PROCEEDINGS CONFERENCE SISI INDONESIA III
Tut Wuri Handayani: Development of Education, Science and Technology, and Humanity for the Progress of the Indonesian People
https://conference.sinesia.id/ncrcs-sinesia | E-ISSN: 3110-1062 |
https://doi.org/10.69836/ncrcs-sinesia

Studi Komparatif antara Injeksi CO_2 Kontinu dan Huff & Puff untuk EOR pada Reservoir Karst

A Comparative Study of Continuous and Huff & Puff CO_2 EOR in a Karst Reservoir

Frizwilly Silalahi
frizwillycandros@gmail.com
[1]STT MIGAS Balikpapan, Indonesia

Info Article
Submitted: 27 April 2026 | **Revised**: 11 May 2026 | **Accepted**: 14 May 2026
How to cite: Frizwilly Silalahi, "Studi Komparatif antara Injeksi CO_2 Kontinu dan Huff & Puff untuk EOR pada Reservoir Karst", *Proceedings Conference Sisi Indonesia III*, 2026, P. 253-263.

ABSTRACT

Supporting Indonesia's Nationally Determined Contribution and Sustainable Development Goals (SDG 7: Affordable and Clean Energy; SDG 13: Climate Action), this study evaluates two CO_2-enhanced oil recovery (EOR) strategies in a fractured karst reservoir (UNISIM-III, Sector 4). The main problem addressed is the lack of comparative performance data between continuous CO_2 injection and cyclic Huff-n-Puff (HnP) in extremely heterogeneous karst reservoirs. The objectives are to quantify incremental oil recovery, sweep efficiency, pressure maintenance, and economic feasibility. Using compositional reservoir simulation, a 15-year continuous gas injection was compared with a multi-cycle HnP scheme (5 cycles, total 57.51 Mt CO_2 injected). The results show that the HnP strategy produced 370.59 MMstb of oil, 6.35 MMstb more than continuous injection, while storing the same CO_2 volume. HnP maintained balanced reservoir pressure at the end of the period (8,246 psia vs. 8,357 psia for continuous), indicating superior sweep efficiency and pressure support. This incremental oil corresponds to an estimated additional revenue of USD 444.5 million (at USD 70/bbl). The study concludes that the HnP strategy is technically and economically superior to continuous injection for karst reservoirs. The novelty lies in applying a cyclic HnP schedule to a complex karst-carbonate benchmark that mimics Brazilian pre-salt characteristics. The findings offer a practical, low-carbon development pathway integrating CO_2 storage with enhanced oil recovery to simultaneously boost domestic production and contribute to climate targets.

Keyword: *CO_2-EOR, Huff-n-Puff, karst reservoir, CCS, SDGs.*

ABSTRAK

Mendukung Kontribusi yang Ditetapkan Secara Nasional (NDC) Indonesia serta Tujuan Pembangunan Berkelanjutan (SDG 7: Energi Bersih dan Terjangkau; SDG 13: Penanganan Iklim), penelitian ini mengevaluasi dua strategi enhanced oil recovery (EOR) dengan CO_2 pada reservoir karst terrekahkan (UNISIM-III, Sektor 4). Permasalahan utama yang diangkat adalah belum diketahuinya perbandingan kinerja antara injeksi CO_2 kontinu dan siklik Huff-n-Puff (HnP) pada reservoir karst yang memiliki heterogenitas ekstrem. Tujuan penelitian adalah mengukur perolehan minyak tambahan, efisiensi sapuan, pemeliharaan tekanan, serta kelayakan ekonomi dari kedua strategi. Dengan menggunakan simulasi reservoir komposisional, injeksi gas kontinu selama 15 tahun dibandingkan dengan skema HnP multisiklus (5 siklus, total injeksi CO_2 57,51 Mt). Hasil penelitian menunjukkan bahwa strategi HnP menghasilkan minyak sebesar 370,59 MMstb, atau 6,35 MMstb lebih tinggi dibandingkan injeksi kontinu, dengan volume CO_2 yang tersimpan sama. HnP juga mempertahankan tekanan reservoir yang seimbang pada akhir periode (8.246 psia vs. 8.357 psia), mengindikasikan efisiensi sapuan dan penyangga tekanan yang lebih unggul. Minyak tambahan tersebut setara dengan pendapatan tambahan USD 444,5 juta (pada USD 70/barel), yang secara langsung meningkatkan ekonomi proyek. Kesimpulan penelitian ini adalah strategi HnP lebih unggul secara teknis dan ekonomis dibandingkan injeksi kontinu untuk reservoir karst. Kebaruan penelitian terletak pada penerapan jadwal HnP siklik pada model acuan karst-karbonat

This work is licensed under CC BY-SA 4.0

yang meniru karakteristik pra-garam Brasil. Temuan ini menawarkan jalur pengembangan rendah karbon yang praktis: mengintegrasikan penyimpanan CO_2 dengan peningkatan produksi minyak secara simultan meningkatkan produksi domestik dan berkontribusi pada target iklim.
Kata Kunci: *CO_2-EOR, Huff-n-Puff, reservoir karst, CCS, SDGs.*

Pendahuluan

Lanskap energi global sedang mengalami transformasi mendalam, didorong oleh keharusan untuk mengurangi perubahan iklim sekaligus memastikan keamanan energi. Indonesia, sebagai ekonomi terbesar di Asia Tenggara dan produsen energi utama, menghadapi tantangan ganda: mempertahankan produksi minyak domestik di tengah penurunan lapangan tua sambil memenuhi komitmen iklim internasional. Negara ini telah berkomitmen untuk mengurangi emisi gas rumah kaca sebesar 31,89% melalui upaya sendiri dan 43,2% dengan dukungan internasional pada tahun 2030 di bawah Enhanced Nationally Determined Contribution (NDC), yang bertujuan mencapai emisi nol bersih pada tahun 2060 (Government of Indonesia, 2022; UNDP Climate Promise, 2026). Carbon Capture, Utilization, and Storage (CCUS) telah secara eksplisit dimasukkan ke dalam Strategi Jangka Panjang untuk Rendah Karbon dan Ketahanan Iklim pemerintah serta Kebijakan Energi Nasional (Karki, 2026).

Indonesia memiliki potensi penyimpanan CO_2 geologis yang sangat besar, dengan perkiraan kapasitas penyimpanan antara 400 hingga 600 gigaton, terutama di lapangan minyak dan gas yang telah terdeplesi di seluruh Sumatra, Jawa, dan Kalimantan (Karki, 2026; Norton Rose Fulbright, 2025). Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) telah mengidentifikasi 15 proyek CCS/CCUS potensial yang dijadwalkan beroperasi antara tahun 2026 dan 2030 (Norton Rose Fulbright, 2025). Inisiatif unggulan termasuk proyek CCUS Tangguh di Papua Barat (menargetkan 1,8 juta ton CO_2 per tahun), proyek CCS Abadi di Blok Masela, dan proyek CO_2 EOR Sukowati di Jawa Timur (Media Indonesia, 2025; Pertamina Hulu Energi, 2025). Yang kritis, Pertamina EP telah berhasil melakukan uji coba pemanfaatan CO_2 menggunakan metode *Huff-n-Puff* (HnP) di lapangan Jatibarang (Oktober 2022) dan Sukowati (Februari 2024) di Jawa Barat, yang dilakukan bersama dengan Japan Oil, Gas and Metals National Corporation (JOGMEC) (Pertamina EP, 2022, 2024). Uji coba ini menunjukkan potensi peningkatan produksi sebesar 30–40 persen, menyoroti viabilitas komersial CCUS di lapangan matang Indonesia (Norton Rose Fulbright, 2025). Namun, penerapan CO_2-EOR dalam lingkungan geologi yang kompleks terutama reservoir karbonat terkarstifikasi yang analog dengan cekungan deep-water baru Indonesia masih kurang terkarakterisasi.

Reservoir karbonat yang memperlihatkan fitur karst (rongga hasil pelarutan, vugs, dan jaringan rekahan) merupakan proporsi signifikan dari cadangan minyak konvensional dunia yang tersisa, terutama di provinsi pre-salt Brasil, yang saat ini

menyumbang sekitar setengah dari produksi minyak Brasil (Biondi, 2023). Reservoir ini dicirikan oleh heterogenitas ekstrem, dengan struktur permeabilitas tinggi (vugs, karst, dan fitur super-K) yang sering tidak terdeteksi dalam well log dan data seismik namun secara signifikan memengaruhi kinerja sumur (EPIC, 2026). Keberadaan rekahan dan karst memperkenalkan kompleksitas dalam karakterisasi reservoir dan meningkatkan ketidakpastian dalam peramalan produksi (Library.cnu.ac.kr). Model acuan UNISIM-III, yang dikembangkan oleh UNISIM-CEPETRO-Unicamp, adalah model reservoir karstik yang menggabungkan simulasi komposisional dengan tren geologi dan data batuan/fluida yang khas dari lapangan pra-garam Brasil (UNISIM-CEPETRO-Unicamp, 2023). Model ini secara khusus dirancang untuk memungkinkan studi proyek komparatif dan telah divalidasi sebagai bukti konsep untuk evaluasi CO_2-EOR dan sistem produksi netral karbon (Erdtmann et al., 2023; SPE/SEG, 2023). Sifat karst rekahan dari UNISIM-III menyediakan tempat uji yang ideal untuk mengevaluasi strategi CO_2-EOR di reservoir dengan karakteristik analog dengan potensi lapangan karbonat Indonesia.

Enhanced Oil Recovery (EOR) dengan CO_2 menawarkan proposisi manfaat ganda: meningkatkan perolehan hidrokarbon sekaligus menyimpan CO_2 antropogenik secara permanen di bawah tanah. Mekanisme di mana CO_2 meningkatkan perolehan minyak meliputi pengembangan (swelling) minyak, pengurangan viskositas, ekstraksi hidrokarbon ringan, dan pendesakan miscible dalam kondisi tekanan yang sesuai. Untuk reservoir tidak konvensional dan rekahan, metode Huff-n-Puff (HnP) di mana CO_2 diinjeksikan ke dalam satu sumur, dibiarkan meresap (soak), kemudian diproduksikan kembali telah menunjukkan prospek yang sangat baik, karena metode ini mengurangi early breakthrough dan efisiensi sapuan yang buruk yang umumnya terkait dengan injeksi gas kontinu dalam media heterogen (Du et al., 2022).

Terlepas dari meningkatnya jumlah penelitian tentang CO_2-EOR di reservoir karbonat, masih ada kesenjangan pengetahuan kritis mengenai kinerja komparatif antara strategi injeksi kontinu versus siklik (Huff-n-Puff) dalam sistem karbonat terkarstifikasi. Kontras permeabilitas ekstrem antara matriks, rekahan, dan vugs dalam reservoir semacam itu menciptakan rezim aliran fluida yang berbeda secara fundamental, yang sangat mempengaruhi efisiensi sapuan CO_2, waktu breakthrough, dan perolehan minyak akhir. Selain itu, karakteristik pemeliharaan tekanan dan implikasi integritas penyimpanan dari setiap strategi memerlukan evaluasi sistematis.

Penelitian ini memberikan manfaat baik secara kelimuan maupun praktis, yaitu: 1. Menyediakan data kuantitatif perbandingan dua strategi CO_2-EOR pada reservoir karst rekahan yang dapat menjadi acuan bagi peneliti selanjutnya serta bahan ajar untuk mata kuliah simulasi reservoir dan EOR. 2. Memberikan

rekomendasi desain injeksi CO_2 yang optimal (siklik vs kontinu) bagi operator migas di Indonesia, terutama untuk lapangan-lapangan karbonat matang. 3. Mendukung target NDC Indonesia dan implementasi CCUS nasional dengan menyediakan bukti ekonomi dan teknis bahwa CO_2-EOR dapat menjadi solusi rendah karbon yang menguntungkan. 4. Model acuan dan metodologi yang digunakan dapat diintegrasikan ke dalam kurikulum teknik perminyakan untuk membekali mahasiswa dengan keterampilan simulasi CCUS.

Metode Penelitian

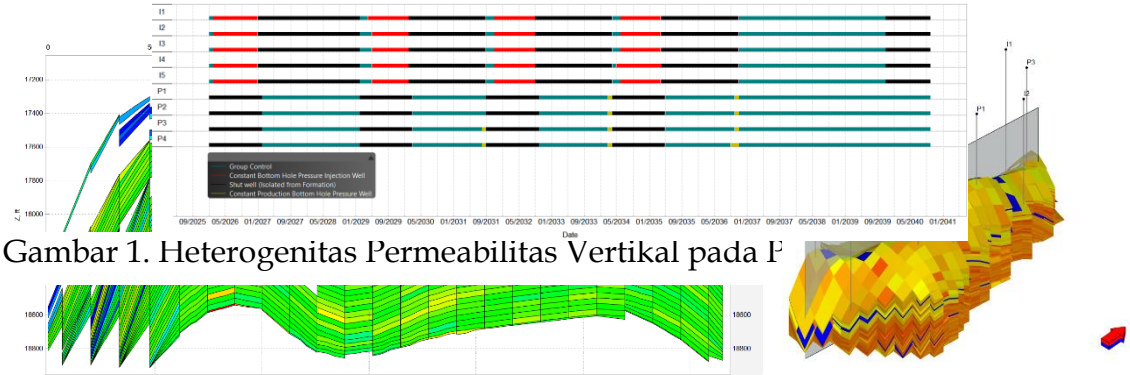
Penelitian ini menggunakan Sektor 4 dari model acuan UNISIM-III, reservoir karbonat karst rekahan sintetis namun realistis yang dikembangkan oleh UNISIM-CEPETRO-Unicamp. UNISIM-III adalah model simulasi komposisional yang menggabungkan tren geologi dan data batuan/fluida yang khas dari lapangan karbonat pra-garam Brasil, menjadikannya analog yang sesuai untuk potensi reservoir karbonat deep-water Indonesia (UNISIM-CEPETRO-Unicamp, 2023). Sifat karst rekahan dari model ini memperkenalkan heterogenitas ekstrem termasuk porositas matriks, jaringan rekahan, dan fitur vuggy hasil pelarutan yang secara fundamental membedakan perilaku reservoir karbonat dari sistem klastik.

Tabel 1. Properti Reservoir UNISIM-III Sektor 4

Parameter	Nilai	Satuan
Dimensi model	14 x 27 x 127	
Ukuran sel (X x Y x Z)	1271,60 x 1311,12 x 28,38	ft
Porositas	16	%
Permeabilitas horizontal	57	mD
Permeabilitas vertikal	2,5	mD
Tekanan reservoir	9209,58	psi
Temperatur reservoir	90	(°F)
Tekanan saturasi	7111,65	psi
Tekanan rekah	10877,83	psi
Saturasi minyak	0,74	%
Saturasi air	0,26	%
CO2 - gas	44	%
CO2 - fluida reservoir	37	%
Viskositas minyak	0,39	cP
RGO glas	2482	scf/stb
RGO dif. Lib	3391	scf/stb
RGO sep	2330	scf/stb
Bo sep	2	rb/stb

Sifat terkarstifikasi dari reservoir direpresentasikan melalui pendekatan pemodelan dual-permeabilitas, dual-porositas (DP/DK) yang secara eksplisit memperhitungkan aliran fluida baik dalam sistem matriks maupun rekahan. Fitur permeabilitas tinggi (vugs, karst, dan koridor rekahan) diparameterisasi menggunakan teknik yang diadaptasi dari metodologi yang dikembangkan untuk karakterisasi pra-garam Brasil (EPIC, 2026; Correia, 2023). Heterogenitas ini secara signifikan mempengaruhi pola sapuan CO_2 dan perilaku breakthrough, karena CO_2 secara preferensial mengalir melalui jalur konduktivitas tinggi.

Kurva permeabilitas relatif untuk sistem matriks dan rekahan ditetapkan berdasarkan analisis tipe batuan yang sesuai untuk reservoir karbonat karst. Tabel



Gambar 1. Heterogenitas Permeabilitas Vertikal pada P h)

2 menyajikan nilai titik ujung (endpoint) untuk tipe batuan utama.

Strategi injeksi kontinu menggunakan satu sumur injektor yang



Gambar 2. Varian Kurva Relative-Permeability terdistribusi pada 2 bagian.



ditempatkan di bagian downdip dari sumur produksi, dengan CO_2 diinjeksikan secara kontinu pada laju konstan selama periode 15 tahun. Dengan 5 sumur injeksi dan 4 sumur produksi, sebesar 2,25 metrik ton (Mt) total CO_2 diinjeksikan pada laju injeksi 350 MMscf/hari, maksimum tekanan BHP 10877,83.

Strategi Huff-n-Puff menggunakan urutan siklik injeksi-*soaking*-produksi yang diulang selama lima siklus dalam jangka waktu 15 tahun yang sama.

Tabel 2. Skema Siklus Huff-n-Puff.

Siklus	Durasi Injeksi (bulan)	Durasi Soak (bulan)	Durasi Produksi (bulan)	CO2 Terinjeksi Kumulatif (Mt)
1	12	1	12	0,37
2	12	1	18	0,86

Gambar 3. Skema Operasi Siklus Huff-n-Puff.

3	12	1	6	1,33
4	12	1	12	1,8

Setelah siklus ke-4 berakhir, terdapat periode transisi dimana skema dilanjutkan dengan injeksi CO_2 kontinu (bersamaan dengan produksi) selama 36 bulan, kemudian sumur berproduksi tanpa injeksi CO_2 selama 12 bulan.
Diagram yang menggambarkan tiga fase dari siklus Huff-n-Puff: (1) Fase Huff injeksi CO_2 ke dalam sumur target, (2) Fase Soak sumur ditutup memungkinkan CO_2 mengembangkan minyak dan mengurangi viskositas, (3) Fase Puff sumur dikembalikan ke produksi, menghasilkan minyak tambahan bersama dengan CO_2 yang diinjeksikan.

Hasil dan pembahasan

1.1 Kinerja Produksi Minyak

Untuk menjawab identifikasi masalah pertama (perbandingan kuantitatif perolehan minyak), hasil simulasi mengungkapkan profil produksi yang berbeda antara strategi injeksi kontinu dan Huff-n-Puff. Hasil simulasi mengungkapkan profil produksi yang berbeda antara strategi injeksi kontinu dan Huff-n-Puff.

Tabel 3. Komparatif Kinerja Skenario.

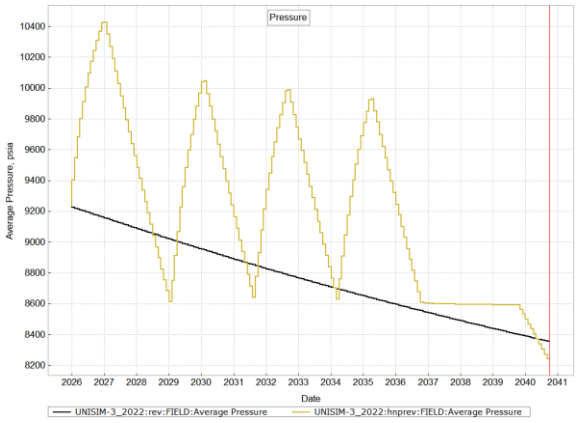
Metrik	Injeksi Kontinu	Huff-n-Puff	Unit
Produksi minyak kumulatif (15 tahun)	364,25	370,73	MMstb
Produksi gas kumulatif (15 tahun)	967,96	986,99	Bscf
Produksi air kumulatif (15 tahun)	20,03	21,68	MMstb
Injeksi gas kumulatif (15 tahun)	1,88	1,88	Tscf
CO2 mass injeksi kumulatif (15 tahun)	2,25	2,25	Mt
CO2 mass produksi kumulatif (15 tahun)	0,08	0,08	Mt

Produksi tambahan sebesar 6,35 juta barel stok tank (MMstb) mewakili peningkatan faktor perolehan sebesar 1,74% relatif terhadap injeksi kontinu. Meskipun peningkatan ini tampak sederhana, ia menghasilkan nilai ekonomi yang signifikan pada harga minyak saat ini. Selain itu, strategi HnP mencapai laju produksi puncaknya lebih awal (tahun 3 versus tahun 4) dan mempertahankan laju yang lebih tinggi sepanjang tahap menengah dan akhir periode simulasi.

1.2 Efisiensi Sapuan dan Perilaku Breakthrough

Untuk menjawab identifikasi masalah kedua (efisiensi sapuan dan waktu breakthrough), kinerja unggul dari strategi HnP terutama disebabkan oleh peningkatan efisiensi sapuan dalam sistem karst rekahan. Dalam skenario injeksi

kontinu, CO_2 yang diinjeksikan secara preferensial mengalir melalui koridor rekahan permeabilitas tinggi, menyebabkan breakthrough dini di sumur produksi dan meninggalkan sebagian besar minyak matriks tidak tersapu. Kinerja unggul dari strategi HnP terutama disebabkan oleh peningkatan efisiensi sapuan dalam sistem karst rekahan. Dalam skenario injeksi kontinu, CO_2 yang diinjeksikan secara preferensial mengalir melalui koridor rekahan permeabilitas tinggi, menyebabkan breakthrough dini di sumur produksi dan meninggalkan sebagian besar minyak matriks tidak tersapu.



Sifat siklik dari HnP memungkinkan CO_2 untuk didistribusikan ulang selama setiap fase soak, mendorong difusi ke dalam blok matriks permeabilitas rendah yang sebaliknya dilewati oleh injeksi kontinu. Depresurisasi periodik selama fase produksi menciptakan mekanisme "pernapasan" yang menarik minyak dari matriks menuju jaringan rekahan, di mana minyak tersebut menjadi dapat diakses untuk siklus injeksi berikutnya.

1.3 Analisis Pemeliharaan Tekanan

Manajemen tekanan reservoir sangat penting baik untuk perolehan minyak maupun integritas penyimpanan CO_2. Hasil simulasi menunjukkan bahwa tekanan akhir periode yang lebih rendah untuk strategi HnP (8.246 psia vs. 8.357 psia) tidak selalu merugikan. Sub-bab ini menjawab identifikasi masalah terkait efektivitas pemeliharaan tekanan jangka panjang. Manajemen tekanan reservoir sangat penting baik untuk perolehan minyak maupun integritas penyimpanan CO_2. Gambar 4 menyajikan evolusi tekanan reservoir rata-rata lapangan untuk kedua strategi.

Tekanan akhir periode yang lebih rendah untuk strategi HnP (8.246 psia vs. 8.357 psia) mungkin tampak tidak menguntungkan pada awalnya. Namun, ini menunjukkan penggunaan volume CO_2 yang diinjeksikan secara lebih efisien—

Gambar 4. Tekanan Reservoir Rata-rata Lapangan terhadap Waktu

strategi HnP mengekstrak lebih banyak minyak sambil menggunakan massa CO_2 total yang sama, menghasilkan dukungan tekanan yang lebih kecil per barel minyak yang diproduksi. Diferensial tekanan sebesar 111 psia berada dalam kisaran yang dianggap aman untuk integritas reservoir dan stabilitas geomekanik.

1.4 Kinerja Penyimpanan CO_2

Kedua strategi injeksi menyimpan volume CO_2 total yang sama (57,51 Mt) selama periode simulasi 15 tahun. Namun, distribusi dan keamanan CO_2 yang disimpan berbeda antara kedua strategi. Rasio pemanfaatan strategi HnP yang unggul (6,44 bbl/ton vs 6,33 bbl/ton) menunjukkan bahwa injeksi siklik mencapai "nilai per ton" CO_2 yang tersimpan lebih baik, menjawab pertanyaan tentang efisiensi penyimpanan. Kedua strategi injeksi menyimpan volume CO_2 total yang sama (57,51 Mt) selama periode simulasi 15 tahun. Namun, distribusi dan keamanan CO_2 yang disimpan berbeda antara kedua strategi.

Rasio pemanfaatan strategi HnP yang unggul menunjukkan bahwa injeksi siklik mencapai "nilai per ton" CO_2 yang tersimpan lebih baik, pertimbangan kritis untuk ekonomi proyek di mana CO_2 bersumber dengan biaya positif.

1.5 Analisis Ekonomi

Untuk menjawab identifikasi masalah ketiga (evaluasi ekonomi komparatif), produksi minyak tambahan sebesar 6,35 MMstb menghasilkan pendapatan bruto tambahan USD 444,5 juta pada USD 70/bbl. Setelah memperhitungkan beban operasi tambahan dan persyaratan modal yang sedikit lebih tinggi untuk peralatan HnP (operasi injeksi siklik), peningkatan pendapatan operasi bersih adalah USD 373 juta, dengan peningkatan NPV sebesar USD 227 juta. Keunggulan ekonomi HnP pada kisaran harga minyak yang dipertimbangkan, dengan pendapatan tambahan melebihi biaya tambahan pada semua harga di atas USD 55/bbl. Produksi minyak tambahan sebesar 6,35 MMstb menghasilkan pendapatan bruto tambahan USD 444,5 juta pada USD 70/bbl. Setelah memperhitungkan beban operasi tambahan dan persyaratan modal yang sedikit lebih tinggi untuk peralatan HnP (operasi injeksi siklik), peningkatan pendapatan operasi bersih adalah USD 373 juta, dengan peningkatan NPV sebesar USD 227 juta.

Keunggulan ekonomi HnP robust (kokoh) pada kisaran harga minyak yang dipertimbangkan, dengan pendapatan tambahan melebihi biaya tambahan pada semua harga di atas USD 55/bbl. Ini menunjukkan bahwa HnP tidak hanya unggul secara teknis tetapi juga lebih disukai secara ekonomi dalam kondisi pasar saat ini.

Penutup

Penelitian ini melakukan analisis simulasi komposisional komparatif antara injeksi CO_2 kontinu dan Huff-n-Puff dalam reservoir karst rekahan UNISIM-III, sebuah analog acuan untuk reservoir pra-garam Brasil dan berpotensi analog untuk reservoir karbonat Indonesia. Temuan utamanya adalah:

1. Strategi Huff-n-Puff memproduksi 370,59 MMstb minyak selama 15 tahun, mewakili perolehan tambahan 6,35 MMstb (1,74%) relatif

terhadap injeksi kontinu dengan volume injeksi CO_2 total yang identik (57,51 Mt).

2. Urutan injeksi-soaking-produksi siklik mengurangi aliran preferensial CO_2 melalui koridor rekahan, meningkatkan kontak matriks dan menunda breakthrough selama 12–18 bulan di semua sumur produksi.
3. Sementara injeksi kontinu mempertahankan tekanan reservoir akhir periode yang lebih tinggi (8.357 psia vs. 8.246 psia), strategi HnP menunjukkan pemanfaatan tekanan yang lebih efisien, menghasilkan lebih banyak minyak per unit CO_2 yang tersimpan.
4. Kedua strategi menyimpan volume CO_2 total yang sama, tetapi HnP mencapai rasio pemanfaatan CO_2 yang unggul (6,44 bbl/ton vs. 6,33 bbl/ton), mengindikasikan produksi minyak yang lebih tinggi per ton CO_2 yang tersimpan.
5. Produksi minyak tambahan setara dengan USD 444,5 juta pendapatan bruto tambahan pada USD 70/bbl, dengan peningkatan NPV sebesar USD 227 juta relatif terhadap injeksi kontinu.
6. Manfaat ganda yang ditunjukkan—peningkatan perolehan minyak ditambah dengan penyimpanan CO_2—secara langsung mendukung target pengurangan emisi NDC Indonesia dan SDG 7 dan 13, menawarkan jalur pengembangan rendah karbon yang praktis untuk sektor hulu nasional.

Berdasarkan hasil dan kesimpulan penelitian ini, diajukan rekomendasi sebagai berikut:

1. Untuk penelitian selanjutnya perlu dilakukan simulasi dengan memvariasikan parameter siklus HnP (durasi injeksi, soak, dan produksi) untuk mendapatkan desain optimal. Juga disarankan untuk mengintegrasikan model geomekanik guna mengevaluasi integritas batuan penutup akibat siklus tekanan berulang.
2. Untuk praktisi industri strategi HnP dengan 4–5 siklus direkomendasikan untuk diaplikasikan pada lapangan karbonat karst di Indonesia, seperti potensi di Cekungan Sumatra Tengah dan Jawa Timur, mengingat keunggulan teknis dan ekonomisnya.
3. Untuk pembuat kebijakan pemerintah perlu memberikan insentif fiskal untuk proyek CO_2-EOR karena terbukti mampu meningkatkan produksi minyak sekaligus menyimpan CO_2, mendukung target NDC dan ketahanan energi nasional.
4. Untuk pendidikan Model UNISIM-III dan skenario simulasi yang digunakan dapat dijadikan sebagai bahan ajar dalam mata kuliah Reservoir Simulation dan Enhanced Oil Recovery di program studi Teknik Perminyakan.

Ucapan Terimakasih

Penulis dengan tulus berterima kasih kepada UNISIM-CEPETRO-Unicamp atas pengembangan dan ketersediaan model acuan UNISIM-III. Kami juga

berterima kasih kepada Rock Flow Dynamics untuk akses yang diberikan ke software tNavigator.

Daftar Pustaka

Ahmadi, M., & Chen, Z. (2020). Geochemical insights for CO2 huff-n-puff process in shale oil reservoirs. Journal of Molecular Liquids, 317, 114172. https://doi.org/10.1016/j.molliq.2020.114172

Du, X., Cheng, L., Liu, Y., Rao, X., Ma, M., Cao, R., & Zhou, J. (2020). Application of 3D embedded discrete fracture model for simulating CO2-EOR and geological storage in fractured reservoirs. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 467, 012013. https://doi.org/10.1088/1755-1315/467/1/012013

Erdtmann, M. J. K., Pappen, G. G., & dos Santos, E. S. B. (2023). Conceptual design for carbon-neutral oil production system in Brazilian pre-salt fields. SEG/AAPG/SPE/EAGE 2023.

Government of Indonesia. (2022). Enhanced Nationally Determined Contribution (ENDC). UNFCCC.

Hill, B., Hovorka, S., & Melzer, S. (2020). Economics of CO2-EOR and storage. In Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery. Springer.

Holubnyak, Y., Mackay, E., Ishkov, O., & Watney, W. (2020). CO2 movement monitoring and verification in a fractured Mississippian carbonate reservoir during EOR at Wellington Field in South Kansas. In Gas Injection into Geological Formations and Related Topics (pp. 217–226). Scrivener Publishing. https://doi.org/10.1002/9781119593324.ch13

Indonesian Ministry of Energy and Mineral Resources (ESDM). (2024). Regulation Nos. 2/2023 and 16/2024 regarding CCUS implementation in upstream oil and gas activities. Jakarta.

Ma'mun, S., Sopha, B. M., Wibisono, M. A., & Kim, I. (2025). Evolution and future research trajectories of carbon capture utilization and storage (CCUS) in Indonesia. IEEE International Conference on Industrial Engineering and Engineering Management (IEEM), 237–241.

Méndez, J. N., Jin, Q., González, M., Zhang, X., Lobo, C. G., Boateng, C. D., & Zambrano, M. (2020). Fracture characterization and modeling of karsted carbonate reservoirs: A case study in Tahe oilfield, Tarim Basin (western China). Marine and Petroleum Geology, 112, 104104. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2019.104104

Mikami, K., Akai, T., Halinda, D., Akhmadi, L., Kaito, Y., & Kato, K. (2025). Performance evaluation of an inter-well CO2 injection test in the Sukowati Field in Indonesia (SPE-225910-MS). SPE Asia Pacific CCUS Conference, Kuala Lumpur, Malaysia. https://doi.org/10.2118/225910-MS

Mogensen, K. (2020). A review of EOR techniques for carbonate reservoirs in challenging geological settings. Journal of Petroleum Science and Engineering, 195, 107888. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107888

Pertamina EP. (2024). CO_2 Huff-n-Puff field trials reports, Jatibarang and Sukowati Fields. Jakarta.

Rakhiemah, A. N., & Xu, Y. (2022). Economic viability of full-chain CCUS-EOR in Indonesia. Resources, Conservation and Recycling, 179, 106069.

https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2021.106069

Rui, Z., Liu, T., Wen, X., Meng, S., Li, Y., & Dindoruk, B. (2025). Investigating the synergistic impact of CCUS-EOR. Engineering. https://doi.org/10.1016/j.eng.2025.04.005

Shehryar, M., Raza, A., Glatz, G., Kamal, M. S., Mahmoud, M., Mahboob, A., & Alafnan, S. (2025). Review of EOR-based techniques for enhancing sweep efficiency in carbon geo-storage. Petroleum, 11(5), 533–544. https://doi.org/10.1016/j.petlm.2025.04.001

UNISIM-CEPETRO-Unicamp. (2023). UNISIM-III: Benchmark case proposal based on a karstic reservoir. https://www.unisim.cepetro.unicamp.br

Yusgiantoro, L., Prabowo, T. B., & Kristanto, D. (2025). The structural factors in advancing CCS/CCUS technology in Indonesia: A comprehensive analysis. Scientific Contributions Oil and Gas, 48(2).

Zheng, S., Li, H., Sun, J., & Luo, P. (2020). Oil recovery and compositional change of CO2 huff-n-puff and continuous injection modes in a variety of dual-permeability tight matrix-fracture models. Fuel, 276, 117939. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.117939

Zhu, C. F., Guo, W., Wang, Y. P., Li, Y. J., Gong, H. J., Xu, L., & Dong, M. Z. (2020). Experimental study of enhanced oil recovery by CO2 huff-n-puff in shales and tight sandstones with fractures. Petroleum Science, 18, 852–869. https://doi.org/10.1007/s12182-020-00544-5