

## RINGKASAN

### OPTIMASI PENGEMBANGAN LAPANGAN “ZUL” DENGAN INJEKSI CO<sub>2</sub> MENGGUNAKAN SIMULASI RESERVOIR DAN ANALISA KEEKONOMIAN

Lapangan “ZUL” termasuk dalam wilayah kerja Perusahaan OZT yang terletak di tengah Blok O, Jambi, Sumatera Selatan. Lapangan “ZUL” terbagi menjadi 21 *segment* yang saling terpisah akibat adanya patahan antara *segment*. Selain itu, terdiri dari 11 lapisan aktif dengan distribusi cadangan yang bervariasi menjadi alasan dilakukan pemilihan *segment* dan lapisan untuk memaksimalkan hasil injeksi CO<sub>2</sub>. Lapisan S *Segment 2* menjadi target utama dalam perencanaan injeksi CO<sub>2</sub> pada penelitian ini didasarkan nilai cadangan sebesar 34,50 MMSTB dan persebaran sumur *existing* untuk meminimalkan pengeboran sumur injeksi baru. Sampai akhir Desember 2022 kumulatif produksi minyak masih diangka 7,3925 MMSTB dengan RF sebesar 12,62%. Selain kumulatif minyak yang masih sedikit, produksi harian CO<sub>2</sub> yang besar pada Lapangan “ZUL” menjadi dasar yang mendukung untuk dilakukan pengembangan lapangan lanjutan dengan menggunakan injeksi CO<sub>2</sub>.

Tahapan pengerjaan penelitian ini dimulai dari mempersiapkan data yang diperlukan seperti model reservoir, data produksi, dan *subsurface* Lapangan “ZUL”, melakukan analisa *drive mechanism*, menentukan *remaining reserve*, melakukan *screening criteria* untuk injeksi CO<sub>2</sub>, lalu melakukan prediksi dengan menggunakan skenario *basecase*, sensitivitas jumlah sumur injeksi dengan CTI, sensitivitas tekanan injeksi, dan sensitivitas laju injeksi CO<sub>2</sub> yang kemudian dipilih skenario terbaik dilakukan analisa keekonomian untuk melihat kelayakan proyek Injeksi CO<sub>2</sub> Lapangan “ZUL”.

Dari simulasi reservoir yang dilakukan, maka dipilih skenario Injeksi CO<sub>2</sub> yang optimum untuk dijalankan adalah Skenario III-D, yang dikembangkan dengan menggunakan empat sumur konversi pada tekanan injeksi 3500 psi dan laju injeksi 3500 MSCFD. Dari skenario ini dapat diperoleh kumulatif produksi minyak sebesar 10,4702 MMSTB dengan *recovery factor* 17,89% dan *incremental RF* sebesar 2,68% serta tekanan akhir sebesar 1777,9 psi. Dari analisa keekonomian yang dilakukan menggunakan PSC *Cost Recovery*, skenario III-D dapat dikatakan layak untuk dijalankan dengan nilai total NCF 15.047,21 MUS\$, NPV pada *discount rate* 10% 6.358,14 MUS\$, ROR 34,5%, PIR 1,117, DPIR, 0,47, dan proyek diperkirakan mulai untung setelah 1,52 tahun berjalan.

Kata kunci: *Recovery factor*, Injeksi CO<sub>2</sub>, Simulasi Reservoir, Analisa Ekonomi.

## ABSTRACT

### **OPTIMIZATION OF “ZUL” FIELD DEVELOPMENT WITH CO<sub>2</sub> INJECTION USING RESERVOIR SIMULATION AND ECONOMIC ANALYSIS**

*The "ZUL" field is included in the OZT Company work area which is located in the middle of Block O, Jambi, South Sumatra. The “ZUL” field is divided into 21 segments which are separated from each other due to faults between the segments. In addition, it consists of 11 active layers with varying distribution of reserves which is the reason for selecting segments and layers to maximize the results of CO<sub>2</sub> injection. The S Segment 2 layer is the main target in planning CO<sub>2</sub> injection in this study based on a reserve value of 34.50 MMSTB and the distribution of existing wells to minimize drilling of new injection wells. Until the end of December 2022 cumulative oil production was still at 7.3925 MMSTB with an RF of 12.62%. In addition to the small cumulative oil, the large daily production of CO<sub>2</sub> in the "ZUL" Field is a supporting basis for further field development using CO<sub>2</sub> injection.*

*The stages of this research work started from preparing the necessary data such as reservoir models, production data, and the "ZUL" field subsurface, conducting drive mechanism analysis, determining the remaining reserves, screening criteria for CO<sub>2</sub> injection, then making predictions using the basecase scenario, the sensitivity of the amount injection well with CTI, injection pressure sensitivity, and CO<sub>2</sub> injection rate sensitivity which is then selected as the best scenario for economic analysis to see the feasibility of the “ZUL” Field CO<sub>2</sub> Injection project.*

*From the reservoir simulations performed, the optimum CO<sub>2</sub> injection scenario was chosen to run, namely Scenario III-D, which was developed using four conversion wells at an injection pressure of 3500 psi and an injection rate of 3500 MSCFD. From this scenario, a cumulative oil production of 10.4702 MMSTB can be obtained with a recovery factor of 17.89% and an incremental RF of 2.68% and a final pressure of 1777.9 psi. From the economic analysis carried out using PSC Cost Recovery, it can be said that scenario III-D is feasible to run with a total value of NCF 15.047,21 MUS\$, NPV at a discount rate of 10% 6.358,14 MUS\$, ROR 34,5%, PIR 1,117, DPIR, 0,47, and the project is expected to start profitable after 1,52 years running.*

*Keywords: Recovery factor, CO<sub>2</sub> Injection, Reservoir Simulation, Economic Analysis*