

## RINGKASAN

Reservoir “Beta” merupakan salah satu reservoir migas di lapangan “Alpha” yang terletak pada area WKP PERTAMINA EP UBEP JAMBI. Mekanisme pendorong yang bekerja pada reservoir ini adalah kombinasi *water drive* dan *solution drive*. Reservoir “Beta” OOIP sebesar 13 MMSTB, kumulatif produksi (sampai Januari 2013) mencapai 3.988 MMSTB dan *recovery factor* sebesar 30.68%. Reservoir ini berproduksi sejak 1951 dan pada tahun 1992 dilakukan injeksi air, jumlah sumur yang menembus reservoir ini sampai saat ini sebanyak 94 sumur dengan 29 sumur aktif produksi dan 24 sumur aktif injeksi. Laju produksi minyak terakhir Desember 2013 sebesar 102 BOPD dengan water cut sebesar 94.3%. Sedangkan OOIP areal patterns A-015 sebesar 2.14 MMSTB dan kumulatif produksi sebesar 0.283 MMSTB dengan RF patterns sebesar 13.28%. Perencanaan patterns A-015 berpola *nine spot inverted* ini didasarkan pada patterns A-015 yang sudah beroperasi pada reservoir yang lebih dangkal dari reservoir “Beta” pada lapangan “Alpha” dengan pola yang sama, sehingga letak sumur mengikuti pola yang sudah ada pada *pilot project*, namun dengan kedalaman disesuaikan dengan kedalaman reservoir “Beta”.

Perencanaan pilot injeksi air pada patterns A-015 ini dilakukan dengan melakukan 2 workover dan 7 *infill drilling*. Pada patterns ini terdapat 8 sumur produksi diantaranya A-021, A-109, A-147, A-182, A-205, A-220, A-221 dan A-266 sedangkan sumur A-015 sebagai sumur injeksinya. Perencanaan ini difokuskan pada uji sensitivitas terhadap patterns A-015 untuk mendapatkan rate injeksi air yang optimum. Usaha pemecahan masalah dalam perencanaan patterns pada reservoir “Beta” dengan proses simulasi reservoir yang terbagi atas enam tahapan yaitu persiapan dan pengolahan data, inputing data, inialisasi, history matching yang telah dilakukan oleh perusahaan sedangkan tahap yang dikerjakan adalah prediksi.

Menentukan injeksi optimum dilakukan dengan melakukan analisa hasil sensitivitas rate injeksi dengan skenario yang sudah ditentukan terhadap peningkatan perolehan kumulatif produksi dan RF yang diperoleh serta efisiensi injeksi dan analisa FIFO untuk menentukan skenario yang direkomendasikan

Hasil prediksi studi simulasi reservoir, skenario I (satu *workover*) menghasilkan kumulatif sebesar 0.507MMBBL, RF 23.70% dan *Incremental RF* 10.48%. Skenario II (skenario I + satu *workover* dan 7 *infill drilling*) menghasilkan kumulatif sebesar 0.64 MMBBL, RF 29.90% dan *Incremental RF* 16.63%. Skenario III (skenario II + satu *workover* dan pilot injeksi) dibagi menjadi 4 skenario, yaitu skenario IIIA injeksi 500 BWIPD menghasilkan kumulatif 0.791 MMBBL, RF 37.93% dan *Incremental RF* 23.66%. Skenario IIIB injeksi 750 BWIPD menghasilkan kumulatif 0.816 MMBBL RF 38.39% dan *Incremental RF* 25.12%. Skenario IIIC injeksi 1000 BWIPD menghasilkan kumulatif 0.8323 MMSTB, RF 38.90% dan *Incremental RF* 25.63%. Skenario IIID injeksi 1250 BWIPD menghasilkan kumulatif 0.8318, RF 38.87% dan *Incremental RF* 25.60%. Berdasarkan hasil analisa penentuan rate injeksi optimum, diperoleh injeksi 849 BWIPD menghasilkan kumulatif 0.828 MMSTB dengan RF 38.71% dan *incremental RF* 25.41%.