



Optimisasi Ekonomi *Carbon Capture, Utilization, and Storage* (CCUS): Pendekatan Iteratif Latin *Hypercube Sampling* dalam Menentukan Laju Injeksi CO₂

Utomo Pratama Iskandar dan Junita Trivianty Musu

Balai Besar Pengujian Minyak dan Gas Bumi LEMIGAS

Jl. Ciledug Raya No.109, Cipulir, Kebayoran Lama, Jakarta Selatan, 12230, Indonesia

ABSTRAK

Optimisasi ekonomi dalam penerapan *Carbon Capture, Utilization, and Storage* (CCUS) sangat penting untuk menjamin kelayakan proyek di tengah fluktuasi harga energi dan ketidakpastian operasional. Penelitian ini mengembangkan dan menerapkan metode *Iterative Latin Hypercube Sampling* (ILHS) untuk menentukan laju injeksi CO₂ yang optimal berdasarkan kriteria *Net Present Value* (NPV). Simulasi dilakukan pada model reservoir PUNQ-S3 dengan penggabungan program optimisasi berbasis FORTRAN dan simulator komersial CMG-GEM. Tiga studi kasus dengan variasi harga minyak (\$70 dan \$30 per barel) dan *discount rate* (0% dan 10%) dianalisis untuk menilai sensitivitas terhadap NPV. Hasilnya menunjukkan bahwa ILHS mampu mencapai konvergensi yang cepat dengan kebutuhan sumber daya komputasi yang relatif rendah, serta menghasilkan laju injeksi optimal yang berbeda tergantung pada parameter ekonomi. Studi ini menegaskan pentingnya mempertimbangkan faktor ekonomi dinamis dalam penentuan strategi injeksi CO₂ dan menunjukkan bahwa ILHS merupakan metode yang robust dan efisien untuk optimisasi CCUS berskala lapangan.

ABSTRACT

Economic optimization of Carbon Capture, Utilization, and Storage (CCUS) is critical to ensuring project viability amidst energy market volatility and operational uncertainties. This study develops and applies the Iterative Latin Hypercube Sampling (ILHS) method to determine the optimal CO₂ injection rate based on Net Present Value (NPV) as the objective criterion. Simulations are conducted using the PUNQ-S3 reservoir model by integrating a FORTRAN-based optimization program with the commercial CMG-GEM simulator. Three case studies varying in oil price (\$70 and \$30 per barrel) and discount rate (0% and 10%) are analyzed to assess NPV sensitivity. Results show that ILHS achieves rapid convergence with relatively low computational demands and yields different optimal injection rates depending on economic parameters. This study highlights the importance of incorporating dynamic economic factors in CO₂ injection strategy design and demonstrates ILHS as a robust and efficient method for field-scale CCUS optimization.

Artikel Info:

Naskah Diterima:
18 Desember 2024

Diterima setelah
perbaikan:
22 Januari 2025

Disetujui terbit:
24 Januari 2025

Kata Kunci:

*carbon capture and storage
enhanced oil recovery
iterative latin hypercube
sampling
net present value
CO₂ injection rate
economic optimization*

PENDAHULUAN

Carbon Capture, Utilization, and Storage (CCUS), yang merupakan kombinasi dari CO_2 -EOR dan penyimpanan CO_2 (CCS-EOR), merupakan teknologi kunci dalam mitigasi perubahan iklim melalui pengurangan emisi gas rumah kaca dari sumber industri. *International Energy Agency* (2023) menekankan bahwa CCUS sangat penting untuk mencapai emisi net-zero, terutama di sektor yang sulit untuk didekarbonisasi seperti industri semen dan baja, sedangkan *Intergovernmental Panel on Climate Change* (2023) mengakui CCUS sebagai teknologi krusial dalam membatasi pemanasan global hingga $1,5^\circ C$. Selain alasan lingkungan, integrasi CCUS dengan peningkatan perolehan minyak (*enhanced oil recovery*) memberikan insentif ekonomi penting dengan meningkatkan perolehan hidrokarbon sekaligus menyimpan CO_2 , sehingga menciptakan mekanisme yang layak secara finansial untuk penerapan skala besar.

Kelayakan finansial proyek CCUS sangat tergantung pada optimalisasi parameter operasional untuk memaksimalkan *Net Present Value* (NPV), yang merupakan metrik paling representatif untuk evaluasi proyek (Gao et al. 2023). NPV mencakup seluruh arus kas dari perolehan minyak yang ditingkatkan serta biaya yang terkait dengan penangkapan, transportasi, dan penyimpanan CO_2 , sehingga menjadi pendorong utama dalam pengambilan keputusan investasi untuk proyek CCUS. Prinsip dasar dari CCUS melibatkan kelarutan bersama antara minyak dan CO_2 di bawah kondisi temperatur dan tekanan reservoir, di mana strategi injeksi yang optimal harus menyeimbangkan antara pendapatan dan biaya operasional untuk menjamin kelayakan proyek (Sun et al. 2023).

Di antara berbagai parameter operasional, laju injeksi merupakan faktor paling krusial yang menentukan keberhasilan finansial dari proyek CCUS. Studi simulasi terbaru menunjukkan bahwa *bottom hole pressure* (BHP) memiliki dampak minimal terhadap produksi minyak, peningkatan laju injeksi dapat meningkatkan produksi kumulatif minyak hingga 33,39% dan memperpanjang umur reservoir dari 20 menjadi 37 tahun, yang secara langsung meningkatkan NPV proyek melalui peningkatan pendapatan dalam jangka panjang (Awan & Kirmani 2025). Efisiensi perolehan minyak dan kapasitas penyimpanan CO_2 bergantung pada efisiensi penyapuan dan pendorongan (*displacement*) CO_2 yang diinjeksi, yang secara langsung mempengaruhi kinerja ekonomi proyek CCUS terintegrasi (Ajoma

et al. 2020). Pendekatan awal dalam optimisasi CCUS umumnya berfokus pada tujuan teknis, namun perkembangan terkini telah bergeser menuju kerangka kerja ekonomi yang lebih komprehensif dan mencerminkan kebutuhan proyek di dunia nyata. Kajian awal oleh Dai et al. (2016) memperkenalkan model ekonomi berbasis *response surface* untuk optimisasi NPV dalam operasi CCUS, sedangkan Guo et al. (2020) mengembangkan model ekonomi untuk mengoptimalkan jalur penangkapan dan injeksi CO_2 , yang menunjukkan pergeseran menuju strategi optimisasi yang didorong oleh pertimbangan finansial. Studi-studi ini menegaskan bahwa optimisasi laju injeksi harus mempertimbangkan tidak hanya performa teknis tetapi juga nilai waktu uang dan kondisi pasar yang mempengaruhi harga minyak serta kredit karbon.

Metode optimisasi tradisional seperti algoritma berbasis gradien dan algoritma genetika memiliki keterbatasan signifikan dalam menangani ruang parameter CCUS berdimensi tinggi, terutama untuk masalah berbasis Net Present Value (NPV) yang bersifat non-konveks dan dipenuhi banyak *local optima*. Pendekatan hibrida seperti yang diterapkan oleh Chen & Pawar (2019), yang menggabungkan *machine learning* dengan algoritma *Stochastic Simplex Approximate Gradient*, serta integrasi antara simulator komposisional dan algoritma genetika oleh Dudek et al. (2020), masih menghadapi kendala berupa kebutuhan pengaturan parameter yang kompleks, konsumsi komputasi yang tinggi, dan konvergensi yang lambat. Untuk mengatasi keterbatasan tersebut, kemajuan algoritmik terkini menawarkan pendekatan yang lebih canggih. *Machine learning* dan algoritma evolusioner seperti *differential evolution* telah menunjukkan kinerja yang lebih baik dalam menavigasi lanskap optimisasi CCUS, dengan studi yang melaporkan peningkatan perolehan minyak dan kapasitas penyimpanan CO_2 , serta pengurangan risiko kebocoran (Musayev et al. 2023; Liu & Shi 2024). Lebih lanjut, pendekatan berbasis *surrogate model-based reinforcement learning* juga mulai diadopsi untuk mengoptimalkan strategi manajemen tekanan, dengan memberikan kompromi yang lebih baik antara manfaat ekonomi dan keselamatan lingkungan (Chen et al. 2024).

Meskipun telah terdapat kemajuan signifikan dalam algoritma optimasi parameter CCUS, tantangan utamanya masih ada dalam mengoptimalkan operasi berskala lapangan, khususnya dalam menjembatani kinerja teknis dan kelayakan ekonomi. Metode

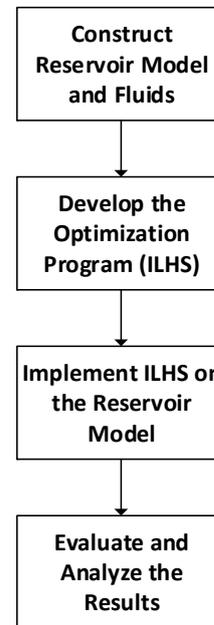
optimisasi yang ada saat ini sering kali membutuhkan sumber daya komputasi yang besar dan gagal mengakomodasi ketidakpastian yang melekat pada properti reservoir dan kondisi operasional yang dinamis. Terdapat tiga kesenjangan kritis dalam riset saat ini: Fokus yang dominan pada indikator teknis seperti volume perolehan minyak dan volume penyimpanan CO₂ sementara metrik ekonomi seperti *Net Present Value* (NPV), yang merupakan kriteria utama dalam keputusan investasi dunia nyata, sering diabaikan; Efisiensi algoritmik yang terbatas dari metode yang umum digunakan seperti *genetic algorithms* dan *particle swarm optimization*, yang pada umumnya membutuhkan banyak parameter kontrol dan memakan biaya komputasi tinggi; dan Ketiadaan pendekatan optimisasi dinamis yang mampu beradaptasi terhadap perilaku reservoir yang berubah seiring waktu, sehingga menyebabkan strategi injeksi jangka panjang berisiko menjadi suboptimal. Permasalahan ini menegaskan perlunya suatu kerangka optimisasi yang *robust* dan efisien secara komputasi, yang secara eksplisit memasukkan tujuan finansial sebagai kriteria utama.

Tujuan umum dari penelitian ini adalah mengembangkan dan menerapkan algoritma optimisasi yang efisien khususnya metode *Iterative Latin Hypercube Sampling* (ILHS) untuk menentukan parameter operasional optimal dalam penerapan CCUS dengan menggunakan NPV sebagai fungsi objektif. Penelitian ini secara khusus memfokuskan pada optimisasi laju injeksi CO₂, yang diakui sebagai parameter paling berpengaruh terhadap hasil ekonomi. Dengan mengadopsi NPV sebagai kriteria utama optimisasi, pendekatan yang diusulkan menawarkan dasar yang lebih akurat dan representatif untuk melakukan ko-optimisasi antara perolehan minyak dan penyimpanan CO₂, sejalan dengan realitas finansial yang mempengaruhi implementasi proyek.

METODOLOGI

Alur kerja penelitian ini disusun secara sistematis dalam empat tahap utama, sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 1. Model reservoir PUNQ-S3 dibangun dan dikarakterisasi untuk memodelkan proses injeksi CO₂. Fluida reservoir dipilih sedemikian rupa untuk memungkinkan terjadinya kelarutan antara minyak dan CO₂. Tahap berikutnya melibatkan pengembangan program optimisasi dengan

menggunakan metode *Iterative Latin Hypercube Sampling* (ILHS). Program ini ditulis menggunakan bahasa pemrograman *FORTRAN*, yang dipilih karena kemampuannya dalam memodelkan persoalan matematis dan memproses perhitungan secara cepat.



Gambar 1. Alur kerja penelitian

Langkah selanjutnya adalah mengintegrasikan program optimisasi tersebut dengan simulator komersial CMG-GEM. Integrasi ini dilakukan dengan menghubungkan program ke *executable file* dari CMG-GEM, sehingga memungkinkan program memanggil simulator selama proses iterasi saat diperlukan. Setelah program terintegrasi dibangun, maka program siap diuji menggunakan model PUNQ-S3. Tahap akhir mencakup evaluasi dan analisis hasil dari proses optimisasi.

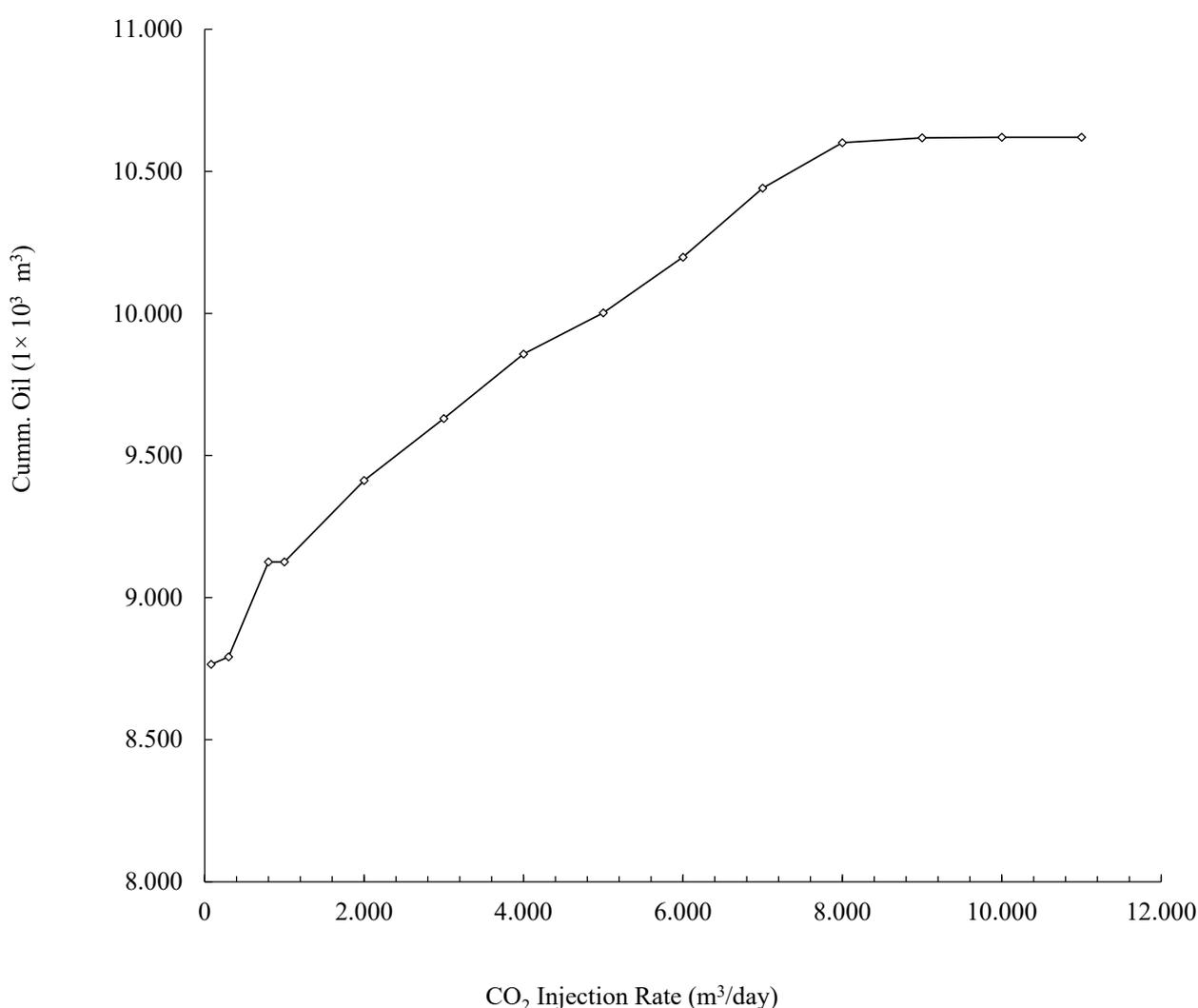
Laju injeksi

Untuk menentukan laju injeksi total CO₂ yang optimal dari perspektif NPV, domain optimisasi perlu ditentukan terlebih dahulu. Serangkaian simulasi dilakukan untuk menemukan batas atas dari ruang pencarian dan membangun hubungan antara laju injeksi dan perolehan minyak. Hasil simulasi ditampilkan pada Gambar 2.

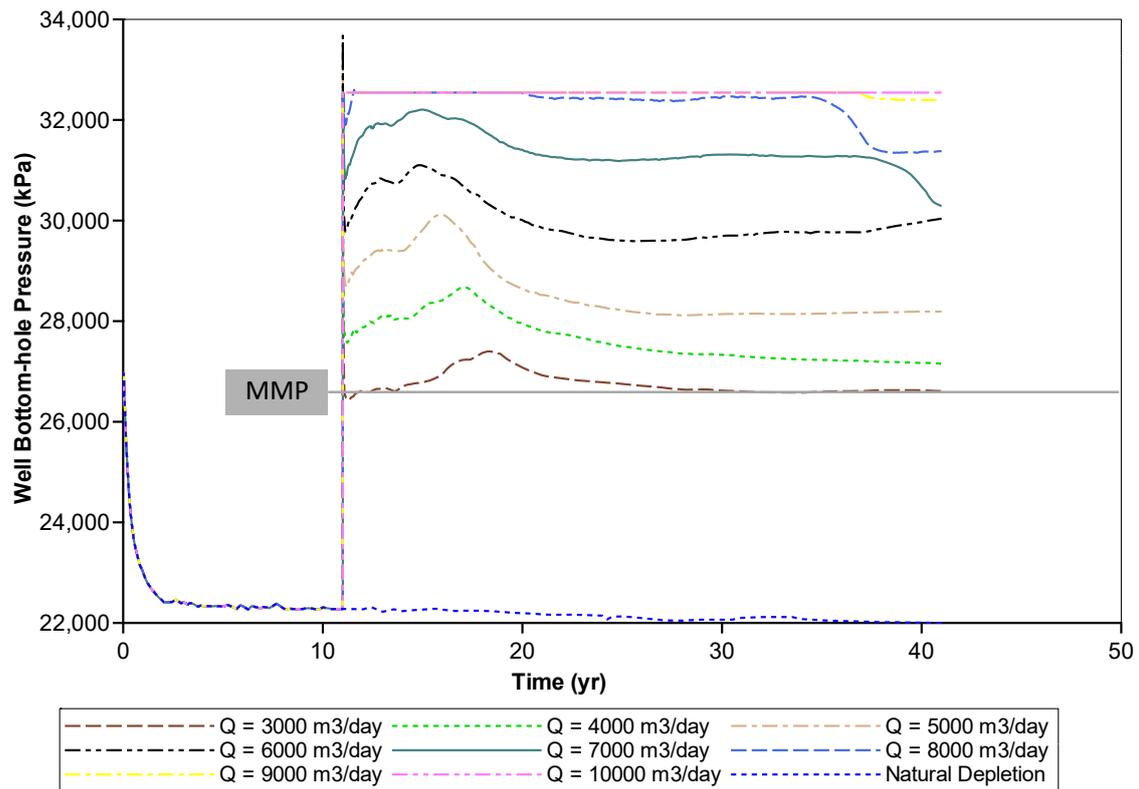
Dari Gambar 2, dapat diamati bahwa terdapat suatu titik ($Q = 8.000 \text{ m}^3/\text{hari}$) di mana kurva perolehan mulai mendatar (*plateau*), dan injeksi yang berlanjut setelah titik tersebut tidak memberikan peningkatan signifikan dalam perolehan minyak.

Oleh karena itu, diasumsikan bahwa injeksi melebihi laju tersebut tidak memberikan peningkatan berarti terhadap hasil produksi. Pertimbangan lain adalah tekanan fraktur/rekah (*fracture pressure*) dari reservoir. PUNQ-S3 memiliki tekanan fraktur $P_{\text{frac}} = 42.450$ kPa. Untuk menjaga integritas penyimpanan, BHP injektor diatur 15% lebih tinggi dari tekanan awal reservoir. Ini memberikan batas aman sebesar 35% sebelum tekanan injeksi mencapai ambang fraktur. Gambar 3 menunjukkan bahwa pada $Q = 10.000$ m³/hari, tekanan di BHP injektor mencapai

batas maksimum. Berdasarkan faktor-faktor ini, batas atas domain optimisasi ditetapkan pada laju 10.000 m³/hari. Untuk menentukan batas bawah domain optimisasi, tekanan *minimum miscibility pressure* (MMP) digunakan sebagai referensi. Hanya laju injeksi yang melebihi MMP yang dipertimbangkan dalam ruang optimisasi. Seperti ditunjukkan pada Gambar 3, pada laju injeksi 3.000 m³/hari tekanan injeksi telah melebihi MMP; maka $Q = 3.000$ m³/hari didefinisikan sebagai batas bawah domain optimisasi.



Gambar 2. Hubungan berbagai laju injeksi terhadap perolehan minyak



Gambar 3. Berbagai laju injeksi BHP terhadap perolehan minyak

Untuk mengamati pengaruh variabel NPV terhadap posisi maksimum global dari optimisasi laju injeksi CO₂, dilakukan studi kasus seperti yang ditunjukkan dalam Tabel 1.

Tabel 1. Studi kasus yang dilakukan

Studi Kasus	Harga Minyak	Discount Rate
1.A	\$70/bbl	0%
1.B	\$30/bbl	0%
1.C	\$70/bbl	10%

Fungsi objektif

Fungsi objektif (*objective function*) adalah fungsi yang digunakan untuk mengukur kinerja suatu solusi dalam optimisasi. Fungsi ini dapat berupa fungsi kerugian (*loss function*) atau fungsi kebalikannya (sering disebut sebagai *reward function*, *profit function*, *utility function*, atau *fitness function*), tergantung pada apakah tujuan optimisasi adalah meminimalkan atau memaksimalkan nilai tersebut. Dalam konteks penelitian ini, fungsi objektif yang

digunakan untuk melakukan ko-optimisasi antara *Carbon Capture and Storage (CCS)* dan *CO₂ Enhanced Oil Recovery (EOR)* adalah *Net Present Value (NPV)*. Nilai optimum global dicari dengan menemukan nilai maksimum dari NPV.

$$NPV = -C_0 + \frac{C_1}{1+r} + \frac{C_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{C_T}{(1+r)^T} \quad (1)$$

Secara matematis, NPV dalam fungsi objektif ini dinyatakan sebagai:

di mana:

- C₀: investasi awal (dalam dolar)
- C_t: arus kas pada tahun ke-t (dalam dolar)
- r: *discount rate* (%)
- T: jangka waktu proyek (tahun)

Komponen arus kas (C_t) mencakup variabel-variabel berikut: Produksi minyak; Produksi air; dan CO₂ yang diinjeksi. Semua komponen ini dievaluasi pada setiap langkah waktu T. Parameter ekonomi yang digunakan untuk memaksimalkan NPV berdasarkan produksi minyak, biaya injeksi CO₂, biaya pengolahan air, dan nilai kredit karbon,

dengan asumsi bahwa seluruh parameter tersebut tetap konstan selama periode injeksi. Rincian parameter ekonomi yang digunakan disajikan pada Tabel 2. berikut. Perhitungan NPV dilakukan setelah fase deplesi alami (*natural depletion*) berakhir dan injeksi CO₂ dimulai, agar perhitungan mencerminkan pengaruh ekonomi murni dari skema CCUS.

bahwa maksimum global untuk kasus 1.A, 1.B, dan 1.C berada di sekitar 9.000, 8.000, dan 8.000 m³/hari secara berturut-turut. Implementasi program optimisasi berbasis ILHS terhadap laju injeksi CO₂ untuk kasus 1.A dan 1.C, serta 1.B, ditampilkan pada Gambar 5 dan Gambar 6 Parameter input untuk menentukan laju injeksi optimal adalah sebagai berikut:

Tabel 2. Ringkasan parameter ekonomi untuk perhitungan npv (Jahangiri & Zang 2012)

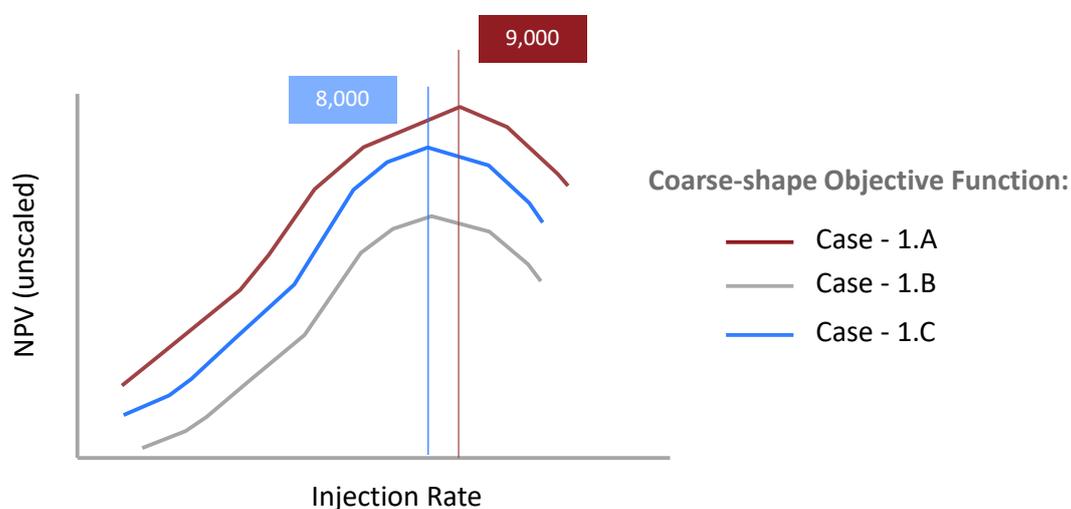
Parameter	Satuan Lapangan	Satuan SI
Harga minyak*	\$70/bbl	\$440,29/m ³
Biaya pembuangan air*	\$1,5/bbl	\$9,43/m ³
Harga CO ₂ *	\$60 per ton	\$0,06/kg
Kredit karbon*	\$40 per ton	\$0,04/kg
Investasi awal (CAPEX)	\$40.000.000 + (\$12.000 × Qi)	

HASIL DAN DISKUSI

Hubungan antara laju injeksi dan nilai NPV ditentukan untuk setiap studi kasus guna memprediksi lokasi maksimum global, sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 4 Grafik pada Gambar 4 merupakan representasi bentuk kasar dari fungsi objektif dalam bentuk fungsi kontinu, menggambarkan permasalahan optimisasi. Grafik tersebut dihasilkan dari simulasi individual terhadap berbagai laju injeksi CO₂ yang dimulai dari Q = 3.000 m³/hari hingga Q = 10.000 m³/hari. Secara umum, grafik menunjukkan adanya puncak yang mengindikasikan keberadaan nilai maksimum global NPV. Terlihat

- Faktor percepatan konvergensi (γ/gamma) = 0,8
- Domain (ruang optimisasi) = [3.000, 10.000] m³/hari
- Kriteria konvergensi (ϵ) = 1×10^{-12}
- Jumlah sampel (ns) = 10
- Jumlah iterasi maksimal = 12 (kasus 1.A & 1.C); 16 (kasus 1.B)
- Jumlah parameter yang dioptimasi (np) = 1 (laju injeksi CO₂)

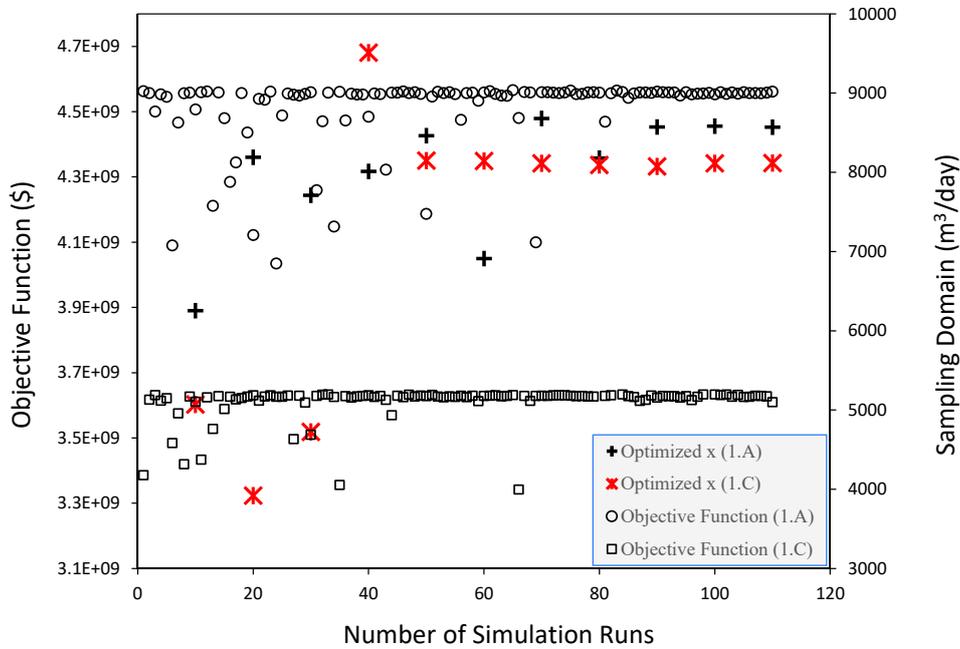
Pada Gambar 5 terlihat bahwa nilai laju injeksi CO₂ yang dilambangkan dengan x diambil dari



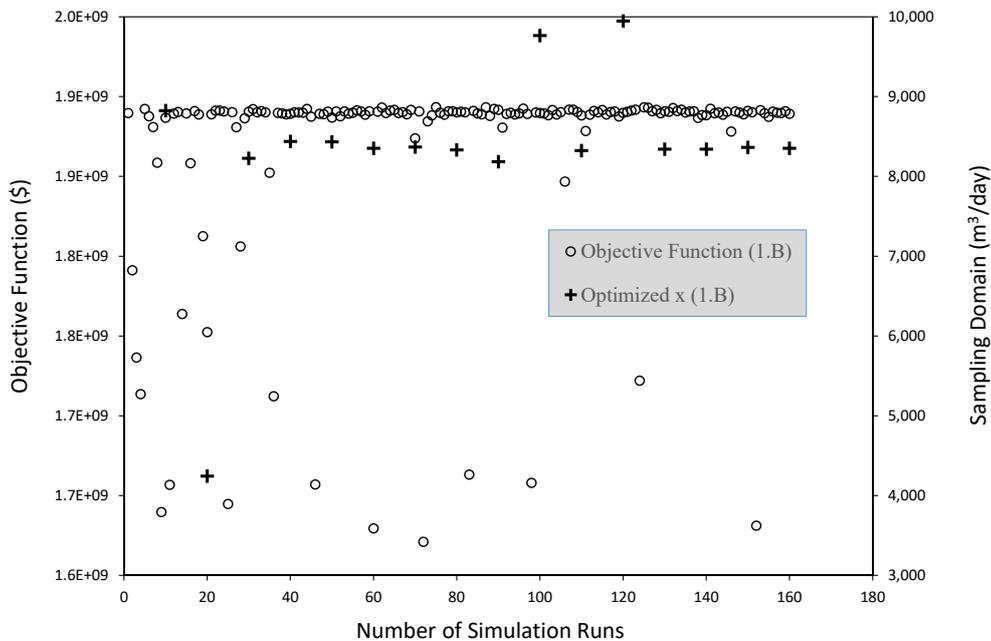
Gambar 4. Bentuk fungsi objektif untuk tiga studi kasus berbeda

domain 3.000–10.000 m³/hari. Dalam 80 simulasi, setara dengan 8 iterasi, program telah mengeksplorasi seluruh domain optimisasi. Khususnya, dalam kurang dari 40 simulasi pertama, nilai x_i (sampel ke- i) menunjukkan fluktuasi yang besar. Respon

serupa juga ditunjukkan pada kasus 1.B (Gambar 3.3), dengan jumlah simulasi sedikit lebih banyak, yaitu sekitar 110 simulasi. Pada tahap ini, program mulai mempersempit interval x_i menuju wilayah yang memiliki probabilitas lebih tinggi, sedangkan



Gambar 5. Optimisasi laju injeksi untuk harga minyak \$70/bbl dengan *discount rate* 0% dan 10%



Gambar 6. Optimisasi laju injeksi untuk harga minyak \$30/bbl dengan *discount rate* 0%

interval dengan probabilitas rendah mulai melebar karena kurang dihitung, seperti yang ditunjukkan pada Tabel 4 Hal ini terjadi karena fungsi distribusi kumulatif (*Cumulative Distribution Function* atau CDF) awal dari x diasumsikan mengikuti distribusi seragam, dan karakteristik ILHS yang menggunakan teknik *random sampling* berdasarkan fungsi distribusi probabilitas (*Probability Density Function* atau PDF).

Tabel 3 Jumlah sampel x_i dalam setiap interval

Interval (m ³ /hari)	Kasus 1.A	Kasus 1.B	Kasus 1.C
3000–4000	4	6	4
4000–5000	2	3	2
5000–6000	5	6	4
6000–7000	7	5	4
7000–8000	15	4	10
8000–9000	64	127	75
9000–10000	13	9	10

Seiring meningkatnya jumlah iterasi, nilai x_i mulai menunjukkan konvergensi. Konvergensi terlihat setelah 80 simulasi untuk kasus 1.A, 110 simulasi untuk kasus 1.B, dan 70 simulasi untuk kasus 1.C, di mana sebaran x cenderung menetap di sekitar 8.500, 8.300, dan 8.100 m³/hari. Nilai optimal ditunjukkan dengan tanda silang hitam dan bintang merah pada Gambar 5 dan 6, yang merupakan sampel terbaik dari populasi sebanyak 10, berdasarkan pemeringkatan fungsi objektif.

Beberapa “noise” perhitungan tetap muncul pada iterasi ke-70 hingga 80 dan ke-110 hingga 130 untuk kasus 1.A dan 1.B. Hal ini merupakan karakteristik alami dari ILHS, di mana seluruh domain tetap dipertimbangkan dan tidak ada kandidat buruk yang sepenuhnya ditolak. Sebaliknya, ILHS hanya menurunkan probabilitas sampel tersebut. Karakter ini memungkinkan ILHS memiliki kecepatan konvergensi yang lebih cepat dibandingkan metode *population-based* lain seperti *Genetic Algorithm* (GA) dan *Particle Swarm Optimization* (PSO). Nilai x_i yang dioptimalkan menunjukkan konvergensi jelas setelah 100 simulasi pada kasus harga minyak \$70/bbl, menghasilkan laju injeksi optimal masing-masing sebesar 8.571 m³/hari dan 8.118 m³/hari, serta

NPV sebesar \$4.567.282.153 dan \$3.633.869.961 untuk kasus 1.A dan 1.C. Sementara itu, kasus 1.B mencapai konvergensi setelah 130 simulasi, dengan laju injeksi optimal sebesar 8.351 m³/hari dan NPV sebesar \$1.891.458.562. Namun, perhitungan tetap dilanjutkan hingga batas iterasi maksimum. Jika nilai ϵ (*convergence criterion*) ditentukan kurang ketat, perhitungan dapat dihentikan sebelum mencapai batas iterasi. Berbeda dengan metode berbasis gradien seperti metode Newton, ILHS tidak mengalami *premature convergence* karena ILHS bergantung pada turunan dan mampu menelusuri seluruh ruang parameter dengan asumsi yang lebih minim. Hal ini meningkatkan *robustness* ILHS terhadap perangkap minimum lokal. Sebaliknya, metode berbasis gradien sangat bergantung pada perhitungan turunan dan rentan terhadap kegagalan konvergensi ketika turunan mendekati nol.

Parameter input untuk ILHS dapat memengaruhi tingkat akurasi dan kecepatan konvergensi. Jumlah iterasi berkorelasi dengan konvergensi, namun jumlah sampel (ns) memiliki kontribusi yang lebih besar. Peningkatan ns mempercepat pencapaian maksimum global dari fungsi objektif. Pengaturan nilai ϵ juga memengaruhi jumlah iterasi: semakin ketat nilainya, semakin banyak iterasi yang dibutuhkan. Laju konvergensi dapat dikendalikan melalui parameter γ (gamma), yang disarankan berada pada rentang entropi normalisasi 0,7–0,95. Nilai $\gamma=0,8$ menghasilkan entropi sebesar 0,90; 0,91; dan 0,92 masing-masing untuk kasus 1.A, 1.B, dan 1.C, serta seluruh simulasi selesai dalam waktu 3 jam pada komputer dengan spesifikasi prosesor Core i7 3.4 GHz dan RAM 6 GB (satu simulasi manual membutuhkan rata-rata 3 menit). Namun, pengaturan parameter sifatnya spesifik terhadap kasus dan bergantung pada pertimbangan keteknikan yang tepat.

Analisis sensitivitas

Selain faktor teknis, kombinasi dari faktor ekonomi juga dianalisis untuk memahami kinerja finansial dari proyek CCUS. Berbagai parameter ekonomi seperti harga minyak dan *discount rate* dapat memberikan dampak yang signifikan terhadap ekonomi proyek. Variabilitas ini ditangkap melalui analisis sensitivitas untuk mencerminkan ketidakpastian dalam situasi aktual.

Pengaruh dari faktor lain seperti biaya pengolahan air dan kredit karbon dianggap kecil. Dengan nilai kredit karbon saat ini sebesar \$40 per ton, kontribusinya terhadap NPV masih belum signifikan.

Bagian ini akan menjelaskan pengaruh harga minyak dan *discount rate* terhadap laju injeksi optimal.

Pengaruh harga minyak

Harga minyak tidak akan tetap konstan selama periode 30 tahun. Dalam bagian ini, efek dari perubahan harga minyak terhadap optimum global dianalisis. Tabel 7 memperlihatkan dua harga minyak yang berbeda dengan *discount rate* yang sama (0%) untuk kasus 1.A dan 1.B.

Tabel 4. Pengaruh harga minyak terhadap NPV

Kasus	Satuan Lapangan	Satuan SI
1.A	\$70/bbl	\$440,29/m ³
1.B	\$30/bbl	\$188,69/m ³

True Global Optimum (sebenarnya) untuk laju injeksi CO₂ dari kedua kasus tersebut dapat diamati pada Gambar 7 dan Gambar 8. Untuk kasus 1.A, optimum global tercapai pada laju injeksi 8.571 m³/hari. Sebaliknya, untuk kasus 1.B, optimum global berada pada 8.352 m³/hari. Untuk kasus 1.A, laju injeksi optimal mendekati nilai yang diprediksi sebelumnya ($Q = 9.000 \text{ m}^3/\text{hari}$), karena pada laju tinggi lebih banyak minyak dapat diperoleh. Pendapatan dari penjualan minyak mampu secara signifikan menutupi biaya pengolahan air dan pembelian CO₂, sehingga meningkatkan profitabilitas proyek.

Leach et al. (2011) juga menunjukkan bahwa harga minyak yang tinggi memiliki dampak ekonomi yang lebih besar dibandingkan dengan kredit karbon. Jika kredit karbon dinaikkan menjadi \$120 per ton, barulah nilainya mampu bersaing dengan pendapatan.

Namun, untuk kasus 1.B, nilai *true global optimum* justru bergeser ke laju injeksi yang lebih rendah ($Q = 8.000 \text{ m}^3/\text{hari}$). Ini menunjukkan bahwa pada harga minyak yang rendah, laju injeksi tinggi tidak diinginkan karena pendapatan dari minyak tidak cukup untuk menutup biaya tambahan pembelian CO₂. Secara keseluruhan, pengaruh harga minyak terhadap NPV sangat signifikan. Hasilnya, NPV pada kasus 1.B turun sebesar 58% dibandingkan dengan kasus 1.A, dari \$4,6 miliar menjadi \$1,9 miliar.

Kesimpulannya, *true global optimum* cenderung

bergeser ke laju injeksi yang lebih rendah ketika harga minyak lebih kecil. Ini menunjukkan bahwa tambahan minyak yang diperoleh melalui peningkatan laju injeksi tidak cukup untuk mengimbangi biaya tambahan pembelian CO₂. Laju injeksi yang tinggi memerlukan suplai CO₂ yang besar, yang dapat mengurangi keuntungan dari penjualan minyak.

Selain itu, ketidakpastian dalam harga minyak sangat mempengaruhi keseluruhan keekonomian proyek CCUS. Kenaikan harga minyak akan meningkatkan pendapatan dari produksi minyak dan membuat proyek lebih menguntungkan. Setiap kenaikan harga minyak memungkinkan satu barel minyak untuk menutupi lebih banyak biaya penangkapan dan penyimpanan karbon.

Pengaruh *discount rate*

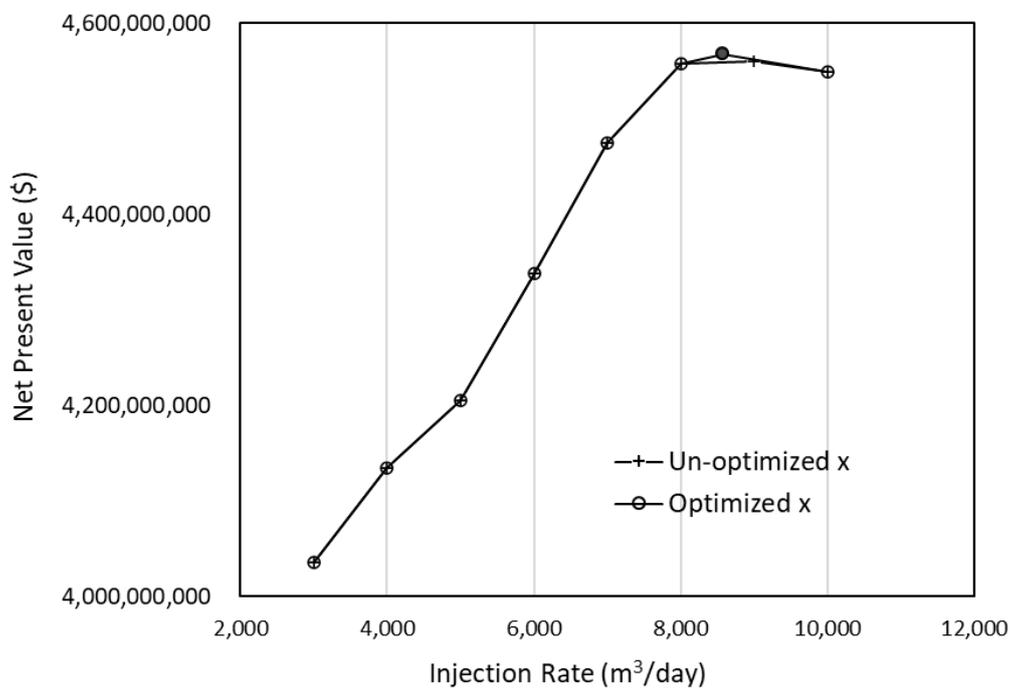
Discount rate sebesar 10% sering digunakan sebagai nilai standar untuk menghitung *present value* dari pendapatan di masa depan. Namun, dalam studi ini juga digunakan *discount rate* sebesar 0% untuk melihat dampaknya terhadap NPV proyek CCUS. Ringkasan analisis sensitivitas terhadap variasi *discount rate* dengan harga minyak konstan disajikan pada Tabel 5.

Tabel 5. Pengaruh *discount rate* terhadap NPV

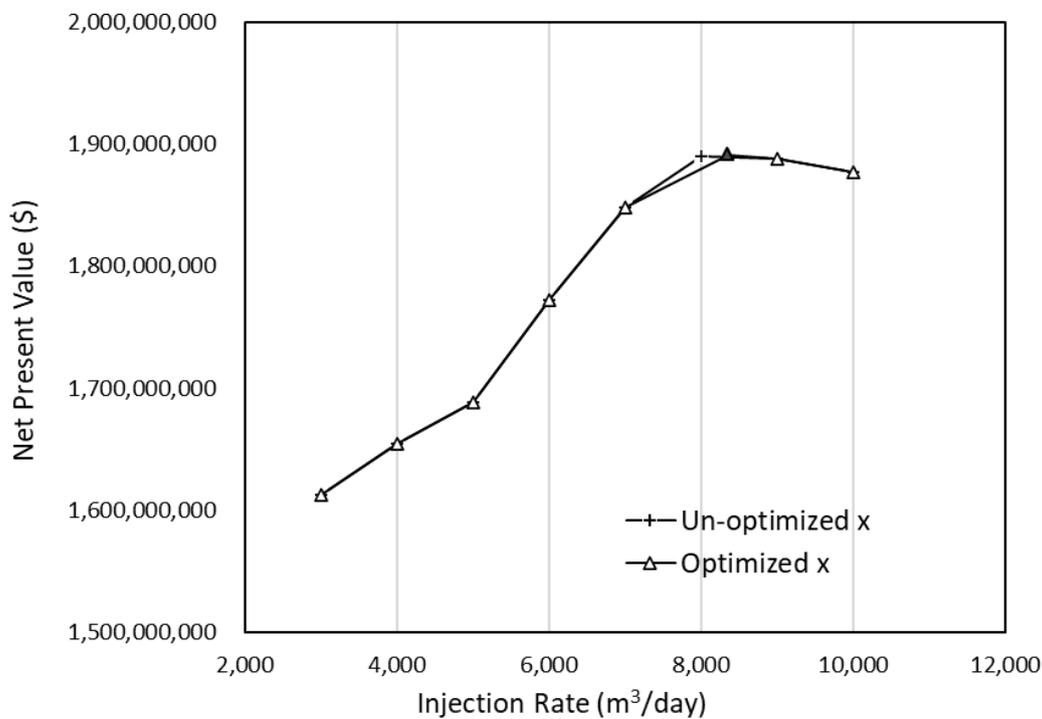
Kasus	Discount rate
1.A	0%
1.C	10%

Ketika *discount rate* ditetapkan 0%, nilai uang di masa depan (*future value*) dari pendapatan tidak mengalami pemotongan dan tetap konstan sepanjang waktu. Namun, jika *discount rate* sebesar 10% diterapkan, maka nilai uang di masa depan akan semakin kecil seiring berjalannya waktu. Hal ini dapat diamati pada Gambar 9, dimana optimum global sebenarnya pada kasus 1.C mendekati nilai prediksi awal ($Q = 8.000 \text{ m}^3/\text{hari}$). Hal ini disebabkan oleh sebagian pendapatan dari penyimpanan CO₂ (baik dari kredit karbon maupun penghindaran pajak karbon) yang nilainya semakin kecil pada waktu-waktu akhir proyek karena terkena diskonto.

Sebaliknya, pada *discount rate* 0%, pendapatan dari penyimpanan CO₂ tetap dihitung penuh hingga akhir proyek (lihat kembali Gambar 9). Sehingga, nilai optimum global mendekati $Q = 9.000 \text{ m}^3/\text{hari}$.



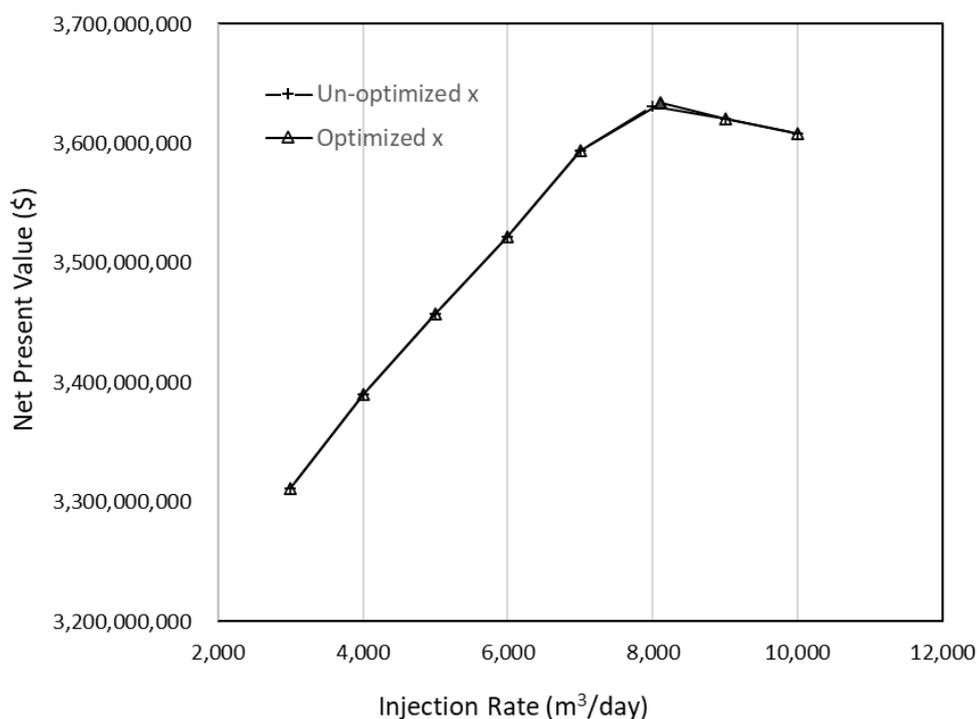
Gambar 7. Optimum global untuk kasus 1.A.



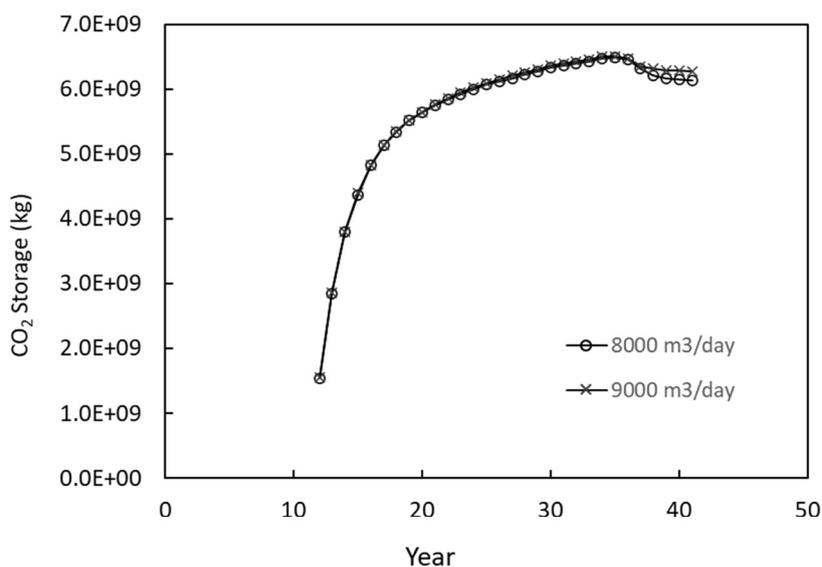
Gambar 8. Optimum global untuk kasus 1.B.

hari. Pada laju tinggi ini, ruang pori yang tersedia meningkat (Gambar 10), memungkinkan lebih banyak CO₂ tersimpan, yang merupakan hasil samping dari produksi minyak yang juga lebih tinggi. Kontribusi dari penyimpanan CO₂ terhadap *cash inflow* dalam perhitungan NPV menjadi signifikan. Kontribusi penyimpanan CO₂ terhadap *cash inflow* NPV akan menjadi signifikan hanya jika pajak karbon ditetapkan pada tingkat yang sangat

tinggi. Akan tetapi, ketika harga karbon tinggi, akan terjadi *trade-off* antara pendapatan dari produksi minyak dan dari penyimpanan CO₂ (Leach et al. 2011). Karena CCUS dianggap sebagai metode dengan potensi penyimpanan paling rendah, maka metode ini kemungkinan besar lebih diterima karena kemampuannya untuk menutup biaya injeksi melalui peningkatan produksi minyak (Vidiuk & Cunha 2007).



Gambar 9. Optimum global kasus 1.C.



Gambar 10. Perbedaan penyimpanan CO₂ antara prediksi dan nilai maksimum global.

KESIMPULAN DAN SARAN

Penelitian ini menyajikan pengembangan program optimisasi menggunakan metode *Iterative Latin Hypercube Sampling* (ILHS) untuk melakukan ko-optimisasi antara perolehan minyak dan penyimpanan CO₂ dalam skenario *Carbon Capture and Storage–CO₂ Enhanced Oil Recovery* (CCUS) dari sudut pandang ekonomi. Kesimpulan utama dari penelitian ini adalah sebagai berikut: 1). Program optimisasi telah berhasil dikembangkan dan diterapkan pada model reservoir skala industri. Program ini mampu mengoptimalkan parameter kritis dalam implementasi CCUS, yaitu laju injeksi CO₂; 2). Laju injeksi CO₂ optimum pada kasus dengan *discount rate* 10% dan harga minyak \$70 per barel adalah sebesar 8.118 m³/hari; 3). Studi sensitivitas menunjukkan bahwa harga minyak dan *discount rate* memiliki pengaruh signifikan dalam menggeser nilai optimum global dari laju injeksi CO₂. 4). Metode ILHS yang digunakan dalam program ini terbukti sebagai pendekatan yang *robust* dan andal untuk optimisasi, serta memberikan laju konvergensi yang lebih cepat karena efisiensi dalam pengambilan sampel parameter.

Potensi Pengembangan Lebih Lanjut: 1). Kelarutan CO₂ dalam air perlu dimodelkan lebih lanjut untuk mengamati dampaknya terhadap kapasitas penyimpanan CO₂; 2). Skema injeksi *Water-Alternating-Gas* (WAG) sebaiknya digunakan sebagai skenario dasar optimisasi dan dibandingkan hasilnya dengan injeksi CO₂ murni dalam kondisi kelarutan.

UCAPAN TERIMAKASIH

Penulis menyampaikan apresiasi dan ucapan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada Divisi Eksplorasi Lemigas atas dukungan yang telah diberikan selama pelaksanaan penelitian ini.

DAFTAR ISTILAH

Simbol	Definisi	Unit
ILHS (Iterative Latin Hypercube Sampling)	Metode optimisasi baru dengan pendekatan sampling berbasis distribusi probabilitas secara iteratif untuk eksplorasi parameter.	
PUNQ-S3	Model reservoir sintetik yang umum digunakan untuk studi simulasi dan benchmark dalam pengembangan algoritma.	
FORTTRAN	Bahasa pemrograman numerik yang sering digunakan dalam pemodelan ilmiah dan teknik rekayasa.	
Fungsi Objektif (Objective Function)	Fungsi matematis yang dioptimalkan dalam suatu masalah, biasanya berupa keuntungan atau efisiensi maksimum.	
Surrogate Model	Model aproksimasi yang digunakan untuk menggantikan simulasi numerik kompleks guna mempercepat perhitungan.	
Entropy	Ukuran ketidakpastian atau penyebaran probabilitas dalam suatu sistem.	
Konvergensi	Proses di mana algoritma optimisasi mendekati nilai optimum global secara stabil.	
Random Sampling	Pengambilan sampel secara acak dalam rentang distribusi untuk eksplorasi parameter.	
PDF (Probability Density Function)	Fungsi yang menggambarkan distribusi probabilitas dari variabel kontinu.	
CDF (Cumulative Distribution Function)	Fungsi yang menggambarkan probabilitas kumulatif dari suatu variabel acak.	
Gradient-Based Algorithm	Algoritma optimisasi yang menggunakan informasi turunan fungsi (gradien) untuk mencari arah menuju optimum.	

Premature Convergence	Kondisi di mana algoritma berhenti terlalu cepat di solusi lokal, bukan global optimum.
Genetic Algorithm (GA)	Metode optimisasi berbasis populasi yang meniru proses seleksi alam.
Particle Swarm Optimization (PSO)	Algoritma optimisasi berbasis perilaku kolektif seperti kawanan burung atau ikan.
True Global Optimum	Nilai optimum sesungguhnya dari fungsi objektif di seluruh ruang pencarian parameter.

DAFTAR PUSTAKA

- Ajoma, E., Sungkachart, T., Ge, J., & Le-Hussain, F., 2020, Water-saturated CO₂ injection to improve oil recovery and CO₂ storage. *Applied energy*, 266, 114853.
- Awan, M. M. A., & Kirmani, F.U.D., 2025, CO₂ injection for enhanced oil recovery: Analyzing the effect of injection rate and bottom hole pressure. *Petroleum Research*, 10(1), 129-136.
- Chen, B., & Pawar, R.J., 2019, Characterization of CO₂ storage and enhanced oil recovery in residual oil zones. *Energy*, Volume 183, Pages 291-304. DOI: 10.1016/j.energy.2019.06.142.
- Chen, J., Gildin, E., & Kompantsev, G., 2024, Optimisation of pressure-management strategies for geological CO₂ sequestration using surrogate model-based reinforcement learning. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 138, 104262. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2024.104262>.
- Dai, Z., Middleton, R., Viswanathan, H., Fessenden-Rahn, J., Bauman, J., Pawar, R., Lee, S.Y., & McPherson, B., 2016, An integrated framework for optimizing CO₂ sequestration and enhanced oil recovery. *Environmental Science & Technology Letters*, Volume 1, Issue 1, Pages 49-54. DOI: 10.1021/ez4001033.
- Dudek, M., Stopa, J., Rychlicki, S., & Wojnarowski, P., 2020, Optimization of CO₂-EOR process management in Polish mature reservoirs using smart well technology. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Volume 186, Article 106682. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106682.
- Gao, M. et al., 2023, Machine-Learning-Based Approach to Optimize CO₂-WAG Flooding in Low-Permeability Oil Reservoirs. *Energies* 16 (17), 6149. <https://doi.org/10.3390/en16176149>.
- Guo, B., Zheng, Z., Celia, M.A., & Stone, H.A., 2020, Axisymmetric flows from fluid injection into a confined porous medium. *Physics of Fluids*, Volume 32, Issue 11. DOI: 10.1063/5.0022758.
- Leach, A., Mason, C.F., & van't Veld, K., 2011, Co-optimization of enhanced oil recovery and carbon sequestration. *Resource and Energy Economics*, 33(4), 893-912.
- Liu, B., & Shi, C., 2024, Optimisation of injection rate for CO₂ geological storage based on differential evolution. *E3S Web of Conferences*, 536, 03017. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202453603017>.
- Musayev, K., Shin, H., & Nguyen-Le, V., 2023, Optimization of CO₂ injection and brine production well placement using a genetic algorithm and ANN-based proxy model. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 127, 103915. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2023.103915>.
- Sun, Y. et al., 2023, Research Progress on Displacement Mechanism of Supercritical CO₂ in Low-Permeability Heavy-Oil Reservoirs. *Molecules* 28 (16), 6154. <https://doi.org/10.3390/molecules28166154>.
- Vidiuk, K., & Cunha, L.B., 2007, A Simulation Study of Effects of Operational Procedures in CO Flooding Projects for EOR and Sequestration. In *Canadian International Petroleum Conference*. Petroleum Society of Canada.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2023, Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Retrieved from <https://www.ipcc.ch/report/special-report-on-carbon-dioxide-capture-and-storage/>.
- International Energy Agency (IEA), 2023, Carbon Capture, Utilisation and Storage. Retrieved from <https://www.iea.org/energy-system/carbon-capture-utilisation-and-storage>.