

ABSTRAK

PENENTUAN SKENARIO OPTIMUM UNTUK PENGEMBANGAN LAPANGAN MINYAK “AM” MENGUNAKAN SIMULASI RESERVOIR

Oleh
Moch Agung Maulana
NIM: 113210110
(Program Studi Sarjana Teknik Perminyakan)

Lapangan “AM” merupakan lapangan penghasil minyak yang mulai diproduksi pada Januari 1973. Hingga kini, lapangan ini memiliki 26 sumur yang terdiri dari 19 sumur produksi, 5 sumur *convert to injection* (CTI), dan 2 sumur injeksi. Lapangan ini dilakukan injeksi (*Waterflooding*) sejak tahun 2017 yang memiliki *recovery factor* (RF) hingga saat ini sebesar 31,93% dan jika dilanjutkan dengan skenario *basecase* hingga Agustus 2041 menggunakan simulasi reservoir akan mendapatkan RF sebesar 34%. Dengan nilai RF yang kurang optimal tersebut, perlu dilakukan pengembangan dengan merencanakan beberapa skenario pengembangan agar nilai *recovery factor* dapat optimal.

Metodologi penelitian diawali dengan mengevaluasi terhadap *history* produksi sebagai dasar dalam pengembangan lapangan, kemudian mendesain skenario pengembangan untuk disimulasikan. Setelah dilakukan simulasi sampai dengan tahun 2041, dilakukan evaluasi terhadap hasil simulasi skenario untuk menentukan skenario optimal yang akan dipilih. Seluruh skenario dievaluasi berdasarkan parameter teknis utama yaitu *recovery factor* (RF), *fluid-in fluid-out* (FIFO), dan *water cut* (WC).

Hasil simulasi menunjukkan bahwa skenario 2 (*workover*) meningkatkan RF menjadi 34,6% dengan nilai FIFO turun menjadi 1,04 dan nilai WC turun sekitar 0,1% dari *basecase*. Pada skenario 3 (skenario 2 + infill) menghasilkan RF sebesar 35,9% dengan nilai FIFO turun menjadi 0,96 dan nilai WC turun sekitar 0,4% dari *basecase*. Pada skenario 4 (skenario 3 + *waterflooding*) menghasilkan RF paling tinggi sebesar 36% dengan nilai FIFO paling optimal yaitu 1 dengan nilai WC turun sekitar 0,5% dari *basecase*. Pada skenario 5 (skenario 2 + *waterflooding*) menghasilkan RF sebesar 35% dengan nilai FIFO sebesar 1,08 dan nilai WC turun sebesar 0,4% dari *basecase*. Berdasarkan hasil penelitian ini, dapat disimpulkan bahwa skenario 4 merupakan strategi paling optimal untuk pengembangan lapangan. Strategi ini tidak hanya meningkatkan performa sumur eksisting, tetapi juga memperluas area pengurasan cadangan serta menjaga tekanan reservoir dan menyapu minyak menuju sumur produksi melalui injeksi air.

Kata Kunci: *infill*, *recovery factor*, simulasi reservoir, *waterflooding*, *workover*.

ABSTRACT

DETERMINATION OF THE OPTIMUM SCENARIO FOR THE DEVELOPMENT OF THE 'AM' OIL FIELD USING RESERVOIR SIMULATION

By

Moch Agung Maulana

NIM: 113210110

(Petroleum Engineering Undergraduated Program)

The “AM” Field is an oil-producing field that began production in January 1973. To date, the field has 26 wells, consisting of 19 production wells, 5 converted-to-injection (CTI) wells, and 2 injection wells. Waterflooding has been implemented in this field since 2017, resulting in a current recovery factor (RF) of 31.93%. If production continues under the base case scenario until August 2041 using reservoir simulation, the RF is projected to reach 34%. Given that this RF value is still below optimal, further field development is required by designing several development scenarios to maximize the recovery factor.

The research methodology began with an evaluation of the production history as the basis for field development planning, followed by designing development scenarios to be simulated. After running the simulation until 2041, the simulation results for each scenario were evaluated to determine the most optimal development plan. All scenarios were assessed based on three key technical parameters: recovery factor (RF), fluid-in fluid-out (FIFO), and water cut (WC).

The simulation results indicate that Scenario 1 (workover) increased the RF to 34.6%, with the FIFO value decreasing to 1.04 and the WC value decreasing by about 0.1% compared to the base case. Scenario 2 (Scenario 1 + infill drilling) resulted in an RF of 35.9%, with FIFO decreasing to 0.96 and WC decreasing by about 0.4% from the base case. Scenario 3 (Scenario 2 + waterflooding) produced the highest RF of 36%, with the most optimal FIFO value of 1 and WC decreasing by about 0.5% from the base case. Scenario 4 (Scenario 1 + waterflooding) yielded an RF of 35%, a FIFO value of 1.08, and a WC decrease of about 0.4% compared to the base case. Based on these findings, Scenario 3 is concluded to be the most optimal strategy for field development. This strategy not only enhances the performance of existing wells but also expands the drainage area, maintains reservoir pressure, and improves oil displacement toward production wells through water injection.

Keywords: infill, recovery factor, reservoir simulation, waterflooding, workover.