

RINGKASAN

Lapangan “BS” 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 dan B. Lapisan A mempunyai potensi hidrokarbon yang lebih besar daripada lapisan lainnya sehingga dapat dikembangkan lebih lanjut dengan total *Original Oil In Place* sebesar 40.3 MMSTB dengan kumulatif produksi (sampai Februari 2015) mencapai 8.66 MMSTB dan *recovery factor* sebesar 21.5 %. Untuk mendapatkan *Recovery Factor* yang maksimal, timbullah pemikiran untuk mengoptimalkan pengurusan dengan menambahkan sumur pengembangan dan sumur injeksi air pada Lapangan “BS” khususnya di Lapisan A.

Simulasi reservoir dipilih untuk memprediksi besarnya laju produksi dan perolehan minyak. 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* dan *PI matching*, membuat beberapa skenario penambahan sumur pengembangan dan sumur injeksi air. Skenario penambahan sumur pengembangan dan sumur injeksi air yang dilakukan yaitu Skenario I (*Basecase*) = 2 sumur produksi + 2 sumur injeksi, Skenario II (*Basecase* + 4 sumur infill + 2 *re-opening well*), dan Skenario III (*Skenario II* + 4 sumur injeksi).

Berdasarkan hasil simulasi, inisialisasi OOIP Lapisan A pada Lapangan “BS” menunjukkan hasil yang baik. OOIP simulasi sebesar 40.31 MMSTB dan OOIP dari hasil perhitungan volumetrik sebesar 40.3 MMSTB (perbedaan kurang dari 1%). Tekanan awal hasil inisialisasi Lapisan A sebesar 2298 psia memiliki perbedaan hanya 0.7 % dengan tekanan awal berdasarkan data *well testing* (2282 psia). *History matching* antara model Lapisan A dan sejarah lapangan sudah menunjukkan hasil yang baik. Kumulatif produksi minyak hasil simulasi adalah 8.66 MMSTB, sedangkan sejarah kumulatif produksi minyak sebesar 8.67 MMSTB (perbedaan 0.1 %, kurang dari 1%). Kumulatif produksi air hasil simulasi adalah 364.7 MSTB, sedangkan berdasarkan sejarah produksinya adalah 351.3 MSTB (perbedaan 3.8 %, kurang dari 5%). Kumulatif produksi gas hasil simulasi sebesar 13.77 MMMSCF dan untuk sejarah kumulatif produksi gas sebesar 13.82 MMMSCF (perbedaan 0.3 %, kurang dari 10%). Skenario IIIA merupakan skenario yang paling optimal untuk perencanaan penambahan sumur pengembangan dan sumur injeksi Lapisan A pada Lapangan “BS”. Hal ini dilihat dari penambahan RF sebesar 8.96 % dari RF pada *basecase* (sampai Desember 2015). Skenario IIIA dilakukan dengan menambahkan 4 sumur *infill* dan 2 *re-opening well* serta 4 sumur injeksi (total 8 sumur produksi dan 6 sumur injeksi) dengan total laju injeksi sebesar 5000 BWPD dan tekanan injeksi sebesar 1200 psi. Kumulatif produksi minyak sampai Juni 2031 sebesar 12.29 MMSTB dengan RF sebesar 30.5 %.