

RINGKASAN

Lapangan “DJA” Lapisan “FKN” Sumur pertama yaitu JAF-09 dan diproduksi pada 10 Maret 2018 sampai 15 April 2018, diperforasi pada interval 7546,55 ft – 7566,26 ft (Lapisan “FKN”). Lapangan “DJA” lapisan “FKN” memiliki cadangan awal (OOIP) sebesar 41,16 MMSTB, dengan total produksi 1 sumur sebesar 18,567 MSTB sampai 15 April 2018 dan faktor perolehan sebesar 0,045 % , dengan melihat besarnya faktor perolehan, maka lapangan “DJA” lapisan “FKN” masih potensial untuk dikembangkan. Peningkatan faktor perolehan dilakukan dengan meramalkan berbagai skenario pengembangan dengan penambahan titik serap (sumur bor baru) di lapangan “DJA” lapisan “FKN”.

Pada Tugas Akhir ini digunakan simulator *Computer Modelling Group (CMG 2015.10-Black Oil) Canada*, sebagai alat bantu dalam melakukan simulasi model reservoir. Tahapan simulasi meliputi : persiapan data, penginputan model reservoir, inialisasi, *history matching* (penyelarasan) dan prediksi. Persiapan data meliputi data model geologi, data batuan reservoir, data fluida reservoir dan data produksi. Proses inialisasi merupakan tahapan setelah input data yaitu proses pengkondisian model sehingga selaras dengan kondisi awal reservoir. Proses inialisasi dilakukan untuk menyelaraskan OOIP reservoir. Validasi data juga dilakukan dengan proses *history matching*, proses penyelarasan data produksi menunjukkan hasil kurva yang selaras.

Rencana pengembangan lapangan dilakukan dengan skenario yang di prediksi sampai dengan Desember 2035. Skenario 1 yaitu sumur *existing* (JAF-09) ditambah dengan 11 sumur baru (Well-01, Well-02, Well-03, Well-04, Well-05, Well-06, Well-07, Well-08, Well-09, Well-10). Pada skenario ini menghasilkan kumulatif produksi minyak sebesar 8005 MSTB, kumulatif produksi gas 23950 MMSCF, dan kumulatif air sebesar 11659 MSTB. Skenario 2, yaitu hampir sama dengan skenario 1 tetapi dengan waktu penambahan sumur yang dibuat berbeda tanggalnya. Skenario 2 ini memberikan kumulatif produksi minyak sebesar 7846.5 MSTB, kumulatif gas sebesar 22303 MMSCF dan kumulatif air sebesar 10132 MSTB. Dilihat dari perbandingan kumulatif produksi yang didapat dari skenario 1 dan skenario 2, maka skenario 2 adalah skenario yang dapat dipertimbangkan untuk diambil walaupun kumulatif produksi minyak pada skenario 1 lebih besar daripada skenario 2. Tetapi, karena dilihat dari selisih kumulatif produksi minyak pada skenario 1 dan skenario 2 yang hanya berselisih 158.5 MSTB dan kumulatif produksi air pada skenario 1 memiliki perbedaan yang cukup besar dari skenario 2 yaitu sebesar 1527 MSTB dan apabila dilihat dari aspek keekonomian secara kualitatif, produksi air yang besar maka akan banyak memakan biaya untuk *treatment* air yang besar juga, sehingga skenario 2 lebih efektif dan dapat dipertimbangkan lebih lanjut dalam upaya peningkatan laju produksi dan kumulatif produksi pada lapangan “DJA” lapisan “FKN”.