

OPTIMASI MULTIOBJEKTIF PENJADWALAN PRODUKSI DAN INJEKSI AIR/GAS PADA SUMUR MINYAK : STUDI KASUS RESERVOIR LAPANGAN X DENGAN ALGORITMA GENETIKA HIBRIDA

Naufal Alrasyid Firdaus¹, Afkar Izdihar^{1*}, Muhammad Andhika Bagus Pamoeji¹, Asepta Surya Wardhana¹

¹Teknik Instrumentasi Kilang, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Cepu, Blora, 58311

*E-mail: afkarizdihar30@gmail.com

ABSTRAK

Penelitian ini menerapkan *Hybrid Genetic Algorithm* (HGA) yang menggabungkan NSGA-II dan SQP untuk mengoptimalkan NPV, COP, dan *Water Cut* pada lima skenario *reservoir base case*, *high pressure*, *mature field*, *heavy oil*, dan *gas cap*, menggunakan model proxy analitik yang efisien. HGA menghasilkan 93–200 solusi Pareto dalam 11.57–88.90 detik, dengan *base case* memberi NPV tertinggi, *high pressure* menunjukkan *water cut* tinggi dan NPV negatif, *mature field* membuktikan skalabilitas algoritma, *heavy oil* memiliki konvergensi paling stabil, dan *gas cap* tidak menghasilkan solusi *feasible* tanpa upgrade fasilitas. Analisis konvergensi menunjukkan *local search* efektif menjaga kualitas dan keberagaman solusi, meski model masih memiliki keterbatasan seperti penyederhanaan fisika reservoir, tidak adanya *geomechanical constraints*, dan belum mempertimbangkan *uncertainty*. Penelitian lanjutan disarankan mengintegrasikan *simulator high-fidelity*, *uncertainty analysis*, dan *realtime optimization* untuk meningkatkan realisme dan penerapannya pada skala lapangan.

Kata kunci: *Enhanced Oil Recovery, Hybrid Genetic Algorithm (HGA), Model Proxy, NPV, NSGA-II, Optimasi Multi-Objektif, Pareto Front, Penjadwalan Sumur, Sequential Quadratic Programming (SQP)*

1. PENDAHULUAN

Manajemen aset *reservoir* minyak dan gas adalah proses strategis yang kompleks, melibatkan penentuan kebijakan operasi sumur yang optimal secara ekonomi dan berkelanjutan. Keputusan kunci adalah penetapan tekanan dasar sumur produksi (P_{wf}) dan laju injeksi (Q_{inj}) sepanjang *horizon* waktu tertentu. Tujuannya adalah mencari kebijakan operasi yang optimal secara ekonomi dan berkelanjutan secara operasional [1][2]. Optimalisasi jangka pendek berfokus pada peningkatan nilai ekonomi perolehan minyak dengan menyesuaikan laju alir dan tekanan dasar sumur melalui manajemen yang cermat [1][3].

Permasalahan ini bersifat Optimasi *Multi-Objektif* (MOO), di mana tujuan-tujuan yang saling bertentangan harus diseimbangkan. Tujuan utama seperti memaksimalkan *Nilai Sekarang Bersih* (NPV) dan *Produksi Kumulatif Minyak* (COP) seringkali harus dikompromikan dengan tujuan operasional, seperti meminimalkan *Water Cut* (WC) dan mematuhi batasan lapangan [4]. Sifat dasar masalah penjadwalan sumur yang tidak linier, tidak cembung, dan berdimensi tinggi membuat metode optimasi berbasis *gradien tradisional* tidak efektif karena cenderung terjebak dalam optima lokal [5][6]. Oleh karena itu, diperlukan pendekatan optimasi yang cangih untuk mengalokasikan sumber daya secara efisien dan memitigasi risiko [4].

Algoritma metaheuristik telah menjadi alat utama dalam eksplorasi ruang keputusan [5]. Khususnya, NSGA-II (*Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II*) diakui efisien dalam

menghasilkan *Pareto Front* sekumpulan solusi tidak dominan yang jelas menunjukkan *trade-off* antara tujuan yang saling bertentangan [7]. NSGA-II memanfaatkan prinsip elitismenya dan teknik penyortiran non-dominasi untuk secara efektif menjelajahi berbagai tujuan yang ada dan memprioritaskan solusi dengan keseimbangan optimal [7][8].

Meskipun metaheuristik unggul dalam eksplorasi global, mereka sering kurang efisien dalam mencari solusi optimal secara lokal. Untuk menjembatani kesenjangan ini, dikembangkan kerangka *Hybrid Genetic Algorithm* (HGA). HGA mengintegrasikan Pencarian Lokal (*Local Search*), seperti *Sequential Quadratic Programming* (SQP), ke dalam siklus genetik. Pendekatan hibrida ini terbukti secara signifikan meningkatkan laju konvergensi dan kualitas ketepatan solusi optimal yang ditemukan untuk masalah penjadwalan dinamis.

Kendala terbesar yang dihadapi MOO dalam *rekayasa reservoir* adalah biaya komputasi dari fungsi evaluasi. Menggunakan *simulator reservoir* numerik *high-fidelity* untuk mengevaluasi puluhan ribu individu dalam proses evolusioner dapat memakan waktu yang tidak praktis. Untuk membuat proses optimasi dinamis dapat dieksekusi, riset modern beralih ke *Model Proxy* (*Surrogate Model*). Model ini bertindak sebagai pengganti simulator yang cepat untuk memprediksi kinerja *reservoir*. *Model proxy* dapat berbasis *Machine Learning* (*Data-Driven*) atau, seperti model yang diusulkan, model analitik yang disederhanakan (*Physics-Aware*). Model analitik menawarkan kecepatan eksekusi yang diperlukan oleh HGA sambil tetap mempertahankan transparansi dan korelasi dasar fisika *reservoir* untuk memvalidasi batasan operasional. Model analitik yang diusulkan dipilih karena menawarkan kecepatan eksekusi yang diperlukan oleh HGA, *transparansi formula*, dan mempertahankan korelasi dasar fisika *reservoir* (seperti hubungan antara tekanan, laju injeksi, dan produksi) yang penting untuk memvalidasi batasan operasional, sambil menghindari kompleksitas dan kebutuhan data yang tinggi dari model berbasis data.

Berdasarkan latar belakang dan kesenjangan yang ada, studi ini bertujuan mengatasi tantangan optimasi manajemen *reservoir* melalui tiga fokus utama. Pertama, mengimplementasikan *Hybrid Genetic Algorithm* (HGA) berbasis NSGA-II dan SQP untuk menyelesaikan masalah *multi-objektif* penjadwalan sumur. Kedua, memanfaatkan model *proxy* analitik dinamis sebagai pengganti simulator berfidelitas tinggi untuk mengevaluasi *trade-off* antara NPV, COP, dan *Water Cut* secara efisien. Ketiga, menghasilkan *Pareto Front* serta jadwal operasi sumur optimal yang disajikan secara intuitif melalui antarmuka GUI guna mendukung pengambilan keputusan operasional.

2. METODE

Metode optimasi yang diterapkan dalam studi ini adalah *Hybrid Genetic Algorithm* (HGA) yang dirancang untuk mengatasi sifat non-linier, non-cembung, dan berdimensi tinggi dari masalah optimasi multiobjektif (MOO) penjadwalan sumur seperti tampak pada Gambar 3. Metode ini merupakan kombinasi dari algoritma genetika dan optimasi lokal, yang menggabungkan kemampuan eksplorasi global GA dengan kemampuan eksploitasi lokal dari metode pencarian lokal untuk mempercepat konvergensi menuju solusi optimal [9]. Kerangka HGA ini mengintegrasikan kekuatan eksplorasi global dari NSGA-II (*Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II*) dengan kemampuan eksploitasi lokal dari algoritma *Sequential Quadratic Programming* (SQP). Hal ini bertujuan untuk mengoptimalkan kinerja sistem *gas lift* dengan menganalisis karakteristik fluida dan parameter sumur, serta memberikan rekomendasi operasional yang praktis.



Gambar 1. Diagram Alur Penelitian

Tujuan dari optimasi ini adalah menemukan kebijakan operasi sumur yang optimal yaitu, nilai laju injeksi gas ($Q_{g,inj}$), laju injeksi air ($Q_{w,inj}$), dan tekanan dasar sumur produksi (P_{wf}) sepanjang *horizon* waktu yang telah ditentukan, dengan mempertimbangkan tiga fungsi objektif yang saling bertentangan:

1. Maksimalisasi *Net Present Value* (NPV): Nilai ekonomi total dari operasi, dengan mempertimbangkan pendapatan minyak, biaya disposisi air, biaya injeksi gas, dan faktor diskon.

$$\text{Maksimalkan NPV} = \sum_{t=1}^T \frac{(Q_{o,prod,t} \cdot \text{OP}) - (Q_{w,prod,t} \cdot \text{WDC}) - (Q_{g,inj,t} \cdot \text{GIC})}{(1+\text{DR})^{t/T_PERIODS}} \quad (1)$$

Maksimalisasi *Cumulative Oil Production* (COP): Jumlah total minyak yang diproduksi selama *horizon* waktu.

$$\text{Maksimalkan COP} = \sum_{t=1}^T Q_{o,prod,t} \quad (2)$$

2. Minimalisasi *Water Cut* (WC): Proporsi air dalam cairan total yang diproduksi, sebagai indikator kinerja operasional yang berkelanjutan. Dalam studi ini, rata-rata dari seluruh sumur dan periode waktu digunakan.

$$\text{Minimalkan } WC = \text{Mean} \left(\frac{Q_{w, \text{prod}}}{Q_{o, \text{prod}} + Q_{w, \text{prod}}} \right) \quad (3)$$

Optimalisasi ini mempertimbangkan parameter-parameter kunci seperti tekanan injeksi, laju alir injeksi, serta kinerja gas lift secara keseluruhan untuk mencapai produksi yang optimum [10][11].

Variabel Keputusan (*Encoding*)

Setiap individu dalam algoritma genetika (GA) diencode sebagai *vektor real-valued* yang merepresentasikan jadwal operasi sumur.

- a. Vektor Individu (Individu) : $x = [x_{1,1}, \dots, x_{N,T}]$
- b. Ukuran Individu : $\text{IND_SIZE} = N_{\text{Wells}} \times N_{\text{Var_per_Well}} \times T_{\text{Periods}}$
- c. $N_{\text{Var_per_Well}} = 3$, terdiri dari :
 1. Laju injeksi gas ($Q_{g, \text{inj}}$)
 2. Laju injeksi air ($Q_{w, \text{inj}}$)
 3. Tekanan dasar sumur produksi (P_{wf})

Setiap variabel keputusan ini memiliki batasan-batasan teknis dan operasional yang harus dipatuhi untuk menjaga integritas sumur dan fasilitas produksi, yang secara implisit memengaruhi efisiensi sistem gas lift dan optimalisasi produksi. Penentuan laju injeksi gas yang optimal sangat krusial, karena laju yang berlebihan dapat meningkatkan GOR dan *water cut*, sementara laju yang kurang optimal akan mengurangi efisiensi pengangkatan fluida dan pada akhirnya menurunkan produksi minyak. Oleh karena itu, optimasi laju injeksi gas memerlukan keseimbangan cermat antara peningkatan produksi dan pengelolaan biaya operasional, sebuah tantangan yang diatasi oleh kerangka HGA dengan mengeksplorasi ruang solusi yang kompleks [12][1], [2], [13].

Batasan (*Constraints*)

Batasan mencakup batas bawah dan atas variabel keputusan serta batasan total lapangan:

- a. $\text{BOUND_LOW} \leq Q_{g, \text{inj}}, Q_{w, \text{inj}}, P_{wf} \leq \text{BOUND_UP}$
- b. Batasan Laju Injeksi Gas Lapangan Maksimum (MAX_FIELD_GAS_INJ)
- c. Batasan Laju Total Cairan Lapangan Maksimum (MAX_FIELD_LIQUID)

Model Proxy Analitik

Untuk memitigasi biaya komputasi yang tinggi dari simulator *reservoir* berfideltas, digunakan *Model Proxy Analitik* yang efisien dan disederhanakan untuk memprediksi kinerja *reservoir*. Model ini bertindak sebagai fungsi evaluasi dalam siklus GA (terimplementasi dalam fungsi *calculate_production*) :

- a. Laju Produksi Minyak ($Q_{o, \text{prod}}$): Diprediksi sebagai fungsi non-linier dari tekanan dasar sumur produksi (P_{wf}) dan laju injeksi ($Q_{g, \text{inj}}, Q_{w, \text{inj}}$).

$$Q_{o, \text{prod}} = (\text{BOUND_UP} - P_{wf}) + (0.5 \cdot Q_{g, \text{inj}}) + (0.2 \cdot Q_{w, \text{inj}}) \quad (4)$$

- b. Laju Produksi Air ($Q_{w, \text{prod}}$): Diprediksi sebagai fungsi dari laju injeksi air ($Q_{w, \text{inj}}$) dan faktor penurunan yang bergantung pada waktu (t).

$$Q_{w,prod} = 1.0 + (0.5 \cdot Q_{w,inj}) + (0.05 \cdot t) \quad (5)$$

Model ini secara khusus dirancang untuk menangkap dinamika respons *reservoir* terhadap intervensi injeksi dan produksi, termasuk dampak tekanan injeksi dan laju alir injeksi terhadap kinerja gas lift[2], [8].

Implementasi Hybrid Genetic Algorithm (HGA)

Studi ini menggunakan kerangka DEAP (*Distributed Evolutionary Algorithms in Python*) untuk mengimplementasikan NSGA-II dan integrasi hibrida.

Siklus NSGA-II (Eksplorasi Global)

Algoritma NSGA-II bertanggung jawab untuk eksplorasi global ruang pencarian dan menjaga keragaman solusi *Pareto Front*.

Inisialisasi Populasi: Populasi awal (ukuran P_{size}) diinisialisasi secara acak dalam batas BOUND_LOW dan BOUND_UP.

Operator Genetika:

- Seleksi: NSGA-II menggunakan operator seleksi berbasis dominasi dan *crowding distance* untuk memilih individu.
- Crossover: Digunakan Simulated Binary Bounded.
- Mutasi: Digunakan *Polynomial Bounded*.

Hibridisasi dengan Pencarian Lokal (Eksplorasi)

HGA mengintegrasikan Pencarian Lokal (*Local Search*) menggunakan *Sequential Quadratic Programming* (SQP) untuk meningkatkan laju konvergensi dan ketepatan solusi optimal secara lokal.

- Strategi *Hibridisasi*: Pada setiap generasi, sejumlah kecil kandidat terbaik (berdasarkan pelanggaran batasan terendah) dipilih dari populasi *offspring* baru untuk disempurnakan (*refine*).
- Fungsi Perbaikan (*Refine*): Fungsi (*refine_solution*) menggunakan (*scipy.optimize.minimize*) dengan metode SLSQP (*Sequential Least Squares Programming*) untuk secara lokal meminimalkan fungsi objektif berbobot (sebagai *proxy* untuk solusi multiobjektif), sambil mematuhi batasan variabel.

$$\text{Objektif Berbobot} = -1 \cdot \text{NPV} - 10 \cdot \text{COP} + 100 \cdot \text{WC} + 100000 \cdot G^2 \quad (6)$$

Dengan G adalah total pelanggaran batasan (*constraint violation*).

Analisis Hasil

Setelah siklus evolusioner selesai, kumpulan solusi non-dominan (*Pareto Front*) dikumpulkan. Solusi terbaik dipilih dari *Pareto Front* yang Valid (melanggar batasan $\leq 10^{-6}$.) dengan kriteria NPV Maksimum. Solusi ini kemudian didekode menjadi *DataFrame* untuk menampilkan Jadwal Rekomendasi (Aksi Sumur) yang intuitif. Pendekatan ini memungkinkan identifikasi kebijakan operasi sumur yang paling menguntungkan secara ekonomi sambil tetap memastikan kelayakan teknis dan pencapaian tujuan produksi yang berkelanjutan [12], [14].

Proses optimasi *multi-objektif* dalam studi ini dilakukan menggunakan *Hybrid Genetic Algorithm* (HGA), yang menggabungkan eksplorasi global NSGA-II dan penyempurnaan lokal melalui SQP. Populasi awal dibentuk secara acak dan setiap individu dievaluasi menggunakan model *proxy* analitik untuk mempercepat perhitungan. NSGA-II kemudian melakukan seleksi,

crossover, dan mutasi untuk menghasilkan solusi baru, sebelum sebagian solusi terbaik disempurnakan kembali oleh SQP guna meningkatkan akurasi dan konvergensi. Siklus ini berlangsung hingga mencapai generasi maksimum dan menghasilkan Pareto Front berisi solusi *non-dominan*, dari mana solusi terbaik berdasarkan NPV dan kepatuhan batasan teknis diterjemahkan menjadi jadwal operasi sumur optimal melalui antarmuka GUI.

3. PEMBAHASAN

Parameter *reservoir* diuji menggunakan *Hybrid Genetic Algorithm* (HGA) untuk mengoptimalkan penjadwalan produksi serta injeksi air/gas pada lima skenario berbeda: *base case*, *high pressure*, *mature field*, *heavy oil*, dan *gas cap*. *Base case* merepresentasikan kondisi umum *reservoir* batu pasir dengan tekanan awal 3500 psi, PI 2,5, dan decline rate 0,015. Sementara itu, skenario *high pressure* memiliki tekanan awal 5000 psi, PI 3,5, dan decline rate lebih rendah (0,01), menggambarkan *reservoir* yang lebih muda dan produktif namun memerlukan pengaturan injeksi yang lebih hati-hati untuk menghindari tekanan berlebih.

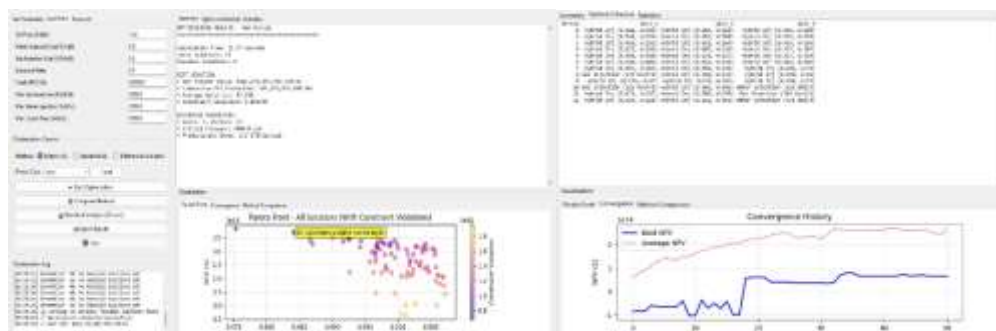
```
cases = {
  "base": {
    "n_wells": 3,
    "t_periods": 12,
    "pres_initial": 3500.0,
    "pi_base": 2.5,
    "decline_rate": 0.015,
    "description": "Base case - Typical North Sea sandstone reservoir"
  },
  "high_pressure": {
    "n_wells": 3,
    "t_periods": 12,
    "pres_initial": 5000.0,
    "pi_base": 3.5,
    "decline_rate": 0.01,
    "description": "High pressure reservoir - Better productivity"
  },
  "mature_field": {
    "n_wells": 5,
    "t_periods": 24,
    "pres_initial": 2000.0,
    "pi_base": 1.5,
    "decline_rate": 0.025,
    "description": "Mature field - Higher decline, lower pressure"
  },
  "heavy_oil": {
    "n_wells": 4,
    "t_periods": 18,
    "pres_initial": 2500.0,
    "pi_base": 1.0,
    "decline_rate": 0.02,
    "description": "Heavy oil reservoir - Lower mobility"
  },
  "gas_cap": {
    "n_wells": 3,
    "t_periods": 12,
    "pres_initial": 4000.0,
    "pi_base": 2.0,
    "decline_rate": 0.018,
    "description": "Reservoir with gas cap - Complex fluid dynamics"
  }
}
```

Gambar 2. Preset case jenis reservoir

Skenario Base

Optimasi menggunakan *Hybrid Genetic Algorithm* (HGA) pada kasus *base reservoir* dengan 3 sumur selama 12 periode menghasilkan 93 solusi dalam waktu komputasi 11.57 detik. Solusi terbaik menunjukkan *Net Present Value* (NPV) sebesar \$382,155,957,797,720.94 dengan produksi kumulatif minyak mencapai 241,282,071,890 bbl dan *average water cut* 47.53%. Nilai NPV yang sangat tinggi ini mengindikasikan potensi ekonomi yang signifikan dari strategi injeksi dan produksi yang dioptimalkan, dimana kombinasi injeksi gas dan air

mampu memaksimalkan *Enhanced Oil Recovery* (EOR). *Water cut* sebesar 47.53% berada dalam rentang yang dapat diterima untuk lapangan *mature*, mencerminkan *trade-off* antara maksimisasi produksi minyak dan pengelolaan produksi air.



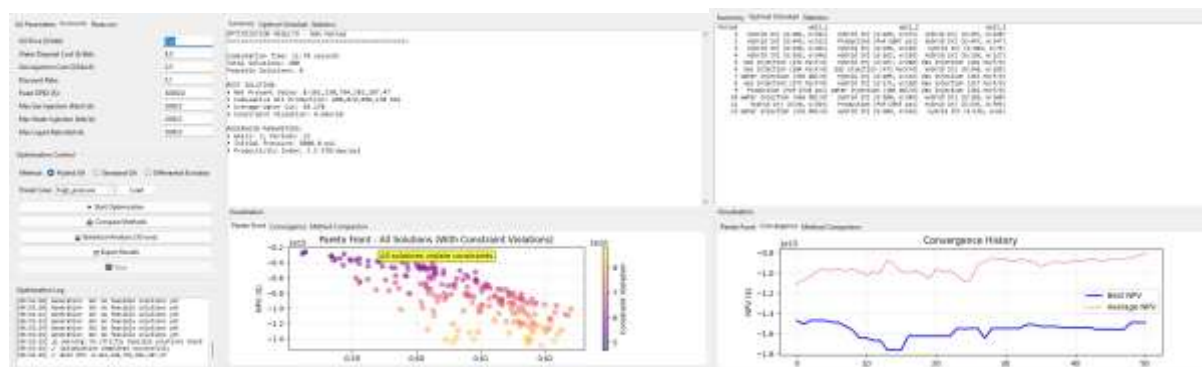
Gambar 3. Optimasi preset base

Hasil optimasi menunjukkan bahwa seluruh solusi tidak *strictly feasible* dengan constraint violation terbaik sebesar 6.85×10^9 , mengindikasikan seluruh solusi dalam *Pareto Front* melanggar batasan operasional terutama pada kapasitas injeksi gas lapangan (3000 Mscf/d), injeksi air (2000 bbl/d), dan penanganan *liquid* (5000 bbl/d). *Pareto Front* pada Gambar 3 menampilkan konsentrasi solusi pada *water cut* 0.475-0.505 dengan NPV dalam rentang 1.5×10^{14} hingga 3.5×10^{14} , menunjukkan *trade-off* kompleks antara maksimisasi ekonomi dan minimisasi *water cut* dalam kondisi *constraint* yang *violated*. Kondisi ini mengindikasikan perlunya penyesuaian kapasitas fasilitas atau evaluasi ulang batasan operasional untuk mencapai potensi optimal yang dihasilkan algoritma.

Implementasi hasil optimasi memerlukan beberapa pertimbangan penting. Untuk mencapai potensi NPV maksimal, diperlukan *upgrade* kapasitas fasilitas dari *existing constraint* menjadi kompresor gas minimal 4500 Mscf/d, pompa injeksi air 3000 bbl/d, dan *separator capacity* 7500 bbl/d. Nilai NPV yang sangat tinggi perlu divalidasi melalui historical production data, material balance calculation, dan *reservoir simulation* crosscheck untuk memastikan realisme model. Implementasi dapat dilakukan secara bertahap dengan fase pertama menggunakan solusi dari generasi 20-30 yang sesuai dengan *constraint existing*, dilanjutkan fase kedua setelah *upgrade* fasilitas untuk mencapai solusi optimal penuh. HGA terbukti berhasil menghasilkan strategi penjadwalan superior dengan NPV sangat tinggi, namun memerlukan evaluasi lebih lanjut terhadap *feasibility* teknis dan ekonomis untuk implementasi di lapangan aktual.

Skenario High Pressure

Optimasi pada kasus *high pressure reservoir* dengan tekanan awal 5000 psi dan produktivitas index 3.5 STB/day/psi menghasilkan 200 solusi dalam waktu komputasi 11.70 detik. Solusi terbaik menunjukkan NPV negatif sebesar \$-261,130,794,381,187.47 dengan produksi kumulatif minyak 490,879,058,138 bbl dan *average water cut* 58.27%. NPV negatif yang signifikan ini mengindikasikan bahwa biaya operasional dan injeksi melebihi *revenue* dari penjualan minyak, kemungkinan disebabkan oleh kombinasi *high water cut*, biaya disposal air yang tinggi (\$8/bbl), dan *fixed OPEX* yang substansial (\$50,000 per periode). Meskipun produksi kumulatif minyak lebih tinggi dibanding kasus base (490 vs 241 miliar bbl), *water cut* yang mencapai 58.27% mengakibatkan biaya penanganan air yang sangat besar sehingga menurunkan nilai ekonomi proyek. Hasil HGA *preset case high pressure* dapat dilihat pada Gambar 4.



Gambar 4. Hasil HGA preset case high pressure

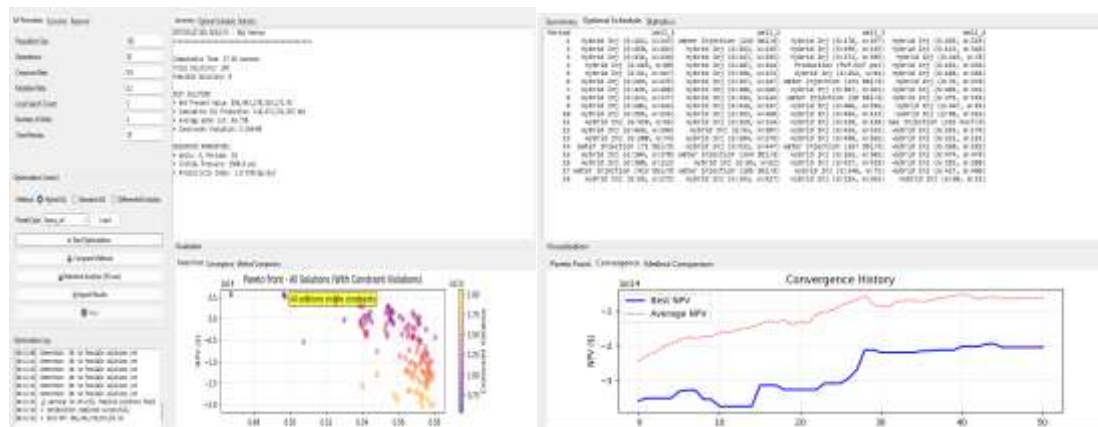
Hasil optimasi menunjukkan tidak ada solusi yang *strictly feasible* dengan *constraint violation* sebesar $4.69\text{e}+10$, yang lebih tinggi dibanding kasus base ($6.85\text{e}+09$). *Pareto Front* pada Gambar 4. menampilkan distribusi solusi dengan *water cut* dalam rentang 0.59-0.62 dan NPV negatif antara $-\$0.2 \times 10^{15}$ hingga $-\$1.4 \times 10^{15}$. *Colormap* menunjukkan *gradient constraint violation* yang tinggi (warna ungu-kuning), mengindikasikan bahwa *reservoir* bertekanan tinggi dengan produktivitas superior justru menghasilkan laju produksi dan injeksi yang jauh melebihi kapasitas fasilitas *existing*. Tekanan awal 5000 psi dan PI 3.5 STB/day/psi menghasilkan *potential production rate* yang sangat tinggi, namun terbatas oleh *constraint* lapangan pada *gas injection* (3000 Mscf/d), *water injection* (2000 bbl/d), dan *liquid handling* (5000 bbl/d). Kondisi ini menunjukkan bahwa potensi *reservoir* tidak dapat dimanfaatkan optimal dengan infrastruktur saat ini.

Implikasi hasil ini menunjukkan bahwa *reservoir* high pressure memerlukan pendekatan berbeda dalam optimasi ekonomi. *Water cut* tinggi (58.27%) menjadi faktor dominan yang menurunkan ekonomi proyek, mengindikasikan perlunya teknologi *water control* seperti *down-hole water separation* atau *selective completion* untuk mengurangi produksi air. Peningkatan *oil price* dari \$75/bbl *current* atau pengurangan *water disposal cost* dari \$8/bbl menjadi *critical* untuk mencapai ekonomi positif. Alternatif lain adalah *re-evaluation* terhadap *decline rate* (0.01) dan *injection efficiency parameters* yang mungkin terlalu konservatif untuk karakteristik *reservoir* bertekanan tinggi. *Constraint violation* yang sangat tinggi ($4.69\text{e}+10$) mengindikasikan kebutuhan *substantial facility upgrade* atau *implementasi phased development* dengan *selective well completion* untuk mengelola *high productivity potential* dalam batasan operasional yang realistis.

Skenario reservoir heavy oil

Optimasi pada kasus *heavy oil reservoir* dengan 4 sumur selama 18 periode menghasilkan 130 solusi dalam waktu komputasi 37.66 detik. Solusi terbaik menunjukkan NPV sebesar \$56,443,270,524,271.93 dengan produksi kumulatif minyak 116,473,331,915 bbl dan *average water cut* 46.73%. Karakteristik *heavy oil* dengan tekanan awal 2500 psi dan produktivitas index rendah (1.0 STB/day/psi) mencerminkan tantangan mobilitas fluida yang *inherent* pada *reservoir* jenis ini, dimana *high viscosity oil* memerlukan strategi EOR yang intensif untuk mencapai *recovery factor* yang ekonomis. NPV sebesar \$56.4 triliun berada di antara *mature field* (\$15.7 triliun) dan *base case* (\$382 triliun), mengindikasikan bahwa meskipun produktivitas per sumur lebih rendah, kombinasi 4 sumur dengan *horizon* 18 periode mampu menghasilkan nilai ekonomi yang substantial melalui optimasi strategi injeksi gas dan air yang

tepat. *Water cut* 46.73% yang moderate menunjukkan *balance* yang baik antara *displacement efficiency* dan *water production control*, critical untuk heavy oil yang cenderung memiliki *unfavorable mobility ratio*.



Gambar 6. Hasil HGA parameter heavy oil

Constraint violation sebesar $5.35e+09$ merupakan yang terendah di antara seluruh kasus yang dianalisis, mengindikasikan bahwa solusi yang dihasilkan relatif lebih mendekati *feasibility* dibanding kasus lainnya. *Pareto Front* pada Gambar 6. menampilkan distribusi yang relatif *tight* dengan *water cut* berkisar 0.48-0.58 dan NPV dari 0.5×10^{14} hingga -2×10^{14} , menunjukkan *trade-off* yang lebih terfokus dibanding *mature field case*. *Colormap* constraint violation menunjukkan *gradient* yang lebih smooth (warna ungu-kuning lebih *gradual*), mengindikasikan bahwa peningkatan NPV tidak disertai dengan peningkatan *violation* yang dramatis seperti pada *high pressure case*. Konsentrasi solusi pada region *water cut* 0.54-0.57 dengan NPV negatif -0.5×10^{14} hingga -1.5×10^{14} menunjukkan bahwa mayoritas strategi yang *feasible* menghasilkan ekonomi negatif atau marginal, *reflecting challenge* ekonomi yang significant untuk heavy oil development. Hanya solusi dengan *water cut* rendah (0.48-0.50) yang mencapai NPV positif hingga 0.5×10^{14} , mengindikasikan pentingnya *water cut control* untuk *profitability heavy oil projects*.

Implikasi teknis untuk *heavy oil development* menunjukkan bahwa *constraint violation* terendah ($5.35e+09$) mengindikasikan bahwa *heavy oil* dengan *lower productivity* secara natural lebih *compatible* dengan *existing facility constraints*, tidak memerlukan *massive upgrade* seperti *high pressure case*. Namun, ekonomi yang *challenging* (mayoritas solusi NPV negatif) mengindikasikan perlunya *cost optimization* atau *oil price premium* untuk *justify development*. *Water cut control* pada level 46-47% menjadi *critical*, dimana setiap peningkatan 5-10% *water cut* dapat *swing project* dari *profitable* ke *unprofitable* mengingat *water handling cost* yang substantial. *Computation time* 37.66 detik untuk 216 variables ($4 \text{ wells} \times 3 \text{ vars} \times 18 \text{ periods}$) menunjukkan *efficiency* yang baik, *faster per variable* dibanding *mature field case*, possibly karena *smoother convergence behavior*. Strategi *hybrid injection* yang *predominant* validates bahwa *heavy oil* memerlukan *multi-pronged EOR approach combining thermal effect* dari gas injection, *displacement efficiency* dari waterflooding, dan *pressure maintenance* dari total fluid injection untuk *achieve acceptable recovery factor* dan *economic returns*.

4. SIMPULAN

Penelitian ini berhasil mengimplementasikan *Hybrid Genetic Algorithm* (HGA) yang menggabungkan NSGA-II dan *Sequential Quadratic Programming* (SQP) untuk optimasi *multi-objektif* penjadwalan sumur minyak. Pada lima skenario *reservoir*, HGA menghasilkan *Pareto Front* yang komprehensif dengan waktu komputasi cepat, menunjukkan efisiensi dan skalabilitas. Performanya sangat dipengaruhi karakteristik *reservoir*: *base case* memberi NPV tertinggi, *high-pressure case* menunjukkan bahwa produktivitas tinggi tidak selalu berbanding lurus dengan ekonomi, *gas-cap reservoir* tidak menghasilkan solusi *feasible* tanpa upgrade fasilitas, *mature field* tetap ekonomis meski produktivitas rendah, dan *heavy oil* memperlihatkan stabilitas konvergensi terbaik. Analisis konvergensi membuktikan kontribusi *local search* yang efektif dengan diversity populasi terjaga, sementara pola penjadwalan optimal berbeda per jenis *reservoir*. Namun, model masih memiliki batasan seperti proxy analitik yang menyederhanakan fisika *reservoir*, tidak adanya *geomechanical constraints*, tingginya constraint violation, serta belum memasukkan *environmental constraints* dan *uncertainty quantification*.

Rekomendasi penelitian lanjutan mencakup integrasi dengan *reservoir* simulator *high-fidelity* untuk menangkap *multiphase flow* yang kompleks, penerapan *robust optimization* dengan *uncertainty quantification*, pengembangan *dynamic constraint handling*, hingga *multi-phase optimization* yang menggabungkan *well placement* dan *operational scheduling*. Peningkatan model dapat dilakukan dengan *physics-based proxy refinement*, *adaptive penalty functions*, strategi hybrid adaptif, hingga pemanfaatan *parallel computing* dan *multi-fidelity optimization*. Implementasi perbaikan ini akan meningkatkan kemampuan HGA dalam diaplikasikan pada manajemen *reservoir* nyata, memberikan *engineer* alat optimasi yang lebih akurat, efisien secara komputasi, dan praktis untuk lingkungan *reservoir* yang kompleks.

5. DAFTAR PUSTAKA

- [1] M. A. S. Pinto, E. Gildin, and D. J. Schiozer, "Short-Term and Long-Term Optimizations for Reservoir Management with Intelligent Wells," *SPE Lat. Am. Caribb. Pet. Eng. Conf. Proc.*, vol. 2015-Janua, 2015, doi: 10.2118/177255-ms.
- [2] D. Sulistyanto, "Optimasi Produksi Sumur-Sumur Gas Lift Di Lapangan a," *PETROJurnal Ilm. Tek. Perminyakan*, vol. 5, no. 1, Sep. 2018, doi: 10.25105/petro.v5i1.1981.
- [3] Z. Aghayev, D. Voulanas, E. Gildin, and B. Beykal, "Surrogate-Assisted Optimization of Highly Constrained Oil Recovery Processes Using Classification-Based Constraint Modeling," *Ind. Eng. Chem. Res.*, vol. 64, no. 15, pp. 7751–7766, Apr. 2025, doi: 10.1021/acs.iecr.4c03294.
- [4] C. Science, "Operational Optimization of Oil Reservoirs in the Danish North Sea," 2019.
- [5] A. Rostamian, M. V. de Sousa Miranda, A. Mirzaei-Paiaman, V. E. Botechia, and D. J. Schiozer, "Analysis of different objective functions in petroleum field development optimization," *J. Pet. Explor. Prod. Technol.*, vol. 14, no. 10, pp. 2785–2805, 2024, doi: 10.1007/s13202-024-01848-x.
- [6] M. Rajaa, *Hybrid Proxy Model for Extrapolating Cumulative Oil Production with Different Locations: Polynomial- Fast Marching Method*. 2024. doi: 10.21203/rs.3.rs-5299485/v1.
- [7] P. Jedlicka, A. D. Bird, and H. Cuntz, "Pareto optimality, economy–effectiveness trade-offs and ion channel degeneracy: improving population modelling for single neurons," *Open Biol.*, vol. 12, no. 7, p. 220073, Jul. 2022, doi: 10.1098/rsob.220073.
- [8] F. Meng *et al.*, "Multiobjective optimization of CO2 injection under geomechanical risk in high water cut oil reservoirs using artificial intelligence approaches," *Sci. Rep.*, vol. 15, no. 1, p. 25643, 2025, doi: 10.1038/s41598-025-10111-0.
- [9] A. Sori, M. Sharifi, and N. Jabari, "Robust multi-objective optimization for water flooding under

- geological uncertainty,” *Discov. Geosci.*, vol. 3, no. 1, p. 26, 2025, doi: 10.1007/s44288-025-00131-8.
- [10] Y. G. Woldesenbet, G. G. Yen, and B. G. Tessema, “Constraint handling in multiobjective evolutionary optimization,” *IEEE Trans. Evol. Comput.*, vol. 13, no. 3, pp. 514–525, 2009, doi: 10.1109/TEVC.2008.2009032.
- [11] A. Bhosekar and M. Ierapetritou, “Advances in surrogate based modeling, feasibility analysis and optimization: A review,” *Comput. Chem. Eng.*, vol. 108, Sep. 2017, doi: 10.1016/j.compchemeng.2017.09.017.
- [12] S. Afzali, N. Rezaei, and S. Zendehboudi, “A comprehensive review on Enhanced Oil Recovery by Water Alternating Gas (WAG) injection,” *Fuel*, vol. 227, pp. 218–246, Sep. 2018, doi: 10.1016/j.fuel.2018.04.015.
- [13] N. Saber Rashid and I. M. I. Zebari, “A comprehensive review of metaheuristic algorithms for combinatorial optimization problems,” *Int. J. Sci. World*, vol. 11, no. 1, pp. 83–92, 2025, doi: 10.14419/d5pxkg39.
- [14] F. Meng *et al.*, “Multiobjective optimization of CO₂ injection under geomechanical risk in high water cut oil reservoirs using artificial intelligence approaches,” *Sci. Rep.*, vol. 15, no. 1, pp. 1–22, 2025, doi: 10.1038/s41598-025-10111-0.

Daftar Simbol

NPV	= Net Present Value
OP	= Oil Price
WDC	= Water Disposition Cost
GIC	= Gas Injection Cost
DC	= Discount Rate
Q _{o,prod,t}	= Laju Produksi Minyak
Q _{w,prod,t}	= Laju Produksi Air
Q _{g,inj}	= Laju Injeksi Gas
Q _{w,inj}	= Laju Injeksi Air