

## Ringkasan

Lapangan “Y” adalah lapangan tua yang dikelola oleh BOB PT. Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu sejak 6 Agustus 2002. Awalnya Lapangan “Y” dikelola oleh PT. CPI sejak periode 70-an. Lapangan ini memiliki formasi potensial yaitu Bekasap dan Bangko. Berdasarkan hasil dari studi terdahulu diketahui bahwa OOIP mencapai 200.98 MMSTB, dengan rincian OOIP lapisan Bekasap sand 1440 sebesar 48.19 MMSTB, Bekasap sand 1460 sebesar 97.76 MMSTB, Bangko sand 1500 sebesar 4.38 MMSTB, dan Bangko sand 1570 sebesar 50.65 MMSTB. Kumulatif produksi minyak pada Maret 2012 yaitu sebesar 85.86 MMSTB dan *Recovery Factor* yaitu 42.7%. Terdapat 27 sumur produksi yang masih aktif dengan metode produksi ESP dan 11 sumur injeksi air. Untuk mendapatkan tambahan *Recovery Factor*, timbulah pemikiran untuk mengembangkan Lapangan “Y” menggunakan studi simulasi dan analisa keekonomian. Permasalahan yang ada yaitu Menentukan skenario pengembangan yang akan dilakukan untuk lapangan “Y”, lalu mendapatkan profil produksi minyak selama umur proyek untuk masing-masing skenario, kemudian mengetahui berapa prediksi besarnya EUR dan besarnya faktor perolehan sampai *economic limit*, dan memilih skenario terbaik untuk lapangan Y berdasarkan indikator ekonomi yang terbaik dari masing-masing skenario, serta mengetahui parameter apa yang paling dominan terhadap indikator ekonomi.

Simulasi reservoir digunakan untuk memprediksi besarnya laju produksi dan perolehan minyak. Tahapan-tahapan simulasi reservoir yaitu 1)persiapan data, pengolahan data, pemodelan geologi dan geofisika, input data hasil pengumpulan dan persiapan data ke model G&G, 2)inisialisasi tekanan dan inialisasi OOIP simulai, 3)*history matching* dan *PI matching*, 4)membuat beberapa skenario pengembangan, dan prediksi tiap skenario sampai *economic limit*. Konstrain yang digunakan saat history matching yaitu Liquid rate, sedangkan untuk produksi konstrain liquid yang dipakai yaitu rata-rata 3-6 bulan produksi terakhir, BHP minimum 150 psi (metode produksi ESP), Water Cut maksimum 99%. Skenario pengembangan yang dilakukan yaitu Skenario I (*basecase*) = 27 sumur produksi + 11 sumur injeksi, Skenario II (*basecase* + 5 sumur infill), Skenario III (*basecase* + 5 sumur injeksi), Skenario IV (Skenario II + Skenario III). Analisa keekonomian bertujuan untuk mengetahui kelayakan pengembangan lapangan “Y” dan memilih skenario terbaik, tahapan dalam analisa keekonomian yaitu membuat asumsi dan menentukan besarnya investasi tiap skenario lalu menghitung *cash flow* dengan kontrak PSC, menghitung indikator keekonomian *NPV*, *ROR*, *POT*, *PIR*, *PI* dan *DPIR* untuk mengetahui kelayakan pengembangan lapangan “Y”. Pemilihan skenario terbaik yaitu dengan membandingkan indikator keekonomian tiap skenario dan melakukan uji sensitivitas untuk mengetahui parameter yang paling dominan terhadap indikator keekonomian.

Inialisasi OOIP simulasi sebesar 202.21 MMSTB, sedangkan OOIP volumetrik sebesar 200.98 MMSTB. OOIP Hasil proses inialisasi menunjukkan bahwa model sudah benar dengan perbedaan 0,06%. Kumulatif laju produksi likuid hasil simulasi yaitu 402.8 MMSTB, dan untuk sejarah kumulatif likuidnya yaitu 405.91 MMSTB dengan perbedaan kurang dari 1%, Untuk kumulatif minyak hasil simulasi yaitu 88.57 MMSTB dan untuk sejarahnya yaitu 85.86 MMSTB dengan perbedaan kurang dari 5%, Untuk kumulatif air hasil simulasi sebesar 314.15 MMSTB dan untuk sejarah kumulatif air sebesar 324.31 MMSTB dengan perbedan kurang dari 5%. Skenario IV merupakan skenario terbaik dengan hasil EUR 97.61 MMSTB, RF 48.59% pada Desember 2036, NPV@DF 10% 14.907.775 USD, ROR 37 %, PIR 1.42, PI 1.22, DPIR 0.22, POT 3.39 tahun, GOI 476 MMUSD. Uji sensitivitas dilakukan pada skenario IV dengan hasil harga minyak merupakan parameter yang paling dominan berpengaruh, diikuti berturut-turut produksi minyak, biaya operasi, dan investasi.