

## RINGKASAN

Lapangan “Samael” merupakan salah satu lapangan minyak yang dioperasikan oleh *Petrochina International Jabung, Ltd.* Formasi Lower Talang Akar merupakan *reservoir* utama pada lapangan ini. Formasi ini terdiri dari Lapisan A dan B, dimana Lapisan A merupakan sasaran studi simulasi *reservoir*. Jumlah sumur pada Lapisan A sampai akhir Desember 2016 terdiri dari 1 sumur aktif *natural flow*, 5 sumur *shut-in* dan 3 sumur *dry hole*. Lapisan ini telah berproduksi sejak September 2007 sampai Desember 2016. dengan kumulatif produksi minyak mencapai 1.066 MMSTB (kumulatif produksi air 63 Mbbl dan kumulatif produksi gas terlarut 0.94 BSCF) dan *current recovery factor* sebesar 3.79%. Berdasarkan besarnya *current RF* Lapisan A yang masih sangat kecil dan masih banyaknya luasan area hidrokarbon di Lapisan A yang belum terkuras, maka dilakukan studi simulasi *reservoir* untuk menentukan lokasi dan jumlah sumur pengembangan optimum.

Tahapan simulasi dimulai dengan persiapan dan pengolahan data, perhitungan *Original Oil in Place*, validasi model (inisialisasi, *history matching* dan *PI matching*) untuk perhitungan kumulatif produksi minyak dan cadangan sisa, kemudian dilanjutkan prediksi dengan berbagai skenario.

Berdasarkan perhitungan cadangan dengan metode *material balance* untuk Lapisan A pada Lapangan “Samael” dengan tenaga pendorong dominan *water drive* diperoleh harga *Original Oil in Place* (OOIP) sebesar 28.11 MMSTB. Berdasarkan hasil perhitungan dengan persamaan *J.J. Arps*, harga *Recovery Factor* adalah 41%. Dari nilai *recovery factor* diperoleh harga *ultimate recovery* sebesar 11.66 MMSTB. Berdasarkan nilai kumulatif produksi model dinamis dari *history matching* yaitu 1.062 MMSTB, maka cadangan sisa Lapisan A adalah 10.598 MMSTB.

Setelah mengetahui besarnya cadangan sisa, maka simulasi *reservoir* dapat dilanjutkan ke tahap prediksi (*forecast*). Dalam tahap ini, skenario difokuskan pada perencanaan titik pengembangan guna menentukan jumlah sumur pengembangan optimum pada Lapisan A. Skenario dimulai dengan Skenario I atau *Base Case*, lalu dilanjutkan dengan skenario II berupa *Base Case* ditambah 3 sumur *gas lift*, Skenario III berupa Skenario II ditambah 3 sumur pengembangan, Skenario IV berupa Skenario II ditambah 6 sumur pengembangan, dan Skenario V berupa Skenario II ditambah 9 sumur pengembangan. Peramalan performa *reservoir* dilakukan mulai dari Januari 2017 sampai dengan *economic limit*.

Berdasarkan hasil simulasi, jumlah sumur pengembangan optimum sampai dengan akhir kontrak adalah 6 sumur (Skenario IV). Waktu prediksi sumur pengembangan ini akan dimulai pada tahun 2019; dengan produksi 3 sumur pengembangan per tahun. Dengan penambahan 6 sumur pengembangan, produksi kumulatif Lapisan A pada akhir perpanjangan kontrak (Januari 2043) dan adalah 7.68 MMSTB dengan *incremental* kumulatif produksi minyak sebesar 4.62 MMSTB terhadap *Base Case* dan *recovery factor* 27.32%.