

ABSTRAK

SIMULASI RESERVOIR DAN OPTIMASI *WELL PLACEMENT* PADA SKENARIO PENGEMBANGAN LAPANGAN “FATH” *SAND “Z”* DENGAN MEKANISME *WATER DRIVE*

Oleh
Zidane Fachriel Athallah
NIM: 113210064
(Program Studi Sarjana Teknik Perminyakan)

Lapangan FATH pada reservoir Sand "Z" memiliki cadangan minyak awal (OOIP) sebesar 9,04 MMSTB, namun menunjukkan faktor perolehan (RF) aktual yang sangat rendah, hanya sekitar 1,2%. Kondisi ini kontras dengan tekanan reservoir awal yang masih tinggi, yaitu 2263 psi. Permasalahan diidentifikasi sebagai strategi pengurusan yang tidak efisien karena hanya mengandalkan satu sumur produksi. Berdasarkan hal tersebut, penelitian ini merumuskan permasalahan utama yang mencakup penentuan lokasi sumur baru yang paling optimum, jumlah penambahan sumur yang paling efektif, serta besaran nilai Recovery Factor yang dapat dicapai pada skenario terbaik. Sejalan dengan itu, tujuan penelitian ini adalah untuk menentukan lokasi sumur pengembangan paling optimum berdasarkan analisis *Oil Producing Potential* (OPP), menentukan jumlah sumur paling optimum melalui analisis *creaming curve*, dan menghitung besaran nilai akhir *Recovery Factor* (RF).

Penelitian ini menggunakan pendekatan kuantitatif melalui metode simulasi reservoir tipe *black oil*. Metodologi diawali dengan pengolahan data inti batuan untuk karakterisasi tipe batuan dan pembuatan kurva aliran dinamis, serta data fluida (PVT). Model reservoir yang dibangun kemudian divalidasi melalui proses *history matching*. Setelah model tervalidasi, lokasi sumur pengembangan potensial diidentifikasi menggunakan analisis peta *Oil Producing Potential* (OPP), sementara jumlah sumur optimum ditentukan melalui analisis *creaming curve* dari berbagai skenario pengembangan.

Skenario pengembangan yang paling optimum adalah Skenario 2B, yang merekomendasikan penambahan tiga sumur baru dengan batasan laju alir 250 STB/hari per sumur. Skenario ini diprediksi mampu meningkatkan *Recovery Factor* (RF) menjadi 21,98%.

Kata kunci: Sumur Pengembangan, *Oil Producing Potential* (OPP), *Recovery Factor*, Simulasi Reservoir, *Water Drive*.

ABSTRACT

RESERVOIR SIMULATION AND WELL PLACEMENT OPTIMIZATION FOR THE DEVELOPMENT SCENARIO OF FATH FIELD'S "Z" SAND WITH A WATER DRIVE MECHANISM

By
Zidane Fachriel Athallah
NIM: 113210064
(Petroleum Engineering Undergraduate Program)

The FATH Field's 'Z' Sand reservoir has an Original Oil In Place (OOIP) of 9.04 MMSTB, but exhibits a very low actual Recovery Factor (RF) of only about 1.2%. This contrasts with the high initial reservoir pressure of 2263 psi. The primary problem is identified as an inefficient drainage strategy that relies on only a single production well. Therefore, this study addresses the key problems of determining the most optimum locations for new wells, the most effective number of wells to add, and the final Recovery Factor achievable in the best-case scenario. Accordingly, the objectives are to identify the optimal development well locations using Oil Producing Potential (OPP) analysis, determine the optimal well count via creaming curve analysis, and calculate the final Recovery Factor (RF).

This study uses a quantitative approach through a black oil type reservoir simulation. The methodology begins with the processing of core data for rock type characterization and the creation of dynamic flow curves, as well as fluid (PVT) data. The constructed reservoir model is then validated through a history matching process. After the model is validated, potential development well locations are identified using Oil Producing Potential (OPP) map analysis, while the optimum number of wells is determined through creaming curve analysis of various development scenarios.

The most optimum development scenario is Scenario 2B, which recommends the addition of three new wells with a flow rate constraint of 250 STB/day per well. This scenario is predicted to increase the Recovery Factor (RF) to 21.98%

Keywords: Development Well, Oil Producing Potential (OPP), Recovery Factor, Reservoir Simulation, Water Drive.