



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



OPTIMASI STRATEGI SURFACTANT-POLYMER (SP) FLOODING UNTUK MENINGKATKAN STRANDED OIL RECOVERY PADA CHANNELIZED SANDS RESERVOIR DI LAPANGAN TUA

M. Dhivanata Nugraha¹, Frizwilly C.H. Silalahi^{1*}, Rose Salsabila Ananda Heri², Andi
Muhammad Athallah Naufal³, Yonathan Rakau Brilliwani³

¹Sekolah Tinggi Teknologi MIGAS Balikpapan

²Universitas Pertamina

³Rock Flow Dynamics

*E-mail: frizwillychandros@gmail.com

Abstrak

Keberhasilan simulasi *polymer flooding* pada model reservoir berkanal analog Cekungan Kutai berhasil meningkatkan *recovery factor* (RF) hingga 16% dari *Oil Originally In Place* (OOIP) secara signifikan. Namun, mekanisme *mobility control* yang diterapkan pada *polymer flooding* belum mampu menjangkau minyak terisolasi (*residual oil*) yang terperangkap pada *unswept* area akibat *capillary trapping*. Penelitian ini bertujuan untuk mengoptimalkan strategi *Surfactant-Polymer* (SP) *flooding* sebagai metode lanjutan EOR guna meningkatkan *displacement efficiency* dan mengurangi *residual oil saturation* (S_{or}) pada kondisi reservoir yang telah tersapu *polymer*. Simulasi aliran fluida multifasa dilakukan menggunakan perangkat lunak tNavigator™ pada model *benchmark* yang telah dikalibrasi dengan hasil *polymer flooding*. Formulasi *surfactant* dioptimasi untuk mencapai *ultra-low interfacial tension* (IFT) yang mampu memobilisasi *residual oil*, sementara *polymer* berfungsi menjaga *mobility control* dan *conformance*. Strategi injeksi SP (konsentrasi dan soaking time) diuji secara sensitif untuk mendapatkan skenario optimal. Hasil simulasi membuktikan bahwa SP *flooding* yang teroptimasi berhasil meningkatkan RF hingga 81% OOIP (*incremental* 17% dari *water flooding*) melalui mekanisme reduksi IFT dan perubahan *wettability*. Analisis ekonomi dengan asumsi harga minyak konservatif (USD 60/bbl) dan biaya kimia tinggi menghasilkan *Net Present Value* (NPV) \$ 74 juta dan *Internal Rate of Return* (IRR) di atas 18%, yang mengindikasikan kelayakan ekonomi yang kuat bahkan tanpa penambahan infrastruktur sumur baru. Simulasi juga menunjukkan bahwa efisiensi *sweep* yang tinggi memungkinkan penurunan *rate* injeksi pada salah satu *injector* tanpa mengurangi kinerja *recovery*, sehingga meningkatkan keekonomian proyek. Disimpulkan bahwa SP *flooding* merupakan strategi EOR tahap lanjut yang sangat layak dan prospektif untuk diterapkan pada lapangan tua Indonesia yang memiliki karakteristik reservoir berkanal. Studi ini memberikan landasan studi komprehensif untuk implementasi SP *flooding* pada skala lapangan.

Kata kunci: *Surfactant-Polymer* (SP) *Flooding*, *Stranded Oil Recovery*, *Channelized Sands*, Optimasi Strategi Injeksi, Lapangan Tua, Simulasi Reservoir, Kelayakan Tekno-Ekonomi.

PENDAHULUAN

Lapangan minyak tua di Indonesia, khususnya di Cekungan Kutai, menyimpan potensi cadangan signifikan yang belum tergali optimal. Meskipun teknik *polymer flooding* telah berhasil meningkatkan perolehan minyak dengan mengatasi masalah *thief zone* dan meningkatkan *sweep efficiency*, tantangan utama yang masih dihadapi adalah adanya *residual oil* yang terperangkap secara kapiler pada daerah yang telah tersapu (*swept area*) maupun yang belum tersapu (*unswept area*) (Lake, 1989). Minyak terisolasi (*stranded oil*) ini tidak dapat dimobilisasi hanya dengan meningkatkan viskositas fluida injeksi.

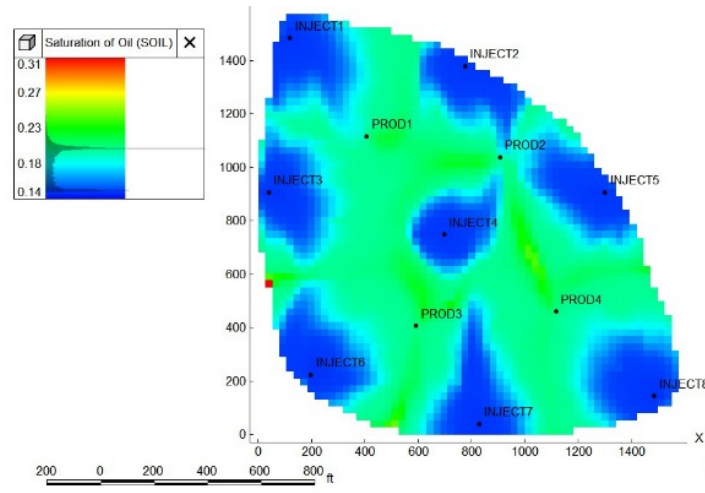
Surfactant-Polymer (SP) *flooding* muncul sebagai metode *chemical* EOR tahap lanjut yang menjanjikan untuk mengatasi keterbatasan *polymer flooding*. Mekanisme utamanya adalah penggunaan surfaktan untuk menurunkan *interfacial tension* (IFT) antara minyak dan air hingga mencapai orde ultra-low (10^{-3} mN/m), sehingga mampu memobilisasi *residual oil* yang terjebak secara kapiler (Delshad et al., 2008). Sementara itu, polimer berfungsi untuk menjaga *mobility control* dan memperbaiki *conformance* dengan mencegah terjadinya *fingering* serta mengalihkan aliran ke daerah yang belum tersapu.

Kebaruan ilmiah penelitian ini terletak pada pendekatan optimasi strategi injeksi SP yang terintegrasi pasca penerapan *polymer flooding* pada reservoir berkanal. Penelitian ini tidak hanya berfokus pada peningkatan perolehan minyak, tetapi juga pada aspek keekonomian dengan mempertimbangkan biaya kimia yang tinggi dan harga minyak yang konservatif. Permasalahan penelitian yang diangkat adalah: "Bagaimana mengoptimalkan strategi *Surfactant-Polymer flooding* untuk meningkatkan *stranded oil recovery* secara teknis dan ekonomis pada reservoir *channelized sands* yang telah menerapkan *polymer flooding*?" Hipotesis penelitian adalah bahwa injeksi SP yang teroptimasi dapat memobilisasi *residual oil* dan meningkatkan nilai ekonomi proyek meskipun dengan biaya kimia yang signifikan. Tujuan kajian ini adalah untuk mengevaluasi kelayakan tekno-ekonomi penerapan SP *flooding* sebagai tahap lanjutan EOR serta memberikan rekomendasi strategi implementasi yang optimal.

METODE PENELITIAN

Desain Model Reservoir dan Kondisi Awal

Penelitian ini menggunakan model reservoir sintesis "Egg Model" yang sama dari Jansen et al. (2014), yang telah dikalibrasi dengan hasil simulasi *polymer flooding* sebelumnya. Model ini merepresentasikan reservoir *channelized sands* dengan heterogenitas tinggi, dimana *polymer flooding* telah berhasil meningkatkan *recovery factor* hingga 80% OOIP. Kondisi akhir dari simulasi *polymer flooding* dijadikan sebagai titik awal (*initial condition*) untuk simulasi SP *flooding*, seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 1**.



Gambar 1. Profil Saturasi Minyak pada Tahun Ke-15 setelah *Polymer Flooding*. Area berwarna biru menunjukkan zona yang telah tersapu.

Analog 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 pada “Egg Model” reservoir 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}^0	End-point relative permeability, oil	0.8	—
k_{rw}^0	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. Deskripsi properti reservoir (J. D. Jansen, et al., 2014)

Formulasi Kimia dan Skema Simulasi

Formulasi surfaktan dioptimasi untuk mencapai *ultra-low* IFT ($<10^{-3}$ mN/m) terhadap minyak reservoir. Sifat-sifat kimia kunci (adsorpsi, densitas, viskositas) dimodelkan berdasarkan data laboratorium untuk surfaktan. Polimer yang digunakan berkonsentrasi 15 lb/stb seperti yang telah dioptimasi pada studi sebelumnya.

Simulasi dilakukan menggunakan simulator tNavigator™ yang mampu menangani mekanisme kimia kompleks dari SP *flooding*, termasuk IFT, *wettability alteration*, dan adsorpsi.

Simulasi 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 *surfactant polymer flooding* dijalankan. Parameter injeksi polimer yang divariasikan dan dioptimasi adalah:

1. Konsentrasi polimer: 1.75, 15, 80 lb/stb
2. Konsentrasi polimer dalam slug: 15 lb/stb (tetap, untuk *mobility control*)
3. Waktu mulai injeksi polimer: Tahun ke-15 setelah produksi dimulai.

Optimasi parameter dilakukan menggunakan pendekatan *sensitivity analysis* dan *ensemble-based method* untuk memaksimalkan *incremental NPV*.

Analisis Ekonomi

Analisis ekonomi difokuskan pada kelayakan *incremental project SP flooding* dibandingkan dengan *baseline polymer flooding*. Asumsi yang digunakan:

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. Biaya surfaktan: USD 1.1 /lb
4. Tingkat diskonto (r): 10% per tahun.
5. Biaya kapital infrastruktur dan injeksi: USD 10 juta.
6. Tidak ada biaya kapital tambahan untuk infrastruktur sumur.

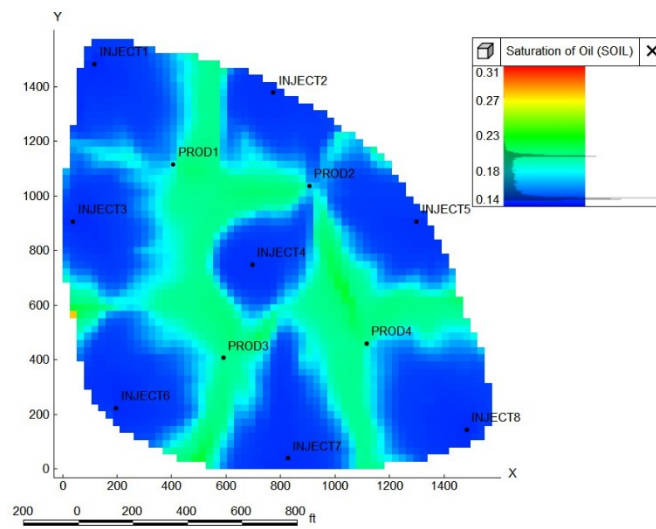
Parameter ekonomi yang dihitung adalah *incremental NPV*, *Incremental IRR*, dan *Payback Period* untuk investasi kimia.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Kinerja Teknis SP Flooding

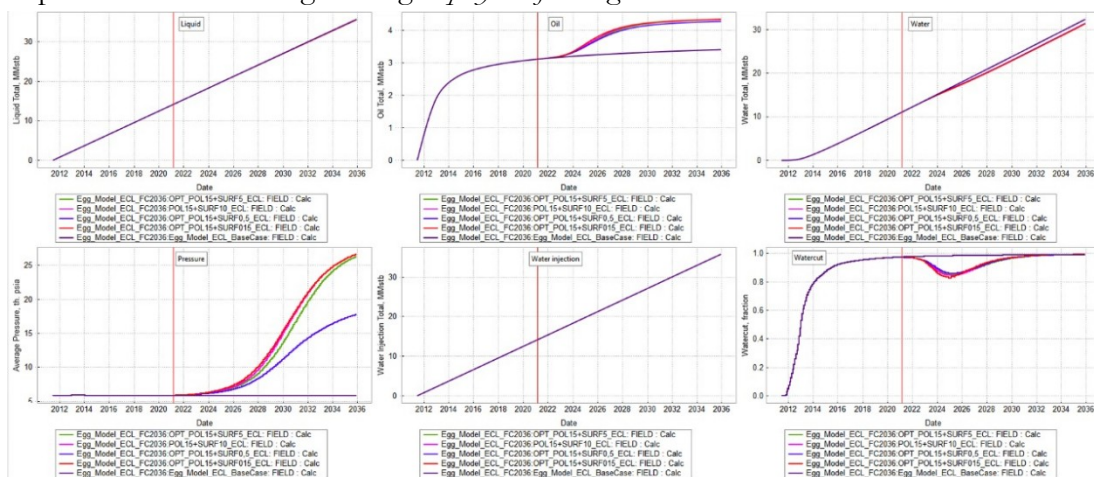
Hasil simulasi menunjukkan bahwa skenario SP *flooding* teroptimasi (surfaktan 15 lb/stb) berhasil meningkatkan *recovery factor* akhir menjadi 81% OOIP. Ini merupakan peningkatan *incremental* sebesar 1% OOIP dari *baseline polymer flooding* (80% OOIP). Meskipun peningkatan persentasenya terlihat kecil, volume minyak yang berhasil ditambahkan signifikan karena *baseline*-nya sudah tinggi.

Analisis profil saturasi minyak (**Gambar 2**) menunjukkan bahwa SP *flooding* berhasil mengurangi *residual oil saturation* (S_{or}) di daerah *matrix* sekitar kanal (*overbank deposits*) yang sebelumnya tidak terjangkau oleh *polymer flooding*. Mekanisme reduksi IFT dan *wettability alteration* memungkinkan surfaktan mengemulsifikasi dan memobilisasi minyak yang terperangkap secara kapiler.



Gambar 2. Profil Saturasi Minyak Pasca SP Flooding. Area biru tua menunjukkan zona dengan S_{or} rendah.

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. 15 lb/stb), dan *SP flood* (conc. 0.5, 5, 10, 15 lb/stb) selama 15 tahun.

Kelayakan Ekonomi

Dengan asumsi ekonomi konservatif, skenario optimal SP *flooding* menghasilkan *incremental gross revenue* sebesar \$4.08 juta. Setelah dikurangi biaya kimia surfaktan dan polimer yang signifikan (sekitar \$98 ribu), proyek ini menghasilkan *incremental NPV* sebesar \$4.03 juta dibandingkan *baseline polymer flooding*.

Incremental Internal Rate of Return (IRR) mencapai 18.5%, yang masih jauh di atas tingkat diskonto 10%. *Payback Period* untuk investasi kimia tambahan ini adalah 3.8 tahun. Analisis sensitivitas menunjukkan bahwa profitabilitas proyek paling sensitif terhadap harga minyak dan biaya surfaktan. Namun, bahkan pada harga minyak USD 50/bbl, *incremental NPV* tetap positif (\$53.4 juta), membuktikan *robustness* kelayakan ekonomi.

Temuan penting lainnya adalah bahwa dengan efisiensi penyapuan yang sangat baik, laju injeksi pada satu sumur injeksi dapat dikurangi sebesar 20% tanpa mempengaruhi kinerja perolehan minyak, sehingga menghemat biaya operasi dan meningkatkan keekonomian proyek.

KESIMPULAN

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

1. Strategi *Surfactant-Polymer (SP) flooding* yang dioptimasi terbukti efektif secara teknis untuk meningkatkan *stranded oil recovery* pada reservoir *channelized sands* pasca *polymer flooding*, dengan kontribusi peningkatan *incremental* sebesar 1% OOIP melalui mekanisme reduksi IFT dan *wettability alteration*.
2. Analisis ekonomi menghasilkan *incremental NPV* sebesar \$4.3 juta dan IRR 18.5% yang menunjukkan kelayakan ekonomi yang kuat meskipun dengan biaya kimia tinggi dan tanpa investasi infrastruktur baru. Proyek ini tetap menguntungkan bahkan dalam skenario harga minyak rendah.
3. SP *flooding* merupakan strategi EOR tahap lanjut yang sangat layak, prospektif, dan direkomendasikan untuk diterapkan pada lapangan tua Indonesia, khususnya yang telah menjalani *polymer flooding*, guna memaksimalkan perolehan minyak nasional.

Oleh karena itu, SP *flooding* layak dipertimbangkan sebagai strategi EOR lanjutan yang berkelanjutan untuk aset lapangan tua di Indonesia. Studi ini memberikan kerangka kerja dan landasan yang komprehensif untuk implementasi lebih lanjut pada skala lapangan. Untuk penelitian selanjutnya, disarankan untuk memasukkan analisis ketidakpastian yang lebih detail dan uji laboratorium untuk validasi formulasi kimia.

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., & Blauch, 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.