

## RINGKASAN

Lapangan “R” terletak di bagian sebelah barat Blok Jabung, Kabupaten Tanjung Jabung Barat, Provinsi Jambi dan termasuk dalam wilayah kerja *Petrochina International Jabung, Ltd.* Formasi Talang Akar merupakan reservoir utama pada lapangan ini. Lapangan ini terdiri dari Lapisan A, B dan C. Lapisan A terdiri dari 3 sub-lapisan yakni A-1, A-2, dan A-3. Pada studi sebelumnya telah dilakukan simulasi reservoir pada Lapisan A dengan menggunakan simulator *Eclipse 300* yaitu perencanaan sumur pengembangan dan sumur injeksi air, nantinya skenario optimum pada studi sebelumnya akan digunakan sebagai Skenario *Basecase* pada studi kali ini. Berdasarkan hasil studi sebelumnya, lapangan ini dapat dikembangkan dengan metode injeksi CO<sub>2</sub> dengan simulator *GEM Computer Modelling Group* untuk melihat apakah terjadi penambahan kumulatif produksi minyak dan *recovery factor* bila dibandingkan dengan injeksi air.

Simulasi reservoir digunakan untuk memprediksi besarnya laju produksi dan perolehan minyak. Simulator yang digunakan pada studi kali ini adalah *GEM Computer Modelling Group*. Simulator ini merupakan simulator tingkat lanjut yang mampu memodelkan komposisi di reservoir. Studi simulasi pada Lapangan “R” hanya memfokuskan kepada sub-lapisan A-1. Tahapan-tahapan simulasi reservoir dalam studi ini, yaitu: persiapan data, pengolahan data batuan dan fluida reservoir, input data, inisialisasi OOIP dan inisialisasi tekanan simulasi, *history matching*, *PI matching*, melakukan *screening criteria* untuk melihat kecocokan reservoir dengan injeksi CO<sub>2</sub>, dan membuat beberapa skenario penginjeksian CO<sub>2</sub> dengan melakukan sensitivitas laju injeksi CO<sub>2</sub>.

Injeksi karbon dioksida menjadi salah satu teknik EOR yang efektif dilakukan, melihat *screening criteria* CO<sub>2</sub> fluida reservoir yang cocok untuk diinjeksikan CO<sub>2</sub> yakni minyak ringan. Berdasarkan tekanan yang dioperasikan, injeksi dapat dilakukan secara *immiscible* dan *miscible*. Lapisan A-1 Lapangan “RB” memiliki cadangan sisa yang cukup tinggi dengan *depleted reservoir*. Metodologi yang digunakan yakni pembuatan model, validasi model, *history matching*, lalu melakukan skenario injeksi CO<sub>2</sub>. Sebelum melakukan skenario, dilakukan terlebih dahulu *screening criteria* untuk melihat kecocokan reservoir dengan injeksi CO<sub>2</sub>, lalu membuat dua skenario penginjeksian CO<sub>2</sub> dengan melakukan sensitivitas laju injeksi CO<sub>2</sub>. Hasil *history matching* didapatkan nilai *recovery factor* sebesar 25.6% dengan 12 sumur produksi dan 6 sumur injeksi air (sampai November 2019). Dua skenario dilakukan dengan membedakan tipe injeksi dan melakukan sensitivitas laju injeksi CO<sub>2</sub> dengan asumsi pola *peripheral* serta tekanan injeksi 2300 psia, lalu sumur injeksi air di *shut-in* pada saat melakukan skenario. Skenario pertama dilakukan dengan menginjeksikan 100% komposisi CO<sub>2</sub> sebanyak 4 sumur secara *immiscible* dengan berbagai *rate* injeksi mulai dari 1100 MSCFD, 1300 MSCFD, 1600 MSCFD, 1900 MSCFD, dan 2000 MSCFD per sumuran. Skenario kedua dilakukan dengan menginjeksikan campuran komposisi CO<sub>2</sub> 50% dan CH<sub>4</sub> 50% sebanyak 4 sumur secara *miscible* dengan berbagai *rate* injeksi mulai dari 1100 MSCFD, 1600 MSCFD, 2200 MSCFD, 2300 MSCFD, dan 2500 MSCFD per sumuran. Hasil skenario II-D mendapatkan nilai *recovery factor* terbesar dibandingkan dari skenario lainnya.