

## RINGKASAN

Lapangan “HIMA” merupakan lapangan migas milik salah satu perusahaan migas nasional yang terletak di Sebelah Utara Blok *West Madura Offshore*, Lapangan “HIMA” adalah lapangan karbonat dengan tipe *Reef* terdiri dari *Reef A*, *Reef B*, *Reef C*, *Reef D*, *Reef E*, dan *Reef F*. Studi ini dibatasi hanya pada *Reef “B”* dikarenakan seluruh *Reef* pada Lapangan ini sudah dilakukan studi simulasi reservoir, dan hanya pada *Reef “B”* yang belum selesai.

Lapangan “HIMA” *Reef “B”* ini memiliki 3 sumur *natural flow* terdiri dari H-1, H-2, H-3 yang berproduksi sejak bulan April 2013 dengan minyak mula-mula (OOIP) sebesar 65.471 MMBBL dan cadangan yang dapat diproduksi (*Estimated Ultimate Recovery*) sekitar 20-25% dari OOIP, dengan kumulatif produksi minyak sampai September 2016 sebesar 9.810 MMBBL dan *Recovery Factor* sebesar 14.983% dengan laju produksi sebesar 4801 STB/day. Seiring dengan menurunnya tekanan dari 2250 psi menjadi 1485 psi, maka menyebabkan terjadinya penurunan produksi pula dari 0.3294 MMBBL menjadi 0.0991 MMBBL, sedangkan potensi cadangan yang ada masih cukup besar. Hal ini mendorong agar proses *workover* dan *secondary recovery* dilakukan untuk mendapat hasil produksi optimum dan juga untuk melakukan prediksi sampai dengan 15 tahun mendatang.

Pengembangan lapangan ini dilakukan dengan simulator Petrel RE. Tahap yang sudah dikerjakan hanya sampai pembuatan model geologi, dengan selesainya pembuatan model geologi ini maka studi ini hanyalah melanjutkan dari inisialisasi hingga tahap prediksi. Dimulai dari pengumpulan dan pengolahan data seperti core rutin, SCAL, Penentuan *rock region*, PVT, dan data produksi.

Pada penentuan *rock region* didapatkan 3 tipe batuan berdasarkan perhitungan yang ada. Untuk data PVT didapatkan dari PVT Test. Setelah pengolahan data selesai, dilanjutkan ke tahap inisialisasi. Pada tahap inisialisasi dilakukan dengan memodifikasi data tekanan kapiler dan datum sehingga memiliki hasil perbedaan 2.05 % dengan hasil simulasi yaitu 66.81 MMBBL. Pada *History Matching* dilakukan dengan memodifikasi data yang bersifat dinamis yaitu permeabilitas relatif, sehingga memiliki perbedaan kumulatif produksi liquid hampir 0 % menjadi 9.9358 MMSTB, kumulatif minyak 0.07 % menjadi 9.8818 MMSTB, kumulatif produksi air sebesar 3.52 % menjadi 59.16 MSTB dan kumulatif produksi gas sebesar 3.04 % menjadi 19.498 MSTB

Tahap prediksi dilakukan hingga tahun 2031, dengan mencoba 8 macam skenario, skenario 1 adalah basecase, skenario 2 melakukan *Shut in* pada sumur H-2, skenario 3 dan 4 adalah dengan melakukan *workover* sumur yaitu perforasi, skenario 5 dengan mencoba melakukan injeksi air, dan skenario 6 menggunakan injeksi gas, serta pada skenario 7 dan 8 adalah skenario kombinasi. Skenario yang paling optimum adalah Skenario 2 yaitu men-*Shut in* salah satu sumur dan menghasilkan *Recovery Factor* sebesar 42.37% dengan kumulatif produksi 27.738 MMBBL dan mengalami penambahan faktor perolehan minyak sebesar 27.38 %.