

RINGKASAN

Lapangan “NHA” merupakan lapangan minyak yang termasuk dalam Cekungan Sumatera Selatan di bagian sebelah barat Blok Jabung, Kabupaten Tanjung Jabung Barat, Provinsi Jambi. Reservoir utama pada lapangan ini adalah Formasi Talang Akar. Lapangan ini mulai diproduksi sejak September 2005. Lapangan “NHA” memiliki total OOIP sebesar 30,29 MMSTB. Kumulatif produksi minyak pada Lapangan “NHA” hingga tahun 2015 adalah sebesar 5,29 MMSTB dan *current recovery factor* sebesar 17,46%. Berdasarkan studi sebelumnya yang telah dilakukan perencanaan sumur pengembangan dan sumur injeksi air, lapangan ini dapat dikembangkan dengan metode injeksi *low salinity waterflooding* (LSW) dengan simulator *GEM Computer Modelling Group* (CMG). LSW merupakan salah satu metode EOR dari pengembangan metode *waterflooding* dengan cara menurunkan salinitas air injeksi. Studi ini dilakukan untuk melihat apakah terjadi penambahan kumulatif produksi minyak dan *recovery factor* bila dibandingkan dengan injeksi *waterflooding*.

Lapangan “NHA” telah dilakukan pengembangan lapangan dengan skenario pengembangan *waterflooding* selama 16 tahun dari April 2015 sampai dengan Juni 2031. Total sumur pada skenario optimum studi sebelumnya yakni 7 sumur produksi dan 6 sumur injeksi air yaitu dengan menambahkan 4 sumur infill (H-22INF, H-23INF, H-24INF, dan H-25INF), 1 reopening well (H-5), dan 4 sumur injeksi air (H-1INJ, H-2INJ, H-11INJ, dan H-18INJ). Hasil dari skenario terbaik pada Lapangan “NHA” didapatkan kumulatif produksi 6,38 MMSTB, kenaikannya 1,094 MMSTB dibandingkan dengan kumulatif produksi minyak pada akhir penyelarasan. Besarnya harga *Recovery Factor* adalah 21,07%.

Langkah pengerjaan dalam studi simulasi melakukan studi simulasi konvensional *waterflooding* (*high salinity waterflooding*) dari model *waterflooding* studi sebelumnya dan selanjutnya melakukan studi simulasi *low salinity waterflooding injection* dengan sensitivitas salinitas air injeksi untuk melihat pengaruh perbedaan salinitas terhadap besarnya perolehan minyak. Data salinitas yang digunakan berasal dari hasil penelitian jurnal.

Berdasarkan hasil dari skenario yang dilakukan didapatkan nilai RF masing-masing untuk metode LSW (500 PPM, 2500 PPM, 3500 PPM, 4500 PPM, 6500 PPM), dan *high salinity* (19327 PPM) adalah berturut-turut sebesar 22,22%, 22,71%, 22,29%, 22,44%, dan 22,38%, kemudian untuk metode *high salinity* sebesar 20,64%. Dari hasil simulasi menghasilkan salinitas optimum pada 2500 PPM dengan nilai *recovery factor* sebesar 22,71% dan nilai *increment recovery factor* dibandingkan dengan *high salinity waterflooding* sebesar 2,07%. Sehingga didapatkan salinitas yang optimum untuk Lapangan “NHA” pada salinitas sebesar 2500 PPM. Pada LSW terjadi pengaruh pertukaran ion antara Na^+ dan Ca^{2+} serta Mg^{2+} di permukaan batuan yang nantinya dapat mengubah *wettability* menjadi lebih *water-wet* lalu minyak terbebaskan.