

## RINGKASAN

Lapangan “NAF” akan dikembangkan kembali pada tahun 2021. Lapangan “NAF” awalnya hanya memiliki 1 sumur *existing* saja yaitu NAF-1 pada September tahun 2009. Berdasarkan data *recovery factor*, perolehan minyak pada Lapangan “NAF” masih belum optimal untuk reservoir dengan tenaga pendorong *solution gas drive*. Lapangan “NAF” memiliki ketersediaan gas yang besar yaitu pada OGIP sebesar 72,1 BSCF, rata-rata GOR produksi awal sebesar 7200 scf/stb dan produksi gas harian rata-rata mencapai 3,4 MMSCFD. Pengembangan yang masih pada tahap awal dengan *range recovery factor* yang berada pada tahap *secondary recovery* menjadi alasan pengaplikasian pengembangan lapangan menggunakan skenario perolehan minyak tahap lanjut (*secondary recovery*) yaitu *immiscible gas injection*. Untuk mengetahui peningkatan *recovery factor* dan tekanan di masa yang akan datang pada Lapangan “NAF” akibat adanya skenario *immiscible gas injection* maka perlu dilakukan prediksi dengan simulasi reservoir.

Metodologi penelitian yang digunakan adalah dengan mensimulasikan *immiscible gas injection* pada Lapangan “NAF” menggunakan simulator reservoir CMG dengan tahapan-tahapan pengerjaannya adalah mulai dari persiapan data, pengolahan data, inisialisasi, *history matching* dan *forecasting*. Selain itu, dilakukan juga sensitivitas laju injeksi gas yang akan dilakukan berdasarkan banyaknya produksi gas harian di Lapangan “NAF” yaitu mulai dari 1, 1,5 dan 2 MMSCFD. Kemudian melakukan sensitivitas pada sumur injeksi apabila *immiscible gas injection* dilakukan pada 1 sumur injeksi, 2 sumur injeksi, dan sumur produksi yang dikonversi untuk mencari hasil yang paling optimal. Tahap Inisialisasi menghasilkan galat sebesar 0.001% pada *inplace* simulasi dan data lapangan, serta 0,4% galat antara tekanan simulasi dengan data *well-test*. *History matching* yang dilakukan memberi %perbedaan berturut-turut pada kumulatif *liquid* 0,73%, 0,7% pada kumulatif *oil*, 1,1% pada kumulatif gas dan 0,43% pada kumulatif air terproduksi. Validasi dengan *screening criteria* metode EOR oleh Taber juga akan dilakukan guna memberi konfirmasi bahwa karakteristik Lapangan “NAF” memenuhi untuk dilakukan *immiscible gas injection*.

Dari total empat skenario yang dilakukan, skenario 3 dengan laju injeksi gas 2 MMSCFD memberikan hasil paling baik yaitu RF 13,04 %, Np 6,63 MMSTB dengan *oil incremental* sebesar kurang lebih 570,000 barrel minyak dan tekanan akhir reservoir 1569 psi. Lokasi sumur injeksi pada skenario ketiga memberikan *recovery* yang signifikan akibat masih banyaknya jumlah *residual oil* di titik tersebut. Injeksi gas pada sumur injeksi tidak hanya berdampak pada sumur-sumur produksi di sekitar sumur injeksi, namun juga berdampak pada sumur produksi di sebelah sumur produksi lainnya, hal ini terjadi karena adanya suplai minyak dari *oil bank* dari zona sumur produksi terdekat yang masuk ke radius pengurasan sumur produksi lainnya.