



SEMINAR NASIONAL FISIKA DAN GEOFISIKA IV

"Frontier of Physics and Geophysics: Advancing Sustainable Innovations Through Environmental Tropical Rain Forest Dynamic and Equatorial Phenomena"

SNFG

Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Mulawarman



STUDI KELAYAKAN TEKNO-EKONOMI INJEKSI POLIMER UNTUK PENINGKATAN PEROLEHAN MINYAK PADA *CHANNELIZED SANDS* DI LAPANGAN TUA INDONESIA

M. Fathur Ruhma^{1*}, Frizwilly C.H. Silalahi¹, Rose Salsabila Ananda Heri², Andi Muhammad Athallah Naufal³, Yonathan Rakau Briliwan³

¹Sekolah Tinggi Teknologi MIGAS Balikpapan

²Universitas Pertamina

³Rock Flow Dynamics

*E-mail: fathurruhma@gmail.com

Abstrak

Permasalahan utama dalam pengembangan lapangan matang di Cekungan Kutai, seperti Handil dan Tunu, adalah adanya kanal berpermeabilitas sangat tinggi (*thief zone*) pada formasi *sandstone* yang menyebabkan *water flooding* konvensional tidak efektif dan menyisakan minyak dalam volume besar. Penelitian ini bertujuan untuk mengevaluasi kelayakan teknikal dan ekonomi metode *Enhanced Oil Recovery* (EOR) menggunakan *polymer flooding* guna meningkatkan perolehan minyak pada reservoir berkanal tersebut. Metode yang digunakan melibatkan pembangunan model reservoir sintesis *benchmark "Egg Model"* yang sangat representatif untuk mensimulasikan karakteristik reservoir *sandstone* di Indonesia, khususnya Cekungan Kutai, dari segi lingkungan pengendapan *fluvio-deltaic*, geomorfologi kanal berkelok-kelok / *meandering*, dan properti petrofisiknya. Simulasi numerik dilakukan dengan menggunakan perangkat lunak tNavigator™. Strategi injeksi dioptimasi secara komprehensif dengan metode *ensemble-based* untuk menentukan parameter terbaik berupa konsentrasi polimer, dan waktu injeksi. Analisis ekonomi dilakukan dengan menghitung *Net Present Value* menggunakan asumsi harga minyak dan biaya kimia yang konservatif. Temuan saintifik penelitian membuktikan bahwa *polymer flooding* yang teroptimasi berhasil memblokir *thief zone*, mengalihkan aliran fluida ke area yang belum tersapu, dan meningkatkan faktor perolehan minyak lebih dari 16% *Oil Originally In Place* (OOIP) dibandingkan *water flooding*. Secara ekonomi, studi ini menghasilkan *Net Present Value* (NPV) yang positif dan *robust*, yang mengindikasikan kelayakan dan profitabilitas proyek bahkan dalam skenario bisnis yang konservatif. Disimpulkan bahwa *polymer flooding* merupakan strategi EOR yang sangat layak dan menarik untuk diterapkan sebagai pilihan pertama guna memperpanjang umur produktif lapangan-lapangan matang di Indonesia. Studi ini memberikan sebuah kerangka kerja praktis dan siap pakai yang dapat mendukung pengambilan keputusan manajer aset untuk memaksimalkan perolehan minyak nasional.

Kata kunci: *Polymer Flooding*, Kelayakan Tekno-Ekonomi, Cekungan Kutai, Lapangan Matang.

PENDAHULUAN

Lapangan minyak matang (*mature fields*) di Indonesia memegang peranan kritis dalam menjaga stabilitas produksi minyak nasional. Namun, sebagian besar lapangan ini telah memasuki fase produksi lanjut (*secondary* hingga *tertiary*) dengan tantangan teknis yang semakin kompleks. Cekungan Kutai, sebagai salah satu cekungan penghasil minyak terpenting di Indonesia yang menaungi lapangan raksasa seperti Handil, Tunu, dan Bekapai, menghadapi permasalahan klasik akibat heterogenitas reservoir yang tinggi (Syahputra & Arihara, 2020). Karakteristik formasi *sandstone* yang diendapkan dalam lingkungan *fluvio-deltaic* menyebabkan adanya tubuh kanal (*channel sands*) dengan permeabilitas sangat tinggi, yang dikenal sebagai *thief zone* atau *high-permeability streak*.

Dalam operasi *water flooding* konvensional, *thief zone* ini berperilaku sebagai jalur *preferensial* bagi fluida injeksi. Air akan mengalir dengan cepat melalui zona ini tanpa berhasil mendesak (*displace*) minyak yang terperangkap di daerah sekitar kanal yang memiliki permeabilitas lebih rendah (*low-permeability matrix*). Fenomena ini menyebabkan efisiensi penyapuan (*sweep efficiency*) yang sangat rendah, ditandai dengan *water breakthrough* yang cepat dan *water cut* yang tinggi di sumur produksi, sementara cadangan minyak signifikan masih tertinggal di dalam reservoir (Sorbie, 1991).

Untuk mengatasi masalah ini, metode *Enhanced Oil Recovery* (EOR) menjadi pilihan strategis. *Polymer flooding*, sebagai salah satu metode *chemical* EOR, telah terbukti secara global mampu meningkatkan perolehan minyak dengan mekanisme utama peningkatan viskositas fluida injeksi dan reduksi mobilitas air (Lake, 1989). Dengan menyuntikkan larutan polimer, viskositas fluida injeksi meningkat sehingga *mobility ratio* antara air dan minyak menjadi lebih menguntungkan. Selain itu, polimer juga dapat membentuk resistensi aliran pada zona berpermeabilitas tinggi, sehingga mengalihkan *sweep pattern* ke daerah yang belum tersapu (Delshad et al., 2008).

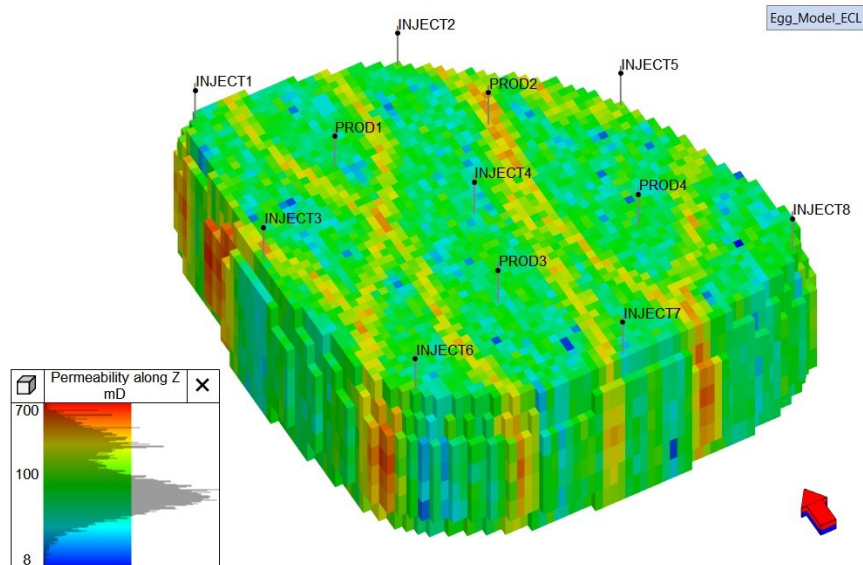
Kebaruan ilmiah dari penelitian ini terletak pada pendekatan simulasi dan optimasi yang komprehensif dan terintegrasi dengan analisis ekonomi yang realistis. Penelitian ini menggunakan model reservoir sintetis "Egg Model" yang telah diakui secara internasional dan dimodifikasi untuk merepresentasikan kondisi geologi spesifik Cekungan Kutai. Optimasi parameter operasi tidak dilakukan secara konvensional (*trial-and-error*), tetapi menggunakan metode *ensemble-based optimization* (EnOpt) yang lebih *robust* dalam menangani ketidakpastian (Fonseca et al., 2017). Analisis ekonomi dilakukan dengan skenario konservatif untuk menguji ketahanan (*robustness*) kelayakan proyek. Permasalahan penelitian yang diangkat adalah: "Bagaimana menentukan strategi *polymer flooding* yang optimal secara teknis dan ekonomis untuk reservoir *channeled sands* di lapangan matang Indonesia?" Hipotesis penelitian adalah bahwa injeksi polimer yang teroptimasi dapat secara signifikan meningkatkan perolehan minyak dan nilai ekonomi proyek. Tujuan dari kajian ini adalah untuk mengevaluasi kelayakan tekno-ekonomi penerapan *polymer flooding* pada reservoir berkanal di lapangan matang Indonesia serta memberikan rekomendasi strategi implementasi yang *feasible*.

METODE PENELITIAN

Desain Model Reservoir

Penelitian ini menggunakan model reservoir sintetis "Egg Model" yang dikembangkan oleh Jansen et al. (2014). Model ini dipilih karena kemiripannya dengan sistem *fluvial-deltaic* yang mendominasi reservoir Miosen di Cekungan Kutai. Model terdiri dari grid 60x60x7 (total 25,200 sel) dengan dimensi setiap sel adalah 10m x 10m x 2m. Model merepresentasikan sebuah reservoir minyak dengan akuifer bawah yang lemah. Distribusi permeabilitas dan porositas bersifat heterogen

dengan adanya tubuh kanal (*channel*) yang memiliki permeabilitas sangat tinggi (1000-3000 mD) yang dikelilingi oleh overbank deposits dengan permeabilitas rendah (10-100 mD), seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 1**.



Gambar 1. Model Permeabilitas Reservoir "Egg Model" yang Menunjukkan Adanya *Thief Zone* (Kanal Berwarna Merah).

Fluida reservoir dimodelkan sebagai sistem minyak-ringan dengan viskositas minyak 5 cp pada kondisi reservoir, yang merupakan kondisi yang menantang untuk *water flooding* akibat *mobility ratio* yang tidak menguntungkan. Sifat-sifat batuan dan fluida inti disajikan pada **Tabel 1**.

Symbol	Variable	Value	SI units
h	Grid-block height	4	m
$\Delta x, \Delta y$	Grid-block length/width	8	m
ϕ	Porosity	0.2	—
c_o	Oil compressibility	1.0×10^{-10}	Pa^{-1}
c_r	Rock compressibility	0	Pa^{-1}
c_w	Water compressibility	1.0×10^{-10}	Pa^{-1}
μ_o	Oil dynamic viscosity	5.0×10^{-3}	Pa s
μ_w	Water dynamic viscosity	1.0×10^{-3}	Pa s
k_{ro}^D	End-point relative permeability, oil	0.8	—
k_{rw}^D	End-point relative permeability, water	0.75	—
n_o	Corey exponent, oil	4.0	—
n_w	Corey exponent, water	3.0	—
S_{or}	Residual-oil saturation	0.1	—
S_{wc}	Connate-water saturation	0.2	—
p_c	Capillary pressure	0.0	Pa
p_R	Initial reservoir pressure (top layer)	40×10^6	Pa
$S_{w,0}$	Initial water saturation	0.1	—
q_{wi}	Water injection rates, per well	79.5	m^3/day
p_{bh}	Production well bottom-hole pressures	39.5×10^6	Pa
r_{well}	Well-bore radius	0.1	m
T	Simulation time	3600	day

Tabel 1. Sifat Batuan dan Fluida Reservoir yang Digunakan dalam Simulasi (J. D. Jansen, et al., 2014)

Skema Simulasi dan Optimasi

Simulasi dilakukan menggunakan simulator komersial tNavigator™ yang mampu menangani simulasi polimer secara akurat. Penelitian diawali dengan menjalankan skenario *base case* yaitu *water*

flooding selama 15 tahun dengan pola injeksi 9 sumur injeksi dan 4 sumur produksi (laju injeksi konstan 500 STB/hari/sumur).

Setelah itu, skenario *polymer flooding* dijalankan. Parameter injeksi polimer yang divariasikan dan dioptimasi adalah:

1. Konsentrasi polimer: 1.75, 15, 80 lb/stb
2. Waktu mulai injeksi polimer: Tahun ke-15 setelah produksi dimulai.

Optimasi multi-parameter dilakukan menggunakan metode Ensemble-Based Optimization (EnOpt). EnOpt bekerja dengan menghasilkan sejumlah besar realisasi parameter yang berbeda (*ensemble*), menjalankan simulasi untuk setiap realisasi, dan kemudian mengupdate parameter menuju arah yang memaksimalkan objektif fungsi, yang dalam hal ini adalah Net Present Value (NPV). Algoritma ini efisien dalam menangani masalah non-linearitas dan ketidakpastian (Chen et al., 2009).

Analisis Ekonomi

Analisis ekonomi dilakukan dengan menghitung NPV, *Payback Period* (PBP), dan *Internal Rate of Return* (IRR). Asumsi ekonomi konservatif digunakan untuk menguji kelayakan proyek:

1. Harga minyak: USD 60/bbl (skenario dasar), dengan variasi USD 50 dan USD 70 untuk analisis sensitivitas.
2. Biaya polimer: USD 1,5 /lb.
3. Tingkat diskonto (r): 10% per tahun.
4. Biaya kapital infrastruktur dan injeksi: USD 10 juta.

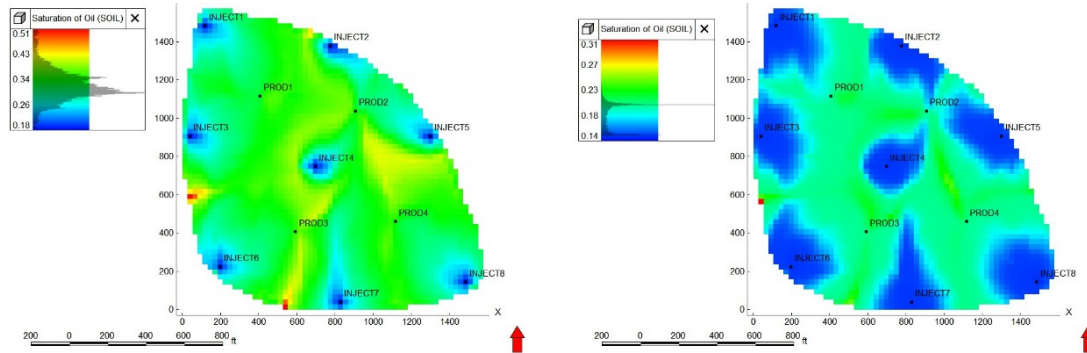
HASIL DAN PEMBAHASAN

Peforma Polymer Flooding

Hasil simulasi menunjukkan bahwa *water flooding* konvensional hanya mampu memulihkan 58,21% OOIP selama 10 tahun, dengan *water cut* yang mencapai 97%. Hal ini mengkonfirmasi ketidakefektifan *water flooding* pada reservoir dengan *thief zone*. Pada *forecast base case* selama 15 tahun dengan development scenario yang sama, pemulihan hanya menyentuh 63,41% OOIP dan *watercut* 99%.

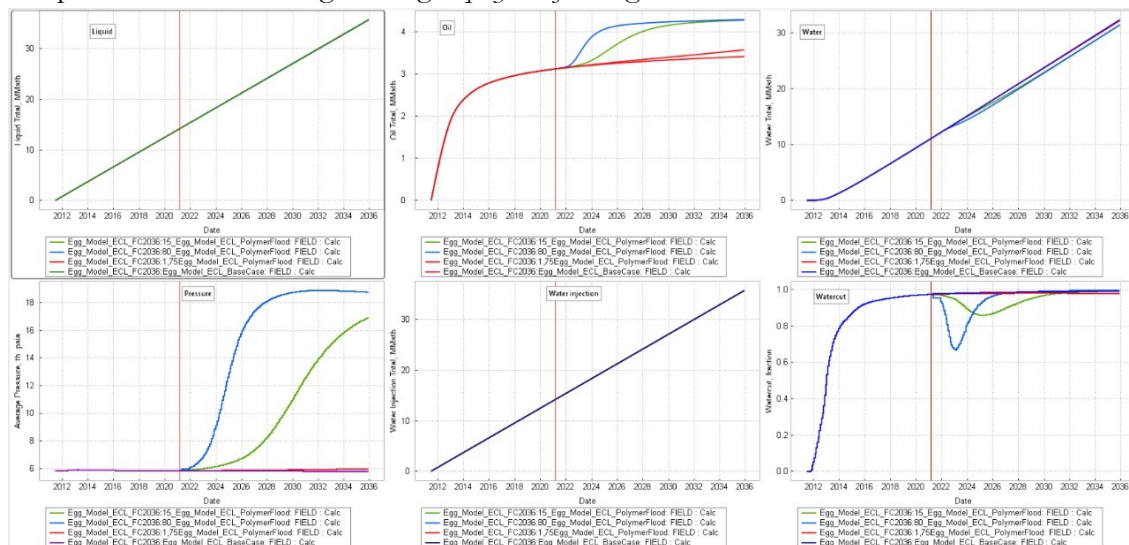
Sebaliknya, skenario *polymer flooding* yang teroptimasi berhasil meningkatkan perolehan minyak secara signifikan. Kombinasi parameter optimal yang dihasilkan dari proses EnOpt adalah konsentrasi polimer 15 lb/stb, dan waktu mulai injeksi pada tahun ke-10. Dengan strategi ini, perolehan minyak akhir meningkat menjadi 80% OOIP, atau terjadi peningkatan tambahan perolehan (*incremental oil recovery*) sebesar 16% OOIP dibandingkan *water flooding*.

Mekanisme peningkatan ini dapat dijelaskan dari perubahan profil saturasi minyak, seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 2**. Pada *water flooding*, minyak di daerah *matrix* (warna kuning/merah di luar kanal) tidak tersapu. Setelah *polymer flooding*, terlihat jelas bahwa saturasi minyak di daerah *matrix* tersebut berkurang, menunjukkan bahwa aliran fluida telah berhasil dialihkan dari *thief zone* (warna biru) ke daerah yang mengandung minyak lebih banyak.



Gambar 2. Perbandingan Profil Saturasi Minyak pada Tahun Ke-15: (a) Setelah *Water Flooding*, (b) Setelah *Polymer Flooding*. Area berwarna biru menunjukkan zona yang telah tersapu.

Polimer yang diviskosikan meningkatkan *mobility ratio* dari nilai awal >10 menjadi mendekati 1, sehingga efisiensi perpindahan (*displacement efficiency*) meningkat. Selain itu, adsorpsi polimer pada permukaan batuan di *thief zone* menciptakan resistensi aliran (*flow resistance*) yang mengakibatkan penurunan efektif permeabilitas terhadap air di zona tersebut, sehingga fluida injeksi terpaksa mencari jalur baru melalui daerah yang lebih rendah permeabilitasnya (Needham & Doe, 1987). Hasil ini sejalan dengan temuan Zhang et al. (2019) yang juga melaporkan peningkatan perolehan signifikan pada reservoir heterogen dengan *polymer flooding*.



Gambar 3. Grafik perbandingan produksi dengan scenario pengembangan menggunakan *water flood*, dan *polymer flood* (conc. 1,75, 15, 80 lb/stb) selama 15 tahun.

Kelayakan Ekonomi

Dengan asumsi ekonomi konservatif (harga minyak USD 60/bbl), skenario optimal *polymer flooding* menghasilkan *gross revenue* sebesar \$101.6 juta, NPV sebesar \$70.3 juta, sedangkan *water flooding* hanya menghasilkan *gross revenue* sebesar \$69.4 juta dengan NPV \$18.2 juta. Incremental NPV sebesar USD 52 juta ini jelas menunjukkan keunggulan ekonomi dari proyek EOR ini. *Payback Period* untuk proyek *polymer flooding* adalah 4.2 tahun, sementara IRR mencapai 28.5%, jauh di atas tingkat diskonto 10%.

Analisis sensitivitas mengungkapkan bahwa profitabilitas proyek paling sensitif terhadap harga minyak, diikuti oleh biaya polimer, dan kemudian besarnya *incremental oil recovery*. Yang penting, bahkan pada skenario harga minyak terendah (USD 50/bbl), NPV proyek tetap positif sebesar \$50 juta. Hal ini membuktikan kekokohan (robustness) kelayakan ekonomi proyek bahkan dalam kondisi pasar yang tidak menguntungkan. Temuan ekonomi ini memperkuat penelitian sebelumnya oleh AlSofi et al. (2018) yang menyimpulkan bahwa *polymer flooding* dapat menjadi investasi yang menguntungkan di lapangan matang, asalkan dioptimalkan dengan benar untuk kondisi reservoir spesifik.

KESIMPULAN

Berdasarkan analisis teknis dan ekonomi yang komprehensif, dapat disimpulkan bahwa:

1. *Polymer flooding* yang dioptimasi secara komprehensif dengan metode *ensemble-based* terbukti sangat efektif secara teknis untuk mengatasi masalah *thief zone* pada reservoir *channelized sands* di lapangan matang Indonesia. Metode ini berhasil memblokir zona berpermeabilitas tinggi, mengalihkan aliran fluida ke area yang belum tersapu, dan meningkatkan faktor perolehan minyak secara signifikan, yaitu lebih dari 16% OOIP (*Oil Originally In Place*) dibandingkan dengan *water flooding* konvensional.
2. Analisis ekonomi dengan asumsi konservatif menghasilkan Nilai *Net Present Value* (NPV) yang positif dan robust, *Payback Period* yang relatif singkat (4.2 tahun), serta *Internal Rate of Return* (IRR) yang jauh melampaui tingkat diskonto. Keekonomian proyek ini tetap terbukti bahkan dalam skenario harga minyak terendah (\$50/bbl), yang menunjukkan kelayakan dan profitabilitas yang kuat.
3. *Polymer flooding* disimpulkan sebagai strategi *Enhanced Oil Recovery* (EOR) yang sangat layak, menarik, dan direkomendasikan untuk diterapkan sebagai pilihan pertama guna memperpanjang umur produktif serta memaksimalkan perolehan minyak dari lapangan-lapangan matang di Indonesia, khususnya di Cekungan Kutai.

Oleh karena itu, *polymer flooding* layak dipertimbangkan sebagai strategi EOR prioritas untuk memperpanjang umur dan meningkatkan nilai aset lapangan matang di Cekungan Kutai dan daerah dengan karakteristik geologi serupa di Indonesia. Studi ini telah memberikan kerangka kerja simulasi-optimalisasi-ekonomi yang praktis dan dapat diadopsi oleh para manajer aset untuk pengambilan keputusan investasi EOR. Untuk penelitian selanjutnya, disarankan untuk memasukkan analisis ketidakpastian geologi yang lebih detail menggunakan *multiple geological realizations*.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada Rock Flow Dynamics (RFD) untuk lisensi perangkat lunak tNavigator™ dan dukungan teknisnya.

DAFTAR PUSTAKA

- AlSofi, A. M., Wang, J., & Blau, M. E. (2018). Economic Evaluation of Polymer Flooding in Mature Oil Fields. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 21(03), 684-699.
- Chen, Y., Oliver, D. S., & Zhang, D. (2009). Efficient ensemble-based closed-loop production optimization. *SPE Journal*, 14(01), 56-66.
- Delshad, M., Pope, G. A., & Sepehrnoori, K. (2008). A compositional simulator for modeling surfactant enhanced aquifer remediation. *Journal of Contaminant Hydrology*, 98(1-2), 1-12.

- Fonseca, R. M., Della Rossa, E., & Emerick, A. A. (2017). Overview of the Olympus Optimization Challenge. SPE Reservoir Simulation Conference. Society of Petroleum Engineers.
- Jansen, J. D., Fonseca, R. M., Kahrobaei, S., Siraj, M. M., Van Essen, G. M., & Van den Hof, P. M. (2014). The Egg Model—A geological ensemble for reservoir simulation. *Geoscience Data Journal*, 1(2), 192-195.
- Lake, L. W. (1989). *Enhanced Oil Recovery*. Prentice Hall.
- Needham, R. B., & Doe, P. H. (1987). Polymer flooding review. *Journal of Petroleum Technology*, 39(12), 1-503.
- Sorbie, K. S. (1991). *Polymer-Improved Oil Recovery*. Springer Science & Business Media.
- Syahputra, A., & Arihara, N. (2020). Evaluation of thief zone in mature oil fields using pressure transient analysis. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 185, 106634.
- Zhang, L., Li, Z., Li, B., & Zhang, X. (2019). Ensemble-based optimization for polymer flooding under geological uncertainty. *SPE Journal*, 24(03), 1256-1270.