

## ABSTRAK

### STRATEGI PENINGKATAN PEROLEHAN MINYAK PADA LAPANGAN “MHS” MELALUI INJEKSI AIR DAN CO<sub>2</sub>

Oleh

Binsar Mychel Hebron Sumanjo Sinaga

NIM: 113210076

(Program Studi Sarjana Teknik Perminyakan)

Lapangan “MHS” yang terletak di cekungan Jawa Barat Utara telah berproduksi sejak 1999 dan saat ini berada pada fase *mature*. Lapangan ini mencapai *peak production* hingga 16,000 bopd dengan kumulatif produksi hingga 40 MMSTB pada tahun 2017. Lapangan ini memiliki porositas dan permeabilitas yang heterogen dan memproduksi *light oil* dengan API gravity 35-43.4°. Kondisi tersebut menyebabkan penurunan tekanan dan produksi sehingga diperlukan strategi pengembangan lebih lanjut. Penelitian ini bertujuan untuk mengevaluasi dan menentukan strategi peningkatan perolehan minyak melalui optimasi *waterflooding* dan injeksi CO<sub>2</sub> dengan memanfaatkan peta *Movable Oil Index* (MOI) sebagai dasar penentuan area potensial pengembangan.

Penelitian ini dilakukan dengan pendekatan kuantitatif berbasis simulasi reservoir dengan *software* CMG simulator GEMS yang bersifat komposisional. Model reservoir yang digunakan telah melalui proses *history matching* sehingga merepresentasikan kondisi produksi aktual lapangan. Tahapan penelitian meliputi pemodelan reservoir, simulasi berbagai skenario pengembangan berupa optimasi *waterflooding* berupa reaktivasi sumur dan variasi laju injeksi dan injeksi CO<sub>2</sub> dengan variasi laju alir, pola injeksi, dan skema injeksi pada *top structure*.

Hasil simulasi menunjukkan bahwa injeksi CO<sub>2</sub> dengan pola *peripheral* merupakan strategi yang paling optimal dalam meningkatkan perolehan minyak Lapangan “MHS”, dengan laju injeksi optimum sebesar 50 MMSCFD. Laju injeksi yang lebih tinggi memang menghasilkan peningkatan kumulatif produksi yang sedikit lebih besar, namun tidak sebanding dengan kebutuhan injeksi yang jauh lebih tinggi. Sensitivitas pola injeksi menunjukkan bahwa keberadaan *waterflooding* di bagian selatan lapangan berperan sebagai *dynamic barrier* yang mempengaruhi arah pergerakan CO<sub>2</sub> dan efisiensi penyapuan reservoir.

Kata kunci: *enhanced oil recovery*, injeksi CO<sub>2</sub>, simulasi reservoir, *waterflooding optimization*

## ***ABSTRACT***

### ***OIL RECOVERY ENHANCEMENT STRATEGIES IN THE “MHS” FIELD THROUGH WATERFLOODING OPTIMIZATION AND CO<sub>2</sub> INJECTION***

By

Binsar Mychel Hebron Sumanjo Sinaga

NIM: 113210076

*(Petroleum Engineering Undergraduated Program)*

*The “MHS” Field, located in the Northwest Java Basin, has been producing since 1999 and is currently in the mature stage. The field reached a peak oil production of up to 16,000 bopd, with cumulative oil production of approximately 40 MMSTB by 2017. The reservoir is characterized by heterogeneous porosity and permeability and produces light oil with an API gravity ranging from 35 to 43.4°. These conditions have led to declining reservoir pressure and oil production, indicating the need for further field development strategies. This study aims to evaluate and determine optimal oil recovery enhancement strategies through waterflooding optimization and CO<sub>2</sub> injection by utilizing the Movable Oil Index (MOI) map as a basis for identifying potential development areas.*

*This research employs a quantitative approach based on reservoir simulation using CMG software with the compositional GEMS simulator. The reservoir model used has undergone a history matching process to accurately represent actual field production performance. The research workflow includes reservoir modeling and the simulation of various development scenarios, consisting of waterflooding optimization through well reactivation and injection rate sensitivity, as well as CO<sub>2</sub> injection with variations in injection rate, injection pattern, and injection schemes at the top structure.*

*Simulation results indicate that CO<sub>2</sub> injection with a peripheral injection pattern is the most optimal strategy for enhancing oil recovery in the “MHS” Field, with an optimum injection rate of 50 MMSCFD. Although higher injection rates result in slightly greater cumulative oil production, the incremental gains are not proportional to the significantly higher injection requirements. Injection pattern sensitivity analysis shows that existing waterflooding in the southern part of the field acts as a dynamic barrier, influencing CO<sub>2</sub> migration pathways and sweep efficiency within the reservoir.*

*Keywords: CO<sub>2</sub> injection, enhanced oil recovery, reservoir simulation, waterflooding optimization*