

OPTIMASI PRODUKSI MINYAK MENTAH DENGAN METODE WATER ALTERNATING GAS (WAG) FLOODING ENHANCED OIL RECOVERY

Toto Haksoro,^{1,*} Nurfadilah,² Muhammad Shafly Syarif,³ Totok Ruki Biyanto,⁴

¹ Departemen Teknologi Rekayasa Elektrikal Mekanik, Politeknik Krakatau, Cilegon, Banten, Indonesia

² Departemen Teknik Fisika, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya, Jawa Timur, Indonesia

*Corresponding author: toto.haksoro@polka.ac.id

Article history

Received:

03-01-2026

Accepted:

25-02-2026

Published:

01-03-2026

Copyright © 2024
Jurnal Manajemen
dan Teknik

Open Access

Abstrak

Hidokarbon yang dihasilkan dari bawah tanah umumnya dapat dieksplorasi melalui 3 fase yaitu primer, sekunder, dan tersier. Fase tersier yang dikenal sebagai enhanced oil recovery (EOR) melibatkan berbagai metode pengambilan minyak canggih untuk meningkatkan aliran minyak di dalam reservoir. EOR menggunakan metode injeksi air dan CO₂ yang dikenal sebagai water alternating gas (WAG), merupakan salah satu metode efektif dengan menginjeksikan gas dan air secara bergantian ke sumur injeksi. Salah satu keunggulan injeksi CO₂ ke dalam reservoir adalah mengurangi jumlah CO₂ di atmosfer serta memiliki densitas rendah yang dapat mendorong minyak keluar dari batuan. Namun harga CO₂ sangat mahal, sehingga metode ini dikombinasikan dengan air. Selain mengurangi biaya, air juga berfungsi untuk menambah dorongan minyak ke sumur produksi. WAG dioptimasi menggunakan genetic algorithm (GA) dan particle swarm optimization (PSO) dengan variabel yang dioptimasi berupa laju aliran massa fluida injeksi, tekanan injeksi, dan temperatur injeksi dengan pertimbangan biaya minimum dan profit maksimum. Berdasarkan hasil optimasi, hasil terbaik diperoleh menggunakan PSO yang dapat meningkatkan profit sebesar 58,60% dari 24.485,23 USD/hari menjadi 38.840,88 USD/hari. strak wajib ditulis dalam dua bahasa, yaitu ditulis dalam bahasa inggris dan bahasa Indonesia.

Kata Kunci: Enhanced Oil Recovery, Genetic Algorithm, Particle Swarm Optimization, Water Alternating Gas

Abstract

Hydrocarbons generated from underground can generally be explored through 3 phases of primary, secondary, and tertiary. The tertiary phase known as enhanced oil recovery (EOR) involves a variety of advanced oil recovery methods to improve flow of oil in the reservoir. EOR uses the water injection method and CO₂, known as water alternating gas (WAG), which is one of the effective methods by injecting gas and water alternately into injection wells. One of the advantages involving CO₂ injection into the reservoir is to reduce the amount of CO₂ in the atmosphere and it has a low density that can push the oil to get out of the rock. However, the price of CO₂ is very expensive. Therefore, this method is combined with water. Besides to reduce cost, water also serves to add oil thrust to production wells. WAG has been optimized using genetic algorithm (GA) and particle swarm optimization (PSO) with optimized variables consisting of the mass flow rate of injection fluid, injection pressure, and injection temperature with consideration of minimum cost and maximum profit. Based on the results of optimization, the best results were obtained using PSO, which can raise profit by 58.60%, from 24,485.23 USD/day to 38,840.88 USD/day. al number of words in summary should be around 250 words. The abstract should be written in english and Indonesia.

Keywords: Enhanced Oil Recovery, Genetic Algorithm, Particle Swarm Optimization, Water Alternating Gas

1.0 PENDAHULUAN

Permintaan minyak mentah/hidrokarbon setiap tahun terus meningkat. Sementara itu, sejak tahun 1990-an produksi minyak mentah Indonesia mengalami penurunan yang berkelanjutan akibat kurangnya eksplorasi dan investasi di sektor ini [1]. Oleh karena itu, diperlukan upaya untuk memaksimalkan eksplorasi minyak dengan melakukan tahap lanjutan dalam memperoleh minyak menggunakan Enhanced Oil Recovery (EOR). Enhanced Oil Recovery adalah metode yang digunakan untuk memperoleh lebih banyak minyak setelah terjadinya penurunan pada proses produksi dari fase primer dan sekunder [2].

Hidrokarbon yang dihasilkan dari bawah permukaan tanah pada umumnya dapat dieksplorasi melalui 3 fase, yaitu fase primer, sekunder, dan tersier. Fase primer bergantung pada energi alami reservoir [3]. Minyak dipindahkan dari ruang batuan berpori ke sumur produksi dengan tekanan alami di dalam reservoir atau dengan adanya gaya kapiler yang dikombinasikan dengan teknik buatan (seperti pompa) untuk mengangkat minyak ke permukaan [4]. Setelah fase primer, produksi minyak mulai menurun seiring turunnya tekanan, yang berarti fase ini telah memasuki fase sekunder.

Fase sekunder adalah fase yang digunakan untuk membantu memulihkan energi alami reservoir. Hal ini dilakukan dengan menginjeksikan fluida (gas atau air) secara artifisial ke dalam reservoir untuk memaksa minyak mengalir ke lubang sumur produksi dan ke atas permukaan [5]. Secara umum, tujuan utama fase sekunder adalah meningkatkan efek penyapuan (sweeping) minyak menuju sumur produksi sehingga meningkatkan produktivitas eksplorasi minyak. Fase sekunder juga merupakan salah satu cara yang digunakan untuk pemulihan dan mempertahankan tekanan di dalam reservoir, karena biasanya tekanan reservoir akan menurun selama fase primer [4]. Namun, penerapan fase sekunder untuk pemulihan dari fase primer ini memerlukan modal yang besar, sehingga menjadi tidak layak secara ekonomi untuk proses perolehan minyak [6].

Fase tersier yang dikenal sebagai Enhanced Oil Recovery (EOR) melibatkan berbagai metode perolehan minyak yang lebih canggih untuk meningkatkan aliran fluida di dalam reservoir. Pada fase tersier, pengurangan viskositas fluida dan peningkatan mobilitas minyak merupakan tujuan lain untuk meningkatkan produktivitas minyak. Proses pemulihan pada fase tersier biasanya diterapkan untuk memperoleh kembali sisa minyak di dalam reservoir setelah fase primer dan sekunder mencapai batas ekonominya [4]. Terdapat beberapa metode EOR yang telah dikembangkan dan diterapkan di lapangan produksi, termasuk thermal recovery, chemical flooding, dan solvent flooding [7]. Mekanisme thermal recovery dilakukan dengan menurunkan viskositas minyak. Chemical flooding meningkatkan volumetric sweep dengan mengurangi mobilitas. Sementara itu, gas miscible atau solvent meningkatkan tekanan pada reservoir, menurunkan viskositas minyak, dan

menyebabkan pengembangan volume minyak (oil swelling) [8].

EOR menggunakan injeksi air dan CO₂ atau yang dikenal sebagai water alternating gas dilakukan dengan menginjeksikan gas dan air secara bergantian ke dalam sumur injeksi. Salah satu keuntungan yang melibatkan injeksi CO₂ ke dalam reservoir adalah berkurangnya jumlah CO₂ yang berada di atmosfer, di mana gas CO₂ merupakan salah satu penyebab pemanasan global [9],[10],[11]. Namun, di sisi lain harga CO₂ sangat mahal. Oleh karena itu, metode ini dikombinasikan dengan air.

2.0 METODE

2.1. Penentuan Input Operasi Water Alternating Gas Flood dan Sifat Formasi Reservoir

Studi kasus kondisi *water alternating gas flood* menggunakan data dari Morrow Consolidated Oil Field (MCOF) [14], sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 1. Pemilihan studi kasus ini sesuai dengan karakteristik lapangan minyak yang cocok untuk penerapan EOR *water-alternating gas*, yaitu memiliki kedalaman reservoir yang besar, permeabilitas rendah, dan jenis minyak ringan [3].

Tabel 1: Parameter kinerja utama model reservoir untuk MCOF

dddd

Gambar 1: Model Segmentasi Operasi Water Alternating Gas Flood
ii

$$PP_{ooooo} = \quad (1)$$

$$PP_{iii} - \diamond$$

$$\Delta PP_{ii}$$

$$r_{\diamond\diamond}=1$$

$$TT_{ooooo} = TT_{iii} - \quad (2)$$

$$\diamond \Delta TT_{rr}$$

$$r_{\diamond\diamond}=1 \quad d_{\diamond\diamond 1} = d_{\diamond\diamond 2}$$

Nilai ΔP_i diperoleh dari persamaan **Beggs-Brill** untuk sumur injeksi maupun sumur produksi, karena persamaan Beggs-Brill mampu memodelkan penurunan tekanan pada pipa baik dalam kondisi satu fasa maupun multifasa. Berdasarkan eksperimen, Beggs-Brill memperoleh persamaan gradien tekanan pada aliran satu fasa dan multifasa menggunakan analisis keseimbangan energi dengan asumsi tidak terdapat gaya eksternal yang membantu maupun melawan aliran fluida. Gradien tekanan dinyatakan sebagai berikut [11]:

Permeabilitas dapat diukur menggunakan satuan Darcy, dengan 1 Darcy setara dengan $9,869 \times 10^{-9} \text{ cm}^2$. Dengan nilai tersebut, penurunan tekanan di dalam reservoir dapat dihitung.

Sementara itu, nilai ΔT_i dapat diperoleh menggunakan perhitungan kehilangan panas pada pipa dan media berpori. Kehilangan panas pada pipa digunakan baik pada sumur injeksi maupun sumur produksi. Panas yang ditambahkan ke sistem per satuan panjang, dq/dz , bernilai negatif karena panas hilang ke lingkungan ketika temperatur fluida lebih tinggi dibandingkan temperatur lingkungan. Gradien kehilangan panas dapat dinyatakan sebagai:

$$dddd = 2\pi r r_{ooo\diamond} U_{\diamond\diamond} (TT_{w\diamond\diamond} - TT_h)$$

$$dddd$$

$$- TT_h)$$

$$(7)$$

Perpindahan panas dari CO_2 -foam ke reservoir dapat diperoleh menggunakan persamaan berikut:

$$+ d_{\diamond\diamond \text{total losses}} \quad (8)$$

Dengan mengetahui nilai $Q_{\text{total losses}}$, maka temperatur pada kondisi akhir dapat diketahui.

2.4. Validasi Model

Hasil pemodelan akan divalidasi dengan hasil simulasi menggunakan **PIPESIM** dan **COMSOL Multiphysics**. Sumur injeksi dan sumur produksi divalidasi menggunakan perangkat lunak PIPESIM karena perangkat lunak ini secara sederhana mensimulasikan aliran fluida di dalam pipa. Sementara itu, reservoir memerlukan validasi menggunakan

perangkat lunak COMSOL untuk mensimulasikan reaksi yang terjadi.

2.5. Perhitungan Additional Recovery, Laju Produksi Minyak, dan Profit

Perhitungan estimasi *additional recovery* atau tambahan jumlah minyak yang dapat diproduksi dari injeksi air dan CO₂ digunakan untuk menghitung laju produksi minyak menggunakan metode **Koval** dalam memprediksi perolehan minyak setelah air dan CO₂ diinjeksikan. Fraksi aliran CO₂ dan minyak dipengaruhi oleh rasio viskositas antara minyak dan CO₂.

VDP = koefisien Dykstra-Parsons

kv = permeabilitas reservoir arah vertikal (m²)

A = luas pola (*pattern area*) (m²)

qgross = laju injeksi bruto CO₂ (m³/s)

Untuk memperoleh keuntungan (*profit*) dari proses EOR *water alternating gas*, pendapatan harus dikurangi dengan biaya produksi. Terdapat tiga jenis biaya produksi, yaitu biaya pembelian CO₂ dan air, biaya daur ulang CO₂, serta biaya operasi pompa. Masing-masing biaya dapat dihitung menggunakan persamaan berikut:

2.6. Optimasi dengan Genetic Algorithm dan Particle Swarm Optimization

Untuk menentukan kondisi operasi *water alternating gas flood* yang optimal, digunakan optimasi dengan Genetic Algorithm (GA) dan Particle Swarm Optimization (PSO). Terdapat tiga variabel yang dioptimasi, yaitu laju alir massa injeksi (*m*), tekanan injeksi (*P*), dan temperatur injeksi (*T*) untuk memaksimalkan keuntungan (*profit*). Individu dengan nilai *fitness* terbesar akan menjadi solusi yang menghasilkan nilai fungsi objektif maksimum.

3.0 HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1 Model Gradien Tekanan pada Sumur Injeksi

Model penurunan tekanan untuk sumur injeksi dilakukan sebanyak dua kali, yaitu untuk injeksi CO₂ dan injeksi air. Injeksi fluida, yaitu CO₂ dan air, dilakukan secara bergantian (*alternating method*) dengan asumsi lama waktu injeksi yang sama. Pemodelan perubahan tekanan menggunakan persamaan Beggs-Brill dilakukan untuk injeksi CO₂, sedangkan untuk injeksi air menggunakan persamaan Fanning. Kondisi reservoir yang digunakan sebagai input pemodelan sumur injeksi disesuaikan dengan kondisi input di Morrow County, Ohio, Amerika Serikat. Parameter input yang digunakan dapat dilihat pada Tabel 2.

Table 2: Parameter Input untuk Pemodelan pada Sumur Injeksi

Parameter	Nilai	Satuan
Gravitasi	9,8	m/s ²
Diameter pipa	0,089	m
Kedalaman sumur	1067	m
Kekasaran absolut	0,00025	m
Ketebalan tubing	0,005	m

Keterangan:

Np = fraksi minyak sisa yang dapat dipindahkan dan berhasil diproduksi

(Fi)bt = HCPV CO₂ yang diinjeksikan pada saat CO₂ mencapai sumur produksi

Fi = HCPV CO₂ yang diinjeksikan

M = rasio mobilitas kedua fluida

K = faktor Koval

E = faktor mobilitas Koval

H = faktor heterogenitas permeabilitas

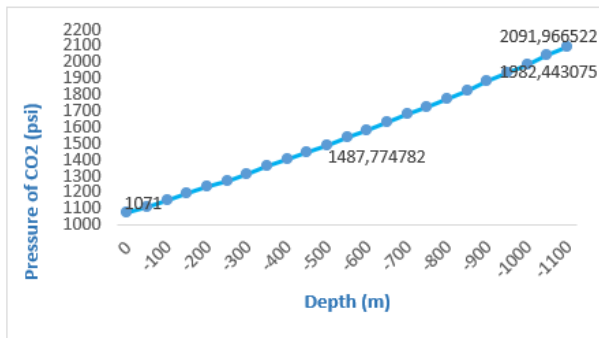
G = faktor segregasi gravitasi

μo = viskositas minyak (kg/m.s)

μs = viskositas CO₂ (kg/m.s)

Berdasarkan model perubahan tekanan pada sumur injeksi menggunakan persamaan Beggs-Brill, diperoleh kurva gradien tekanan pada sumur injeksi CO₂ terhadap

perubahan fungsi kedalaman sumur sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 2.



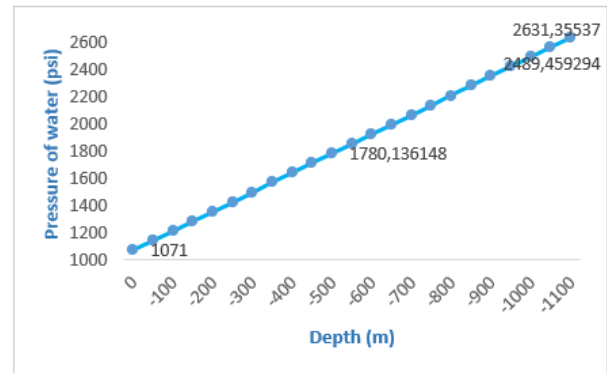
Gambar 2: Kurva Gradien Tekanan terhadap Kedalaman Sumur Injeksi CO₂ dengan Tekanan Injeksi 1071 psi, Laju Alir Massa 0,3 kg/s, dan Temperatur Injeksi 31°C

Berdasarkan kurva gradien tekanan terhadap kedalaman di atas, dapat diamati bahwa nilai tekanan masuk (*input pressure*) untuk injeksi CO₂ adalah 1071 psi dan nilai tekanan keluar (*outlet pressure*) pada ujung pipa sumur injeksi mencapai 2091,96 psi, di mana nilai tekanan keluar ini menjadi nilai tekanan masuk pada reservoir. Faktor-faktor yang memengaruhi perubahan tekanan pada sumur injeksi meliputi kekasaran pipa, panjang pipa, densitas, dan viskositas fluida CO₂. Berdasarkan karakteristik pada Gambar 2, fase CO₂ adalah 100% cair (*liquid*). Hal ini karena pada tekanan dan temperatur tersebut CO₂ berada pada fase kritis sehingga fase yang terbentuk adalah fase cair.

Pemodelan gradien tekanan injeksi CO₂ menggunakan persamaan Beggs-Brill telah divalidasi menggunakan perangkat lunak PIPESIM dengan rata-rata galat (*error*) sebesar 0,40%. Hasil kurva validasi perbedaan rata-rata galat terhadap perubahan fungsi kedalaman sumur injeksi CO₂ ditunjukkan pada Gambar 4a.

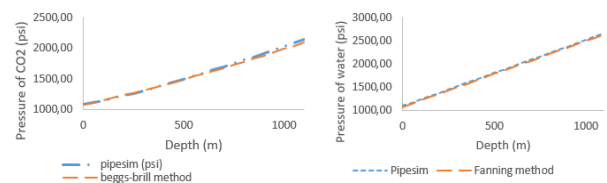
Nilai galat yang diperoleh dari proses validasi diperkirakan disebabkan oleh perbedaan diskretisasi (*enumeration*) yang dilakukan antara perhitungan manual dan perhitungan menggunakan perangkat lunak PIPESIM. Pada perhitungan manual menggunakan persamaan Beggs-Brill, akurasi kedalaman sumur dilakukan setiap 50 meter. Sedangkan pada perhitungan menggunakan perangkat lunak PIPESIM mampu melakukan akurasi kedalaman hingga 1 meter. Semakin kecil interval diskretisasi yang digunakan, maka nilai yang diperoleh akan semakin akurat karena sifat fluida berubah secara kontinu sebagai fungsi waktu, tekanan, dan temperatur.

Setelah injeksi CO₂ dilakukan, selanjutnya dilakukan injeksi fluida berupa air. Berdasarkan model perubahan tekanan pada sumur injeksi air menggunakan persamaan Fanning, diperoleh kurva gradien tekanan pada sumur injeksi air terhadap perubahan fungsi kedalaman sumur sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 3.



Gambar 3: Kurva Gradien Tekanan terhadap Kedalaman Sumur Injeksi CO₂ dengan Tekanan Injeksi 1071 psi, Laju Alir Massa 0,3 kg/s, dan Temperatur Injeksi 25°C

Berdasarkan kurva gradien tekanan terhadap kedalaman sumur injeksi air, dapat diamati bahwa nilai tekanan masuk untuk injeksi air adalah 1071 psi dan nilai tekanan keluar pada ujung pipa sumur injeksi mencapai 2631,36 psi. Pemodelan gradien tekanan untuk injeksi air menggunakan persamaan Fanning telah divalidasi menggunakan perangkat lunak PIPESIM dengan rata-rata perbedaan sebesar 0,25%. Hasil kurva validasi ditunjukkan pada Gambar 4b.



Gambar 4: Kurva Validasi Gradien Tekanan Sumur Injeksi CO₂ (a) dan Air (b)

3.2. Model Gradien Tekanan pada Reservoir

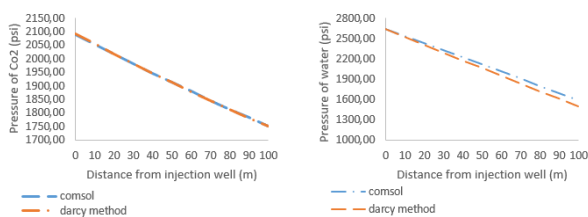
Pemodelan gradien tekanan pada reservoir dilakukan menggunakan persamaan Darcy untuk CO₂ dan air. Karakteristik reservoir yang digunakan sebagai input persamaan Darcy dapat dilihat pada Tabel 3. Sifat fluida masuk (*inlet fluid properties*) dalam model ini merupakan fluida keluaran dari ujung sumur injeksi. Sifat fluida keluaran dari pemodelan tekanan Darcy selanjutnya menjadi masukan untuk pemodelan pada sumur produksi.

Tabel 3: Parameter Input untuk Pemodelan pada Reservoir

Berdasarkan pemodelan gradien tekanan pada reservoir menggunakan persamaan Darcy, diperoleh kurva gradien tekanan pada reservoir dengan fluida CO₂ + minyak. Nilai tekanan awal merupakan tekanan keluaran dari sumur injeksi CO₂ yaitu sebesar 2091,97 psi. Terjadi penurunan tekanan di dalam reservoir seiring bertambahnya jarak dari sumur injeksi. Pada jarak 100 meter dari sumur injeksi, tekanan turun menjadi 1741,93 psi.

Pemodelan gradien tekanan reservoir akibat injeksi CO₂ menggunakan persamaan Darcy telah divalidasi menggunakan perangkat lunak COMSOL dengan rata-rata galat sebesar 0,31%. Hasil kurva validasi ditunjukkan pada Gambar 5a.

Berdasarkan pemodelan gradien tekanan pada reservoir dengan fluida air + minyak menggunakan persamaan Darcy, nilai masukan reservoir merupakan nilai keluaran dari sumur injeksi air yaitu sebesar 2631,36 psi. Tekanan keluaran reservoir untuk fluida air + minyak ini adalah sebesar 1496,66 psi. Model perubahan tekanan reservoir akibat injeksi air telah divalidasi menggunakan perangkat lunak COMSOL dengan rata-rata galat sebesar 0,26%, sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 5b.

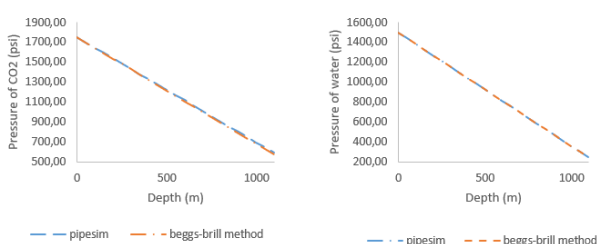


Gambar 5: Kurva Validasi Gradien Tekanan Reservoir CO₂ (a) dan Air (b)

3.3. Model Gradien Tekanan pada Sumur Produksi

Karakteristik tekanan keluaran dari pemodelan gradien tekanan menggunakan persamaan Darcy pada reservoir digunakan sebagai input untuk pemodelan pada sumur produksi. Pemodelan perubahan tekanan pada sumur produksi dilakukan dua kali untuk fluida hasil injeksi CO₂ dan air, keduanya menggunakan persamaan Beggs-Brill.

Pemodelan perubahan tekanan pada sumur produksi dengan injeksi awal CO₂ telah divalidasi menggunakan perangkat lunak PIPESIM dengan rata-rata perbedaan galat sebesar 0,34%. Hasil pemodelan pada injeksi air di sumur produksi diperoleh dari kurva perubahan tekanan yang ditunjukkan pada Gambar 6a.



Gambar 6: Kurva Validasi Gradien Tekanan Sumur Produksi CO₂ (a) dan Air (b)

Pemodelan perubahan gradien tekanan pada sumur produksi dengan injeksi awal air menggunakan persamaan Beggs-Brill telah divalidasi menggunakan perangkat lunak PIPESIM dengan rata-rata perbedaan galat sebesar 0,08%, sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 6b.

3.4. Hasil Laju Produksi Minyak, Biaya Operasi, dan Profit

Additional recovery merupakan penambahan jumlah minyak yang diproduksi setelah dilakukan injeksi *water alternating gas* (WAG). Nilai *additional recovery* diperoleh dengan membandingkan nilai viskositas minyak terhadap air dan CO₂ serta jumlah minyak yang terdapat dalam reservoir (*original oil in place*).

Rasio mobilitas antara minyak dan CO₂ pada kondisi input tekanan 1071 psi, temperatur injeksi 31°C, dan laju alir massa 0,3 kg/s adalah sebesar 20,26. Sementara itu, rasio mobilitas antara air dan minyak pada kondisi input yang sama adalah sebesar 0,30.

Nilai *additional recovery* untuk injeksi CO₂ adalah 594,34 dan untuk injeksi air adalah 426,37. Dengan kondisi injeksi tersebut diperoleh laju produksi minyak sebesar 249,89 barel per hari untuk injeksi CO₂ dan 117,22 barel minyak per hari untuk injeksi air.

Pendapatan dari penjualan minyak per hari dihitung menggunakan harga referensi minyak mentah jenis WTI periode April 2018 sebesar 67,58 USD/barel. Dengan demikian, nilai pendapatan untuk injeksi CO₂ adalah 16.887,84 USD/hari dan pendapatan hasil penjualan minyak dari injeksi air adalah 7.922,04 USD/hari.

Volume fluida injeksi yang dibawa ke jalur produksi baik untuk CO₂ maupun air diasumsikan sama dengan volume fluida saat diinjeksikan ke sumur injeksi. Volume CO₂ untuk kondisi input adalah 47,98 m³/hari, sedangkan volume air adalah 25,98 m³/hari.

Biaya pembelian CO₂ adalah 290,90 USD/ton. Biaya pembelian air adalah 155,87 USD/ton. Biaya pemisahan CO₂ adalah 19,14 USD/lb. Biaya operasi kompresor untuk CO₂ adalah 9,27 USD/hari dan biaya operasi pompa untuk air adalah 5,27 USD/hari.

Perhitungan nilai profit pada kondisi operasi standar *water alternating gas flood* ditunjukkan pada Tabel 4.

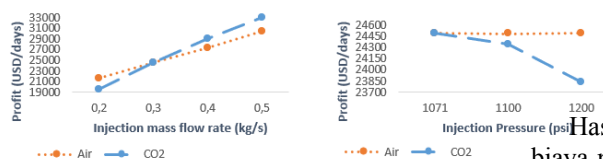
Tabel 4: Perhitungan Keuntungan Bersih (*net profit*) pada Water Alternating Gas Flood

3.5. Analisis Sensitivitas

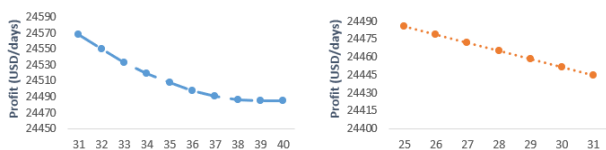
Analisis sensitivitas dilakukan untuk mengetahui pengaruh perubahan salah satu variabel yang dioptimasi (laju alir massa, tekanan injeksi, dan temperatur injeksi) terhadap nilai fungsi objektif, yaitu profit.

Gambar 7 menunjukkan kurva analisis sensitivitas perubahan laju alir massa dengan tekanan dan temperatur injeksi yang tetap terhadap nilai profit. Peningkatan laju alir massa injeksi CO₂ memberikan peningkatan profit yang signifikan dan bersifat linier. Sebaliknya, peningkatan laju alir massa injeksi air menyebabkan penurunan nilai profit.

penurunan profit yang terjadi lebih signifikan seiring meningkatnya temperatur injeksi.



Gambar 7: Analisis Sensitivitas Laju Alir Massa Injeksi (a) dan Tekanan Injeksi (b)



Gambar 8: Analisis Sensitivitas Temperatur Injeksi CO₂ (a) dan Air (b)

3.6. Optimasi Menggunakan Genetic Algorithm dan Particle Swarm Optimization

Fungsi objektif pada optimasi adalah profit, yaitu pendapatan bersih dari penjualan minyak mentah yang telah dikurangi biaya pembelian CO₂, biaya pembelian air, biaya pemisahan CO₂, dan biaya operasi pompa. Variabel yang dioptimasi berjumlah tiga, yaitu laju alir massa, tekanan injeksi fluida, dan temperatur injeksi. Algoritma stokastik yang digunakan adalah Genetic Algorithm (GA) dan Particle Swarm Optimization (PSO) untuk mengoptimalkan fungsi objektif. Berdasarkan hasil optimasi, diperoleh hasil terbaik dari masing-masing teknik optimasi sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 5.

Tabel 5: Parameter Optimum pada EOR Water Alternating Gas setelah Optimasi

Kurva berikutnya menunjukkan analisis sensitivitas perubahan tekanan injeksi dengan laju alir massa dan temperatur injeksi yang tetap terhadap nilai profit.

Perubahan tekanan injeksi CO₂ menyebabkan penurunan profit. Sebaliknya, perubahan tekanan injeksi air meningkatkan nilai profit, meskipun peningkatannya tidak signifikan hingga tekanan maksimum 1200 psi seperti ditunjukkan pada Gambar 8a.

Perubahan temperatur injeksi CO₂ menyebabkan penurunan profit. Untuk perubahan temperatur injeksi air,

Hasil perhitungan pendapatan, biaya pembelian CO₂, biaya pembelian air, biaya pemisahan CO₂, biaya operasi pompa, dan keuntungan bersih pada masing-masing teknik optimasi berdasarkan variabel optimum dapat dilihat pada Tabel 6 dan Tabel 7.

Tabel 6: Keuntungan Bersih setelah Optimasi menggunakan Genetic Algorithm

Parameter	Nilai	Satuan
Revenue	39.370,6191	USD/hari
Cost of CO ₂	484,8328	USD/hari
Cost of water	0,1178	USD/hari
Recycling cost of CO ₂	31,9053	USD/hari
Pumping cost	22,8863	USD/hari
Net profit	38.830,8768	USD/hari

Tabel 7. Keuntungan Bersih setelah Optimasi menggunakan Particle Swarm Optimization

Hasil variabel optimum kemudian dibandingkan dengan hasil sebelum optimasi untuk mengetahui teknik optimasi yang memberikan hasil paling optimum terhadap nilai fungsi objektif. Nilai keuntungan bersih

(*net profit*) dari operasi EOR WAG ditunjukkan pada Tabel 8.

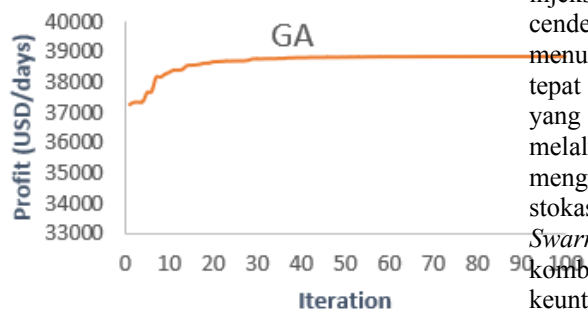
Tabel 8. Hasil Keuntungan Bersih pada Operasi Injeksi WAG

Optimasi	Nilai	Satuan	Peningkatan (%)
Sebelum optimasi	24.485,2284	USD/hari	0
Optimasi menggunakan GA	38.830,8768	USD/hari	58,5889
Optimasi menggunakan PSO	38.830,8804	USD/hari	58,5890

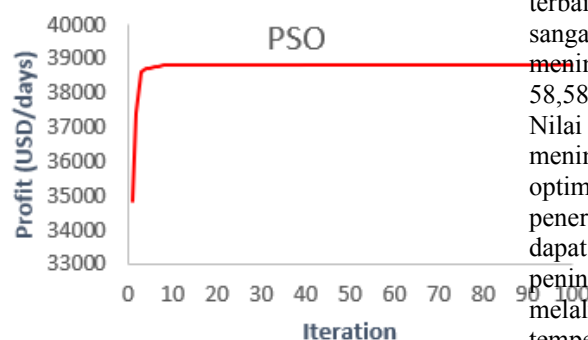
Berdasarkan hasil teknik optimasi yang telah dilakukan, diperoleh hasil yang tidak jauh berbeda antara optimasi menggunakan GA dan PSO. Perbedaan peningkatan profit antara GA dan PSO adalah sebesar $10^{-50}\%$.

Hasil terbaik proses optimasi PSO menghasilkan nilai keuntungan bersih sebesar 38.830,8768 USD/hari atau peningkatan profit sebesar 58,5890% dibandingkan kondisi sebelum optimasi.

Plot individu dengan nilai *fitness* terbaik pada setiap generasi untuk optimasi GA dan PSO pada model *water alternating gas flood* ditunjukkan pada Gambar 9 dan Gambar 10.



Gambar 9: Plot Generasi terbaik pada Genetic Algorithm (GA)



Gambar 10: Plot Global terbaik pada Particle Swarm Optimization (PSO)

4.0 KESIMPULAN

EOR *Water Alternating Gas* (WAG) dapat dimodelkan dengan baik dengan membaginya menjadi

tiga bagian utama, yaitu sumur injeksi, reservoir, dan sumur produksi. Pemodelan penurunan tekanan pada sumur injeksi dilakukan untuk dua jenis fluida, yaitu gas CO₂ dan air, yang diinjeksikan secara bergantian (*alternating method*) dengan asumsi waktu injeksi yang sama. Hasil pemodelan perubahan tekanan untuk injeksi CO₂ menggunakan persamaan Beggs-Brill menunjukkan rata-rata galat sebesar 0,40% setelah divalidasi menggunakan perangkat lunak simulasi PIPESIM. Sementara itu, pemodelan perubahan tekanan untuk injeksi air menggunakan persamaan Fanning menghasilkan rata-rata galat sebesar 0,25%. Pada bagian reservoir, pemodelan menggunakan persamaan Darcy menunjukkan rata-rata galat sebesar 0,31% untuk injeksi CO₂ dan 0,26% untuk injeksi air setelah divalidasi menggunakan COMSOL Multiphysics. Adapun pada sumur produksi, pemodelan perubahan tekanan untuk produksi campuran CO₂ dan minyak menghasilkan rata-rata galat sebesar 0,34%, sedangkan untuk produksi campuran air dan minyak menghasilkan rata-rata galat sebesar 0,08%. Nilai galat yang relatif kecil pada seluruh tahapan menunjukkan bahwa model yang dikembangkan memiliki tingkat akurasi yang baik dalam merepresentasikan operasi WAG EOR.

Berdasarkan hasil analisis sensitivitas, peningkatan laju alir massa (*mass flow rate*) baik pada injeksi CO₂ maupun air memberikan pengaruh positif terhadap peningkatan nilai profit. Sebaliknya, peningkatan tekanan injeksi dan temperatur injeksi pada kedua fluida cenderung menyebabkan penurunan profit. Hasil ini menunjukkan bahwa pemilihan kondisi operasi yang tepat sangat penting untuk memperoleh kinerja ekonomi yang optimal. Oleh karena itu, produksi minyak mentah melalui metode WAG EOR dapat dioptimalkan menggunakan teknik optimasi berbasis algoritma stokastik, seperti *Genetic Algorithm* (GA) dan *Particle Swarm Optimization* (PSO), untuk menentukan kombinasi variabel operasi yang memberikan keuntungan maksimum.

Hasil optimasi menggunakan kedua metode tersebut menunjukkan bahwa teknik PSO memberikan hasil terbaik dibandingkan GA, meskipun perbedaannya sangat kecil. Optimasi dengan PSO mampu meningkatkan keuntungan bersih (*net profit*) sebesar 58,5890% dibandingkan kondisi awal sebelum optimasi. Nilai profit yang semula sebesar 24.485,2284 USD/hari meningkat menjadi 38.830,8804 USD/hari setelah proses optimasi. Peningkatan ini menunjukkan bahwa penerapan algoritma optimasi pada operasi WAG EOR dapat memberikan dampak yang signifikan terhadap peningkatan kinerja ekonomi lapangan minyak, terutama melalui pengaturan laju alir massa, tekanan injeksi, dan temperatur injeksi yang optimal

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Sutyanto, David. 2016. Bisnis komoditas minyak bumi dan investasi. Indonesia Investments.

- [2] Archer, J.S., & Wall, C.G. (1986). Petroleum engineering: principles and practice. London: Graham and Trotman Ltd.
- [3] Oluwatosin John, Fabusuyi. (2015). Optimization of a water alternating gas injection. Tecnico Lisboa.
- [4] Speight, J.G. (2009). Enhanced recovery methods for heavy oil and tar sands. Houston: Gulf Pub. Co.
- [5] Latil, M. (1980). Enhanced oil recovery. Paris: Editions Technip.
- [6] Mandadige S.A.P., Ranjith P.G., T.D. Rathnaweera, A.S. Ranathunga, Andrew Koay, Xavier Choi, "A review of CO₂- Enhanced Oil Recovery with a Simulated Sensitivity Analysis," 2016.
- [7] L.W. Lake, Enhanced Oil Recovery, New Jersey: Prentice-Hall, Inc, 1989.
- [8] A. Goeritno, "Kemungkinan Pengenaan Pajak Terhadap Emisi CO₂ Industri".
- [9] S. Aprilia Dwi Handayani, "Kendali Optimal Pada Penurunan Emisi CO₂ dan Efek Rumah Kaca Di Indonesia Menggunakan Metode Langsung dan Tidak Langsung," 2011.
- [10] Isa Abdillah, Arfiq. 2017. Optimasi peningkatan produksi minyak pada CO₂ flooding enhanced oil recovery. Teknik Fisika ITS.
- [11] Kishore Maheshwari, Yugal. 2011. A comparative simulation study of chemical EOR methodologies. Norwegian University of Science and Technology.
- [12] Nabilou, Arzhang. 2016. Best method for Enhanced Oil Recovery from Sarvak Reservoir and Analyse Sensitive Parameters. Tecnico Lisboa.
- [13] S. Jong, N.M. Nguyen and C.M. Eberle. 2016. "Low Tension Gas Flooding as a Novel EOR Method: An Experimental and Theoretical Investigation," Society of Petroleum Engineering.
- [14] I. Fukai and S. Mishra, "Economic analysis of CO₂-Enhanced Oil Recovery," Greenhouse Green Control, vol. 52, pp. 357–377, 2016.
- [15] S. Afzali and N. Rezaei, "A comprehensive review on Enhanced Oil Recovery by Water Alternating Gas Injection," Fuel, vol. 227, pp. 218–246, 2018.
- [16] T. Lu and Z. Li, "Enhanced heavy oil recovery after solution drive by water flooding," Petroleum Science and Engineering, vol. 137, pp. 113–124, 2016.
- [17] M.M. Salehi and M.A. Safarzadeh, "Comparison of oil removal in surfactant alternating gas with water alternating gas, water flooding and gas flooding in secondary oil recovery process," Petroleum Science and Engineering, vol. 120, pp. 86–93, 2014.
- [18] S. Andriyanto, "Optimasi Produksi Crude Oil, Energi, Dan Air Limbah Pada Steam Flood Enhanced Oil Recovery Menggunakan Genetic Algorithm," Surabaya, 2016.
- [19] Hasinur Rahman, Ahmad, "Optimisasi Kondisi Operasi Pada Alkaline Surfactant Polymer (ASP) Enhanced Oil Recovery Menggunakan Stochastic Algorithms," Surabaya, 2017.