

RINGKASAN

Lapangan “MI” merupakan lapangan minyak dengan total *Original Oil In Place* Lapangan “MI” sebesar 120,47 MMSTB, dengan *current recovery factor* sebesar 7,27 %, dan produksi gas harian mencapai rata-rata sekitar 3 MMSCFD. Lapangan “MI” merupakan jenis reservoir rekah alami tipe B-C, dengan tenaga pendorongnya *solution gas drive*. Jumlah sumur pada Lapangan “MI” berjumlah sembilan sumur, yang terdiri dari 3 sumur *plug and abandon* dan 6 sumur yang masih aktif berproduksi. Pada April 2016 sumur dilakukan *shut in* hingga tahun 2022. Penutupan sumur dilakukan karena biaya operasional yang dikeluarkan menjelang tahun 2016 sudah tidak ekonomis. Tahun 2022 perusahaan berupaya untuk membuka kembali sumur yang masih aktif berproduksi (ada 6 sumur) untuk dapat dilakukan skenario tahap lanjut. Pengembangan yang masih pada tahap awal dengan *range recovery factor* yang berada pada tahap *secondary recovery* menjadi alasan menggunakan skenario yaitu *immiscible gas injection*. Penutupan sumur pada tahun 2016 akan dijadikan *basecase* pada studi kali ini. Untuk mengetahui peningkatan *recovery factor* dan tekanan di masa yang akan datang pada Lapangan “MI” akibat adanya skenario *immiscible gas injection* maka perlu dilakukan prediksi dengan simulasi reservoir.

Tahapan pengerjaan penelitian ini yaitu dimulai dari mempersiapkan data yang diperlukan seperti data model reservoir, data produksi, dan data *subsurface* dari Lapangan “MI”, menentukan *drive mechanism*, menentukan besarnya cadangan sisa pada Lapangan “MI”. Kemudian sebelum melakukan skenario *immiscible gas injection*, dilakukan *screening criteria* pada Lapangan “MI” apakah layak untuk dilakukan *immiscible gas injection*, jika layak, maka selanjutnya menentukan titik serta konstrain injeksi, lalu melakukan prediksi dengan berbagai skenario dengan sensitivitas laju injeksi gas berdasarkan produksi harian gas Lapangan “MI”. Adapun skenario yang dilakukan yaitu *basecase*, *re-opening* sumur produksi, konversi sumur produksi menjadi sumur injeksi, penambahan 1 sumur injeksi, penambahan 2 sumur injeksi, dan penambahan 3 sumur injeksi.

Dari total keseluruhan 6 skenario yang dilakukan termasuk *basecase* dan *re-opening* sumur, skenario IV-B merupakan skenario yang optimum dimana melakukan penambahan 2 sumur injeksi baru dengan melakukan *re-opening* sumur. Didapatkan *incremental oil recovery factor* sebesar 2,080 % dan tekanan akhir reservoir sebesar 1873,730 psi. 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 pasokan minyak dari *oil bank* dari zona sumur produksi terdekat yang masuk ke radius pengurasan sumur produksi lainnya, dan juga menjaga tekanan dari reservoir.