

RINGKASAN

Reservoir “M-600” Blok “C-2” adalah salah satu reservoir pada lapangan “X” dimana reservoir tersebut mulai diproduksi bulan Februari 1965 hingga saat ini.. Dalam usaha untuk meningkatkan perolehan minyak Lapangan “X”, maka pada reservoir M-600 Blok C-2 dilakukan reaktifasi sumur dan *waterflooding*. *Kick off pilot waterflooding* pada reservoir M-600 Blok C-2 dilakukan bulan Januari 2010 dengan pola *like 5-spot* atau *irregular 5-spot*. Evaluasi implementasi pola ini dilakukan dengan membandingkan kinerja produksi hasil prediksi dengan kinerja produksi aktual. Evaluasi penerapan *waterflooding* juga dilakukan dengan melihat kinerja sumur produksi dan sumur injeksi serta evaluasi aspek geologi reservoir yang berpengaruh terhadap kinerja produksi pada area pengamatan.

Berdasarkan data karakteristik reservoir diketahui bahwa reservoir M-600 adalah reservoir yang heterogen dimana hal tersebut dibuktikan dari parameter *Coefficient of Permeability Variations (CPV)* sebesar 0.71 ($CPV > 0.5$). Selain itu dari penentuan nilai *mobility ratio (M)* dari reservoir M-600 didapatkan nilai sebesar 4.038 ($M > 1$). Dengan mempertimbangkan parameter diatas maka selanjutnya dapat ditentukan metode prediksi *performance waterflooding* yang paling sesuai untuk reservoir yang bersangkutan dimana dalam hal ini metode prediksi Dykstra-Parson dipilih karena metode ini lebih mampu mengakomodir variasi nilai yang muncul dari parameter CPV dan M jika dibandingkan metode lain. Dalam perhitungan prediksi kinerja *waterflooding*, data yang dibutuhkan dalam perhitungan antara lain data reservoir, data produksi, data operasional injeksi dan data geologi. Perhitungan kinerja *waterflooding* dengan metode Dykstra-Parson meliputi perhitungan *movable oil in place (OIP)*, *mobility ratio (M)*, efisiensi luas penyapuan area (E_A), efisiensi penyapuan (E_D), efisiensi penyapuan vertikal (E_V), *water oil ratio (WOR)*, kumulatif produksi minyak (N_p), kumulatif produksi air (W_p), kumulatif air injeksi (W_{inj}), waktu injeksi (t_j), laju produksi minyak (q_o) dan laju produksi air (q_w). Sebagai pendukung hasil evaluasi dilakukan analisa kinerja sumur produksi menggunakan *Chan's Diagnostic Plot*, analisa kinerja sumur injeksi menggunakan *Hall Plot* serta analisa geologi menggunakan data geologi yang tersedia.

Dari perbandingan antara hasil perhitungan prediksi dengan hasil aktual di lapangan menunjukkan penyimpangan kumulatif produksi sebesar 228,509.3 MSTB atau 13 % dari *recovery factor* yang diharapkan. Hal ini diperkuat dengan data laju produksi dan kumulatif produksi aktual dibandingkan dengan data laju injeksi air dan kumulatif injeksi air yang menunjukkan ketidaksesuaian antara jumlah fluida yang diinjeksi dengan jumlah fluida yang terproduksi di permukaan. Selanjutnya, dari hasil evaluasi kinerja sumur produksi diketahui bahwa produksi air yang tinggi dikarenakan saturasi air yang memang sudah tinggi ketika sumur diproduksi sedangkan sumur injeksi menunjukkan tidak adanya problem yang mengganggu kinerja sumur injeksi. Sedangkan dari evaluasi aspek geologi reservoir disimpulkan bahwa posisi sumur injeksi dan produksi menjadi penyebab tidak optimumnya perolehan minyak dari pola injeksi pada area pengamatan.