ratenivået i riggmarkedet positivt. I UK er ratenivået for tiden ca 40% lavere enn på norsk sokkel og det er bedre tilgjengelighet for alle typer rigger. Et mer likvid riggmarked åpner også opp for korte, og da gjerne brønnspesifikke kontrakter, i primærmarkedet. På norsk sokkel er slike korte kontrakter svært uvanlig selv om ratenivået og minimums kontraktperiode er gått noe ned siden toppen for et par år siden.

ii. Finansiell kapasitet (soliditet)

Leterefusjonsordningen har bidratt positivt til aktørbildet, men mange av disse nye uavhengige selskapene har kun finansieringsordninger og arbeidskapital som er kortsiktige med pant i leterefusjonen. Egenkapitalen er også typisk svært lav. Etter Macondo utblåsningen og de store økonomiske konsekvensene for operatøren BP, bør det stilles nye og sterkere krav til egenkapital og soliditet for alle rettighetshavere på norsk sokkel. BG har også selv erfart at noen rettighetshavere

bevisst trenerer beslutningsprosesser i lisensene fordi finansiering ikke er på plass. Å sikre langsiktig finansiering i forbindelse med feltutbygginger (der leterefusjonen ikke kan brukes som pant) er blitt en utfordringer i mange lisenser og forsinker gjennomføringen av arbeidsprogrammer og feltutbyggingsprosjekter (PUD-arbeid).

iii. Stemmereglene

Nåværende stemmerettsregler fungerer stort sett tilfredstillende. Det bør imidlertid vurderes å gjøre beslutningsprosessen for en utbyggingsplan (PUD) mer bindende på et tidligere tidspunkt. Med dagens regler i samarbeidsavtalen kan en rettighetshaver, som for eksempel ikke kan finansiere sin del av utbyggingskostnadene, trenere PUD-godkjenningen opp til 6 måneder pga 3-måneders fristen for tiltredelse og ytterlige 3 måneder for å foreslå utbygging på egen risiko.

For at norsk sokkel skal være konkurransedyktig som en moden petroleumsprovinns, er en kollektiv innsats og et nært samarbeid mellom myndigheter (også tilsynsmyndigheter), kontraktører og rettighetshavere nødvendig for å styrke konkurranseposisjonen i et globalt perspektiv. De fleste store- og mellomstore oljeselskaper i Norge konkurrerer om kapital med andre internasjonale investeringsmuligheter på konsernnivå. Selskapene i Norge trenger derfor fortsatt forutsigbare rammevilkår og tilgang til attraktive nye investeringsmuligheter, slik at et høyt aktivitets- og investeringsnivå kan opprettholdes også i fremtiden.

Med hilsen



Petter Myhre

Administrerende direktør