

RINGKASAN

Reservoir “X5” yang terletak pada Lapangan “Y” merupakan salah satu reservoir di lapangan migas yang terletak pada area WKP PERTAMINA EP. Reservoir “X5” mempunyai kandungan awal minyak di tempat (*OOIP*) sebesar 18.63 MMSTB, kumulatif produksi (sampai Desember 2012) mencapai 885.7 MSTB dan *recovery factor* sebesar 4.75% dengan 14 sumur aktif dari total 25 sumur yang ada. Untuk meningkatkan *recovery factor* maka diusulkan rencana pengembangan dengan menambahkan sumur *infill* dan injeksi.

Langkah-langkah yang dilakukan dalam mengkaji pola sumur yaitu dengan melakukan simulasi reservoir dengan simulator CMG. Pemilihan sumur *infill* didasarkan pada *Oil per Unit Area* (OPU) yang mempunyai harga sebesar-sebesarnya dan lebih besar dari OPU minimum. OPU minimum diperoleh dari harga OPU yang paling kecil dari OPU sumur-sumur *existing* yang menghasilkan minyak selain itu harus dipertimbangkan masa produktif dari sumur-sumur *infill* tersebut. Untuk memilih pola sumur dan tekanan injeksi optimum yang tepat didasarkan pada peningkatan jumlah minyak yang diperoleh. Pemilihan kandidat sumur injeksi berdasarkan dari prinsip memaksimalkan sumur-sumur yang masih ada yaitu dengan memilih sumur-sumur yang sudah ditutup dan sumur yang berproduksi minyak rendah untuk dijadikan sumur injeksi yang ditunjang dengan persebaran saturasi minyak. Pemilihan pola didasarkan atas sumur *existing*, jarak antara sumur dalam suatu pola, mekanisme pendorong dan struktur geologi reservoir.

Hasil prediksi melalui studi simulasi reservoir menunjukkan bahwa, Berdasarkan skenario I (14 sumur produksi) diperoleh kumulatif produksi minyak sebesar 5.59 MMSTB dan *recovery factor* sebesar 6.89%. Skenario II (skenario I +16 sumur *infill*). Kumulatif produksi minyak Skenario II sebesar 10.94 MMSTB dan *recovery factor* sebesar 13.47 %, skenario ini merupakan skenario terbaik berdasarkan kumulatif produksi dan peningkatan RF . Kumulatif produksi minyak Skenario III (Skenario I ditambah 25 sumur *Infill* dan 5 sumur injeksi dengan pola *pheriperal* dan tekanan 1500 psi dan laju 100 BWIPD) yaitu sebesar 10.23 MMSTB dan *recovery factor* sebesar 12.60 %, terjadi penurunan produksi pada scenario ini karena produksi beberapa sumur yang menurun akibat injeksi air. Skenario IV-A (skenario III namun dengan pola sumur *irregular*) dapat menghasilkan sebesar 10.27 MMSTB dan *recovery factor* sebesar 12.65 %. Skenario IV-B (Skenario III dengan tekanan injeksi sebesar 2000 psi) kumulatif produksi minyak sebesar 12.09 MMSTB dan *recovery factor* sebesar 14.90 %. Skenario IV-C (skenario III dengan tekanan injeksi sebesar 2300 psi) terjadi penurunan produksi minyak yang disebabkan oleh terjadinya peristiwa *breakthrough* pada awal tahun 2016 sedangkan scenario lain pada saat itu belum terjadi *breakthrough*, besarnya kumulatif pada skenario 5 sebesar 10.24 MMSTB dan *recovery factor* sebesar 12.62 %. Berdasarkan hasil studi dan analisa direkomendasikan skenario II sebagai skenario yang sesuai untuk pengembangan Reservoir X5 Lapangan Y.