

RINGKASAN

Lapangan “XA” dikelola oleh PT. PERTAMINA EP ASSET 3 dan telah berproduksi sejak Desember 1979 sampai Maret 2014. Lapangan “XA” mempunyai 26 sumur, yang terdiri dari 6 sumur yang masih aktif berproduksi menggunakan pompa ESP, dan 20 sumur produksi *shut-in*. OOIP Lapangan “XA” mencapai 70.826 MMSTB_o, yang diperoleh dari 2 reservoirnya, yaitu Reservoir “A1” dengan OOIP 66.132 MMSTB_o dan Reservoir “A2” dengan OOIP 4.694 MMSTB_o. Besarnya perkiraan cadangan minyak yang dapat diambil (EUR) berdasarkan perhitungan RF menggunakan studi *J.J. Arps* pada Reservoir “A1” sebesar 44.05% dari OOIP-nya (29.108 MMSTB_o), $N_{p@Maret2014}$ 9.958 MMSTB_o, RR 19.150 MMSTB_o, sedangkan untuk Reservoir “A2” sebesar 44.19% dari OOIP-nya (1.886 MMSTB_o), $N_{p@Maret2014}$ 0.666 MMSTB_o, RR 1.220 MMSTB_o. Pada Maret 2014 Lapangan “XA” mempunyai N_p 10.624 MMSTB_o, RR 20.370 MMSTB_o, RF 15%, dan G_p 58.480 MMMSCF. Permasalahannya yaitu skenario pengembangan apa yang akan dilakukan, bagaimanakah prediksi profil produksi untuk masing-masing skenario pengembangan sampai batas akhir kontrak, berapakah prediksi besarnya tambahan kumulatif produksi dan RF untuk masing-masing skenario sampai batas akhir kontrak, berapakah indikator ekonomi dari masing-masing skenario pengembangan, dan manakah skenario pengembangan terbaik berdasarkan indikator ekonomi dari masing-masing skenario pengembangan, serta bagaimanakah hasil uji sensitivitasnya.

Untuk mendapatkan tambahan RF dari Lapangan “XA”, maka dilakukan studi pengembangan lanjut pada Reservoir “A1” menggunakan simulasi reservoir dan analisa keekonomian, dengan tahapan 1) Persiapan data, pengolahan data, pemodelan geologi dan geofisika, input data hasil pengumpulan dan persiapan data ke model G&G. 2) Inisialisasi OOIP dan tekanan reservoir awal. 3) *History matching* kumulatif dan laju produksi *liquid*, minyak, air, dan gas. 4) Membuat beberapa skenario pengembangan dan melakukan *run* prediksi untuk masing-masing skenario pengembangan sampai batas umur proyek (Desember 2035), dengan skenario sebagai berikut : *Basecase* (memproduksi 6 sumur *existing*), Skenario I (*basecase* + 2 sumur infill), Skenario II (*basecase* + 2 sumur infill + *workover* 1 sumur *existing*), Skenario III (*basecase* + 2 sumur infill + 3 sumur injeksi). 5) Analisa keekonomian, langkah-langkahnya yaitu menentukan data profil produksi hasil prediksi produksi, menentukan asumsi harga minyak, menentukan besarnya *operating cost* dan investasi, menentukan nilai *fiscal term* PSC, melakukan perhitungan *cashflow* dengan skema PSC, menghitung indikator ekonomi, menentukan skenario terbaik dengan cara membandingkan indikator ekonomi tiap skenario, dan melakukan uji sensitivitas pada skenario terbaik.

Inisialisasi sudah dilakukan dengan baik, yang menghasilkan perbedaan 0.76% untuk OOIP, dan 0.85% untuk tekanan reservoir awal. *History matching* sudah dilakukan dengan baik, yang menghasilkan perbedaan 0.99% untuk kumulatif produksi *liquid*, 0.58% untuk kumulatif produksi minyak, 19% untuk kumulatif produksi gas, dan 1.55% untuk kumulatif produksi air. Skenario II (*basecase* + 2 sumur infill + *workover* 1 sumur *existing*) merupakan skenario terbaik sampai batas akhir kontrak (Desember 2035), menghasilkan N_p 11.286 MMSTB_o (tambahan 0.662 MMSTB_o), RF 15.95% (tambahan 0.95%), dan G_p 59.698 MMMSCF (tambahan 1.218 MMMSCF), indikator ekonomi : *Unrecovered* 0 MUSD, POT 2.871 tahun, PIR 2.489, NPV@10% 1925 MUSD, IRR 21%, PI 1.442, DPIR 0.442, GOI 9737 MUSD, dan GOI *Share* 33%. Hasil uji sensitivitas Skenario II menunjukkan bahwa parameter yang paling dominan terhadap perubahan NPV dan IRR yaitu harga minyak, diikuti produksi minyak, *opex*, dan *capex*.