

RINGKASAN

Lapangan “B” yang berada di sebelah utara blok *West Madura Offshore* memiliki 5 sumur aktif yang diproduksi dari dua *reef* (*reef A* dan *reef B*) pada tahun 2013. *Reef A* memiliki OOIP sebesar 14.161 MMSTB dan *reef B* memiliki OOIP sebesar 65.470 MMSTB. *Reef A* terdiri atas sumur B1 dan B2, sedangkan *Reef B* terdiri atas sumur B3, B4, dan B5. Seiring waktu produksi, laju produksi mengalami penurunan. Oleh karena itu perlu diketahui besarnya cadangan minyak sisa yang masih dapat diproduksi. Disamping itu, PT. PHE WMO akan melakukan penambahan interval perforasi pada Sumur B3 pada September 2017. Dengan demikian, akan dilakukan skenario pengembangan lapangannya. Kelayakan skenario pengembangan akan dianalisa secara keekonomian.

Penentuan cadangan minyak sisa dapat diperoleh dengan menggunakan metode *decline curve analysis*. Metode ini juga dapat memperkirakan besarnya laju produksi dimasa mendatang. Laju produksi tersebut kemudian digunakan selama waktu kontrak proyek yang akan dianalisa secara keekonomian. Dikarenakan adanya sistem kontrak kerjasama baru yang dikeluarkan oleh pemerintah (*PSC-Gross Split*), maka digunakan dua sistem kontrak kerjasama untuk mengevaluasi kedua sistem kontrak kerja sama tersebut (*PSC-Cost Recovery* dan *PSC-Gross Split*). Selain itu, dilihat pula indikator ekonominya, seperti *Net Present Value* (NPV), *Rate Of Return* (ROR), *Pay Out Time* (POT), *Profit to Investment Ratio* (PIR), dan *Discounted Profit to Investment Ratio* (DPIR).

Berdasarkan hasil analisa *decline curve*, tipe *decline curve* dari masing-masing sumur, yakni : Sumur B1, B3, dan B4 merupakan *hyperbolic decline curve*, sedangkan sumur B2 dan B5 merupakan *exponential decline curve*. *Reef A* memiliki *estimated remaining reserve* (ERR) sebesar 0.48 MMbbl dan *estimated ultimated recovery* (EUR) sebesar 3.86 MMbbl. *Reef B* memiliki *estimated remaining reserve* (ERR) sebesar 5.42 MMbbl dan *estimated ultimated recovery* (EUR) sebesar 16.48 MMbbl. Dengan mempertimbangkan ERR pada *reef B* yang cukup besar, maka dilakukan skenario pengembangan lapangan dimana sumur B3 akan dilakukan penambahan perforasi (Skenario P). Skenario P meningkatkan *economic recoverable reserve* sebesar 27,866 bbl dan mempercepat pengurusan minyak sehingga umur produksi menjadi lebih pendek. Berdasarkan hasil analisa keekonomian, Skenario-P layak untuk dilaksanakan. Hal ini dikarenakan indikator keekonomian dari Skenario-P memberikan hasil yang lebih baik dibandingkan *basecase*. Selain itu, sistem kontrak kerjasama yang dinilai lebih ekonomis bagi kontraktor adalah *Production Sharing Contract* (PSC)-*Cost Recovery*.