

## RINGKASAN

### **INJEKSI POLIMER DALAM MENINGKATKAN PEROLEHAN MINYAK DENGAN SIMULASI RESERVOIR PADA RESERVOIR BATUPASIR LAPANGAN “MNL”**

Oleh  
Kessya Septin Manalu  
NIM: 113180121  
(Program Studi Sarjana Teknik Perminyakan)

Selama 36 tahun berproduksi sejak tahun 1986 hingga 2022, terdapat beberapa tantangan harus dihadapi dalam meningkatkan produksi minyak di Lapangan “MNL”. Tingginya tingkat watercut hingga 94% memengaruhi efisiensi produksi. Metode *Waterflooding* yang diterapkan sejak tahun 1990 dengan mengubah 6 sumur produksi menjadi sumur injeksi atau *Convert to Injector* (CTI) belum memberikan dampak signifikan terhadap peningkatan produksi atau tekanan reservoir. Berdasarkan Sejarah Produksi Lapangan “MNL”, kumulatif produksi hingga Juli 2022 sebesar 8,46 MMSTB dan *Recovery Factor* sebesar 15,43 % dari total 54,841 MMSTB OOIP.

Angka RF diatas tentu dapat dioptimalkan kembali. Pada penelitian ini, dengan Software T-Navigator v.22.2 dilakukan simulasi produksi minyak dengan berbagai skenario hingga tahun 2035, sesuai kontrak Optimasi Pengembangan Lapangan (OPL) oleh SKK Migas. Salah satu metode EOR yang diusulkan adalah injeksi polimer. Studi laboratorium yang telah dilakukan dengan mendesain rasio mobilitas fluida pendesak-minyak yang efisien diperlukan polimer dengan konsentrasi 2.500 ppm dengan viskositas 36 cp. Dalam penelitian ini, sensitivitas pola injeksi dilakukan dengan membandingkan dua skenario utama: Normal Five-Spot dengan 14 sumur injeksi dan *Inverted-Five-Spot* dengan 7 sumur injeksi. Kedua skenario ini disensitivitas kembali berdasarkan *Pore Volume* (PV) Injeksi sebesar 0,1 PV dan 0,3 PV, serta durasi injeksi selama 1, 3, 5, dan 7 tahun.

Simulasi skenario *Basecase* menunjukkan bahwa melanjutkan produksi dengan *existing* 22 sumur produksi aktif dan 6 sumur injeksi dapat meningkatkan RF hingga 16,79%, menghasilkan kumulatif produksi minyak sebesar 9,2 MMSTB. Sementara, Skenario Injeksi Polimer terbaik adalah saat menginjeksikan 0,3 PV Polimer selama 3 tahun menggunakan pola *Normal-Five-Spot*. Pada skenario ini, laju injeksi optimal aktual pada simulator adalah 2.893 bbl/day/well, menghasilkan kumulatif minyak sebesar 13,44 MMSTB atau setara dengan RF 24,51% atau setara dengan 8% *Increment Oil* dibandingkan *Basecase*.

Kata kunci: injeksi polimer, pola sumur injeksi, *pore volume* injeksi, laju injeksi, *recovery factor*

## **ABSTRACT**

### ***POLYMER INJECTION TO ENHANCE OIL RECOVERY USING RESERVOIR SIMULATION IN THE SANDSTONE RESERVOIR OF "MNL" FIELD***

By

Kessya Septin Manalu

NIM: 113180121

*(Petroleum Engineering Undergraduate Program)*

*Within 36 years of production, from 1986 to 2022, several challenges have been encountered in enhancing oil production at the "MNL" field. The high watercut level, reaching up to 94%, significantly affects production efficiency. The Waterflooding method implemented since 1990, by converting 6 production wells into injection wells (Convert to Injector or CTI), has not shown a significant impact on increasing production or reservoir pressure. Based on the production history of the "MNL" field, cumulative oil production up to July 2022 was 8.46 MMSTB, with a recovery factor (RF) of 15.43% out of a total of 54.841 MMSTB OOIP.*

*The RF value above certainly has room for further optimization. In this study, oil production simulations were conducted using T-Navigator v.22.2 software, exploring various scenarios up to 2035, in accordance with the Plan of Field Development (POFD) contract by SKK Migas. One proposed Enhanced Oil Recovery (EOR) method is polymer injection. Laboratory studies have designed the most efficient fluid mobility ratio between the displacing fluid and oil which required polymer concentration of 2,500 ppm with 36 cp viscosity. This study evaluates injection patterns by comparing two main scenarios: the Normal Five-Spot pattern with 14 injection wells and the Inverted Five-Spot pattern with 7 injection wells. These scenarios are further analyzed with sensitivity studies based on Pore Volume (PV) injection of 0.1 PV and 0.3 PV, as well as injection durations of 1, 3, 5, and 7 years.*

*The base case simulation scenario shows that continuing production with the existing 22 active production wells and 6 injection wells can increase RF to 16.79%, resulting in cumulative oil production of 9.2 MMSTB. Meanwhile, the best polymer injection scenario involves injecting 0.3 PV of polymer over 3 years using the Normal Five-Spot pattern. In this scenario, the optimal injection Rate achieved in the simulator is 2,893 bbl/day/well, resulting in cumulative oil production of 13.44 MMSTB, equivalent to an RF of 24.51%, or an 8% oil increment compared to the base case.*

*Keywords: polymer injection, injection well pattern, pore volume injection, injection Rate, recovery factor*