JOURNAL OF SUSTAINABLE ENERGY DEVELOPMENT
e-ISSN: 3048-2585

VOL.3 NO.1 JUNI 2025

Studi Simulasi: Pengaruh *Soaking Time* dan *Injection rate* Terhadap Peningkatan *Recovery Factor* dalam Injeksi CO_2 *Huff & Puff* Pada Sumur X

Sahtria Panjaitan[1*)], Agus Triono[2)], Eriska Eklezia Dwi Saputri[3)]
[1), 2), 3)] Teknik Perminyakan, Universitas Jember
* corresponding email: panjaitansatria04@gmail.com

ABSTRACT

CO_2 Huff & Puff injection is an effective enhanced oil recovery (EOR) method to boost production in declining reservoirs. This study focuses on simulating CO_2 Huff & Puff injection in Well X, SKW Field, by analyzing injection parameters such as soaking duration and injection rate. The simulation was conducted without history matching but included sensitivity analysis to evaluate reservoir performance. Seven soaking time variations (5–35 days) were tested, with 20 days yielding the highest Recovery Factor (RF) of 4.064%. Injection rate variations ranged from 1×10^6 to 1.6×10^6 ft³/day, with 1.4×10^6 ft³/day achieving the highest RF increase of 4.070%. Soaking time and injection rate significantly impact oil recovery; however, excessive soaking leads to gravity segregation, reducing oil displacement efficiency. The optimal combination for maximizing recovery in Well X is a 20-day soaking time with a CO_2 injection rate of 1.4×10^6 ft³/day.

Keywords: *CO_2 Injection; Huff &Puff, Soaking Time, Injection rate*

I. PENDAHULUAN

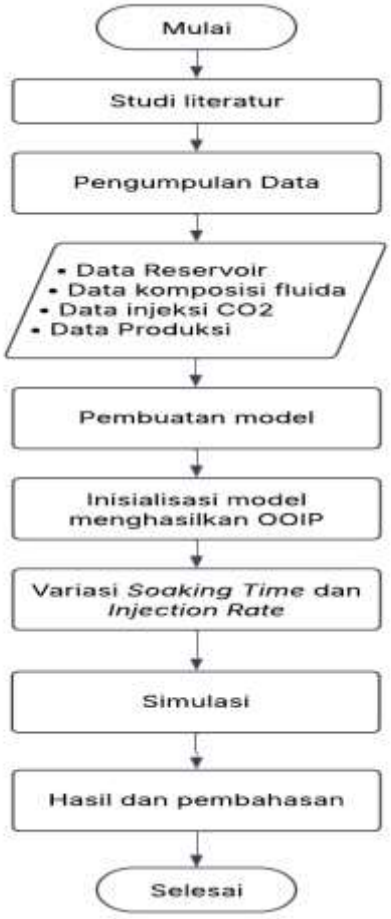
Emisi CO_2 yang lepas ke atmosfer saat ini sangat tinggi mencapai 400 ppm di atmosfer, peningkatan ini disebabkan karena aktivitas industri yang semakin banyak. Indonesia berkomitmen untuk mengurangi emisi gas rumah kaca hingga 29% sebagai upaya dalam menjaga lingkungan [1]. Program yang mulai dikembangkan oleh pemerintah Indonesia dalam upaya mengurangi emisi CO_2 adalah *Carbon Capture, Utilization, and Storage* (CCUS). Program ini menjadi salah satu program alternatif untuk mengurangi emisi CO_2 dan dapat dimanfaatkan untuk pengembangan EOR [2]. Injeksi CO_2 merupakan salah satu metode EOR yang efektif dimana gas CO_2 yang diinjeksikan akan bercampur dengan minyak dan meningkatkan mobilitas sehingga minyak mudah mengalir menuju sumur produksi. Peningkatan produksi minyak menggunakan injeksi CO_2 dapat mencapai 5% hingga 20% [3]. Metode injeksi CO_2 dalam *Enhanched Oil Recovary (*EOR) dapat dilakukan dengan dua cara yaitu injeksi CO_2 *continuous* dan injeksi CO_2 *Huff & Puff*. Injeksi CO_2 *continuous* memiliki lebih dari satu sumur injeksi maupun sumur produksi, sedangkan injeksi CO_2 *Huff & Puff* hanya memiliki satu sumur injeksi dan satu sumur produksi [4].Lapangan SKW dalam penelitian ini merupakan merupakan salah satu lapangan tua di Indonesia yang memilki formasi karbonat sebagai lapisan utama reservoirnya. Lapangan SKW yang mulai mengembangkan *Enhanched Oil Recovary* (EOR) untuk meningkatkan produksi. Injeksi CO_2 *Huff & Puff* menerapkan tiga tahap utama yaitu injeksi, *soaking* dan produksi. Metode *Huff & puff* terdiri dari dua kata utama yaitu *Huff* dan *Puff*. Tahap "*Huff*" memungkinkan injeksi uap untuk mendorong minyak ke arah permukaan dengan meningkatkan tekanan di dalam sumur. Kemudian, tahap "*Puff*" memberikan waktu bagi minyak untuk bergerak ke arah permukaan dengan lebih mudah karena tekanan yang telah ditingkatkan pada tahap sebelumnya [5]. Injeksi CO_2 *Huff & Puff* perlu memperhatikan kondisi reservoir dan nilai *Minium Missicible Pressure* (MMP) untuk mengetahui injeksi CO_2 dilakukan secara *missicible* atau *immisicible* [6].

Sumur X di lapangan SKW yang digunakan pada studi ini merupakan sumur yang digunakan dalam pengembangan EOR berbasis injeksi CO_2 secara *Huff & Puff*. *Project* ini bertujuan sebagai studi untuk mengetahui pengaruh parameter injeksi CO_2 dalam peningkatan produksi.Penelitian ini berfokus pada pembuatan model sederhana simulasi injeksi CO_2 *Huff & Puff* untuk reservoir pada sumur X. Penelitian ini bertujuan untuk menganalisis parameter injeksi seperti durasi *soaking* dan *Injection rate* CO_2 dalam meningkatkan produksi di sumur X. Penelitian ini menggunakan simulasi reservoir berbasis perangkat lunak *Computer Modelling Group* (CMG) untuk pembuatan dan *running* model reservoir pada sumur X. Pendekatan model sederhana yang dibuat dapat digunakan untuk memvalidasi data dan menganalisis pengaruh parameter-parameter injeksi untuk menentukan kombinasi terbaik dari kedua parameter yang digunakan berdasarkan hasil simulasi. Hasil penelitian ini diharapkan dapat memberikan kontribusi ilmiah dalam pengembangan EOR untuk meningkatkan produksi.

II. METODOLOGI PENELITIAN

2.1 Prosedur penelitian

Prosedur penelitian ini mencakup analisis pembuatan model simulasi injeksi CO_2 *Huff & Puff* dengan beberapa tahapan. Penelitian diawali dengan studi literatur untuk memahami teori yang relevan, kemudian dilanjutkan dengan pengumpulan data reservoir, komposisi fluida, produksi, dan program injeksi yang diperoleh dari perusahaan. Data yang dikumpulkan diinput ke dalam *software* CMG untuk membangun model reservoir sederhana, yang kemudian diuji keakuratannya melalui inisialisasi hingga memperoleh nilai OOIP. Selanjutnya, dilakukan analisis sensitivitas terhadap soaking time (5–35 hari) dan *gas injection rate* ($1 \times 10^6 – 1{,}6 \times 10^6$ ft³/day) untuk menentukan kombinasi optimal dalam meningkatkan perolehan minyak. Hasil penelitian dianalisis untuk memahami pengaruh kedua parameter tersebut terhadap peningkatan produksi minyak. Adapun *flowchart* penelitian ini adalah sebagai berikut:ditunjukkan seperti pada Gambar 2.

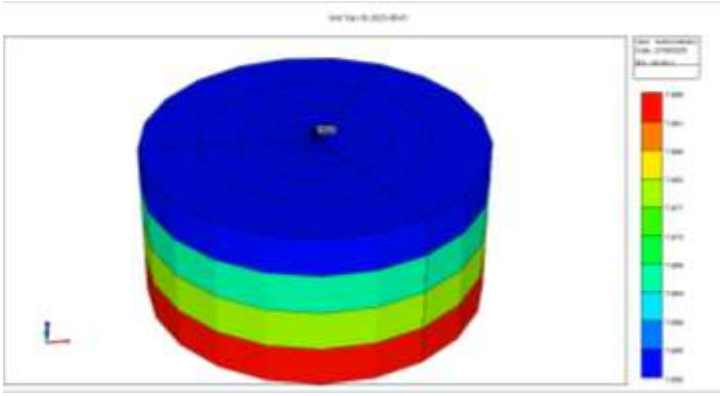


Gambar 2. Flowchart Penelitian

Metode analisis dalam penelitian ini dilakukan tanpa melalui proses *history matching*, namun tetap berfokus pada evaluasi kinerja simulasi reservoir melalui analisis sensitivitas parameter-parameter injeksi CO_2. Penelitian ini menggunakan pemodelan dan simulasi untuk menguji beberapa parameter injeksi dengan menggunakan perangkat lunak simulasi *Computer Modeling Group* (CMG). Tujuan dari penelitian ini adalah menentukan skenario terbaik untuk dari analisis pengaruh parameter injeksi CO_2 untuk sumur X. Metode analisis mencakup Pengaruh dua parameter injeksi CO_2 yaitu *soaking time* dan *injection rate* terhadap peningkatan *recovery factor* akan dianalisis menggunakan menggunakan *builder* dan *results* pada CMG. Selain itu penelitian ini menentukan kombinasi terbaik dari analisis pengaruh parameter injeksi CO_2 *Huff & Puff* dengan membandingkan hasil simulasi pengaruh *soaking time* dan *injection rate* terhadap peningkatan nilai *Recovery Factor* (RF).

2.2 Alat/*instrument* Penelitian

Alat yang digunakan pada penelitian ini adalah *Portable Computer* (PC), *software Computer Modelling Group* (CMG). *Portable computer* digunakan untuk melakukan *running software* simulator CMG. *Software* CMG digunakan untuk melakukan pemodelan reservoir, simulasi produksi menggunakan metode injeksi CO_2. Pembuatan model sederhana yang digunakan dalam penelitian ini adalah model radial, yang dipilih karena lebih representatif dalam menggambarkan proses injeksi CO_2 *Huff & Puff* pada skala sumur tunggal. Tampilan *set-up* builder software CMG yang digunakan dalam pembuatan model simulasi dapat dilihat pada gambar 1.



Gambar 1. Pembuatan model CMG

2.3 Pengumpulan Data Penelitian

Pengumpulan data dalam penelitian dilakukan melalui pendekatan terstruktur untuk memastikan kelengkapan dan validitas data.Data yang dibutuhkan diantaranya adalah data komposisi fluida, data reservoir dan data program injeksi CO_2 dengan metode *Huff & Puff* serta data produksi sebelum injeksi CO_2. Data yang diperoleh disajikan pada table 1 dibawah ini:

Tabel 1. Data resevoir

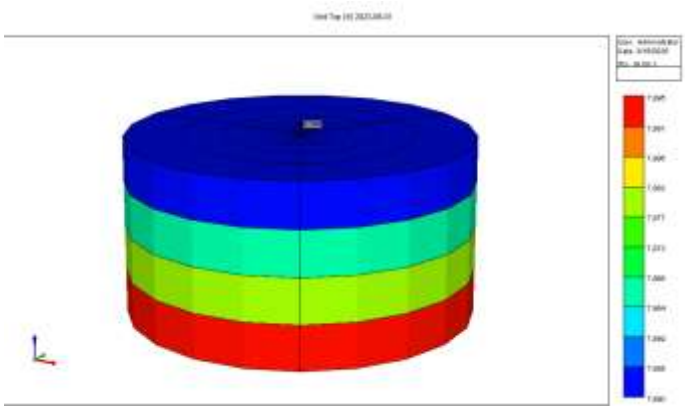
Parameter	Nilai	unit
Reservoir Thickness	15	Ft
Depth Reservoir	7850	Ft
reservoir temperature	188	F
Reservoir pressure	2576	psi
porosity	0.16-0.17	
permeability	134	md
Rock Compressibility	3.00E-06	1/psi
Formation	*Carbonate*	

III. HASIL DAN PEMBAHASAN

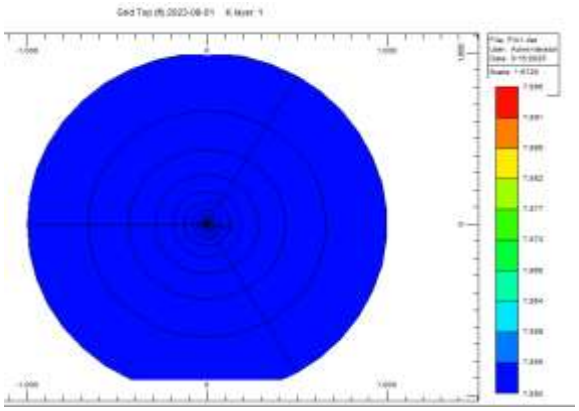
3.1. Deskripsi Model Reservoir

Sumur X merupakan salah satu sumur produksi di lapangan SKW yang terbentuk dari formasi batuan karbonat. Reservoir terletak pada kedalaman 7850 ft dengan porositas 16%-17%, permeabilitas 134 mD, *initial pressure* 2576 psi dan temperatur reservoir 188◦F. Data yang diperoleh digunakan dalam membuat model reservoir dengan *software* CMG. Pembuatan model reservoir ini menggunakan model sederhana sebagai pendekatan untuk merepresentasikan simulasi injeksi CO_2 *Huff & Puff* di lapangan. Pembuatan model menggunakan simulasi CMG dengan bentuk radial dengan jumlah blok grid (20x3x4) seperti yang ditunjukkan pada Gambar 3 dan Gambar 4. Penggunaan model radial dalam simulasi injeksi CO_2 *Huff & Puff ini* didasarkan pada efisiensi dan akurasi dalam merepresentasikan aliran fluida

di sekitar sumur tunggal. Gas CO_2 mengalir melalui pori-pori batuan, bergerak secara melingkar ke segala arah dengan pola yang simetris[7].



Gambar 3. Pemodelan simulasi injeksi CO_2 *Huff & Puff*



Gambar 4. Model radial dari permukaan

3.1.1 Inisialisasi Model

Inisialisasi model simulasi merupakan tahapan awal dalam proses pemodelan reservoir yang sangat penting untuk memastikan bahwa kondisi reservoir dalam simulasi sesuai dengan data geologi, petrofisika, dan fluida. Berdasarkan hasil simulasi pada Tabel 4.3. diperoleh nilai-nilai yang mencakup OOIP (*Original Oil In Place*), *Total Water In Place, Total Gas In Place, dan Pore Volume*. Parameter-parameter ini digunakan untuk menentukan kapasitas reservoir dalam menyimpan dan memproduksi hidrokarbon.

Tabel 1. Hasil Inisialisasi Simulasi Model

No	Item	Unit	Value
1	Total *Oil in Place*	Bbl	3.9684×10^6
2	Total *Water in Place*	Bbl	1.3757×10^7
3	Total *gas in place*	Scf	9.8914×10^8
4	HC *Pore Volume*	MRBbl	4187

3.2. Penentuan *Minimum Miscibility Pressure* (MMP)

Minimum Miscibility Pressure (MMP) merupakan tekanan minimum di mana gas injeksi CO_2 dapat bercampur dengan minyak reservoir. Jika Tekanan reservoir lebih besar dari tekanan MMP maka injeksi dilakukan secara miscibility, yang dapat meningkatkan perolehan minyak melalui pengurangan viskositas minyak dan peningkatan mobilitas. Sebaliknya, jika tekanan injeksi melebihi tekanan reservoir dapat menyebabkan rekahan dan mengurangi produkstivitas aliran sumur. Gas CO_2 biasanya larut pada tekanan yang lebih tinggi untuk mencapai kelarutan dengan sempurna [8]. Penelitian ini menghitung nilai MMP berdasarkan korelasi Yelling & Metcalfe dengan persamaan sebagai berikut

$$MMP = 1833.7217 + 2.2518055(2576 - 460) + 0.0180067(2576 - 460)^2(\frac{103949.93}{Tr-460}) \quad (1)$$

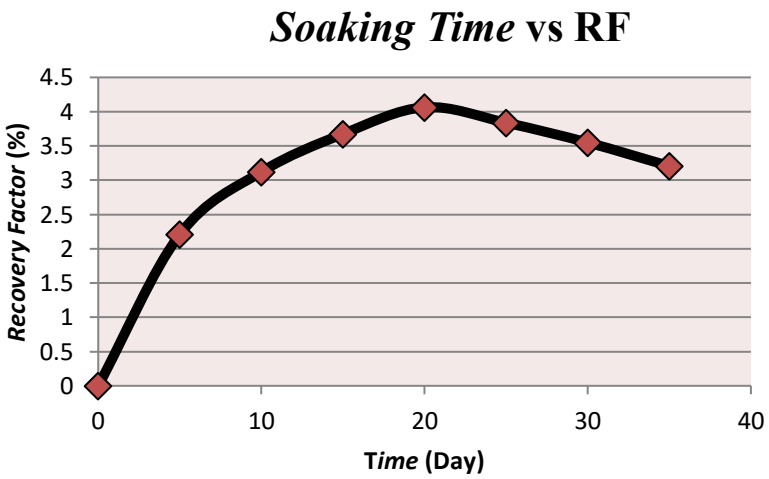
Hasil Perhitungan yang diperoleh menunjukkan nilai MMP mencapai 2336.592 psi yang artinya lebih kecil dari pressure reservoir sehingga proses injeksi ini dilakukan secara *miscibel.* Selanjutanya, menghitung tekanan injeksi maksimal untuk menentukan batas rekah formasi. Nilai batas maksimal injeksi ini akan diinput dalam simulasi. Perhitungan tekanan injeksi maksimal menggunakan persamaan *Hubbert and Willis* sebagai berikut:

$$Pf = \left[\frac{1}{3}\left(1 + 2.\frac{2576}{7850}\right)\right].7850 \quad (2)$$

Hasil perhitungan yang diperoleh menunjukkan bahwa tekanan injeksi maksimal adalah 4334 psi. Nilai ini adalah batas tekanan injeksi yang tidak boleh dilampaui selama proses injeksi CO_2 untuk menghindari rekahan [10].

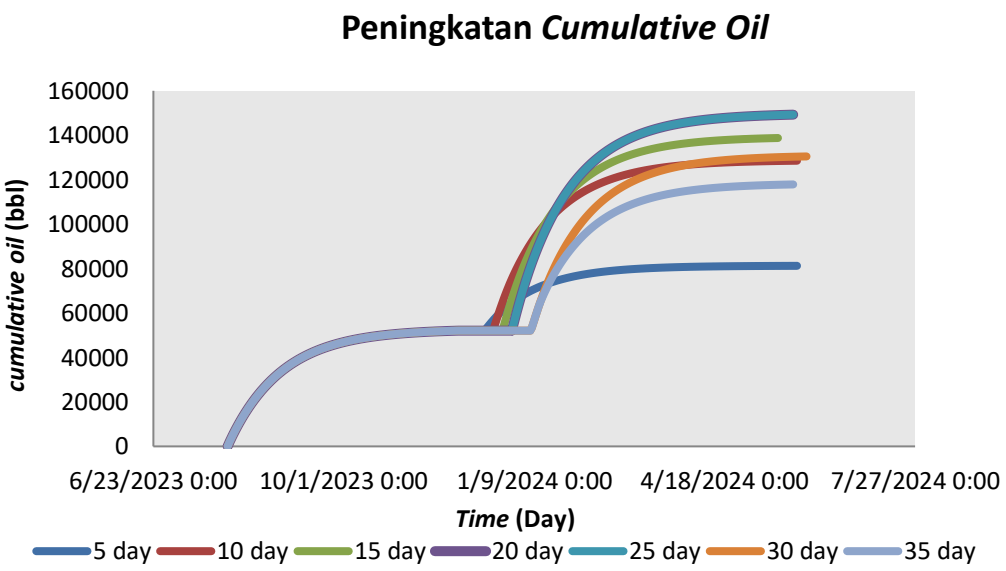
3.3. Pengaruh *Soaking Time* terhadap peningkatan *Oil Recovary Factor*

Penentuan waktu perendaman yang optimal perlu ditentukan dengan tepat untuk mendapatkan hasil peningkatan nilai *recovery factor* yang maksimal. Penelitian ini melakukan simulasi dengan tujuh interval *soaking time* yang berbeda yaitu 5 hari, 10 hari, 15 hari, 20 hari,25 hari, 30 hari dan 35 hari. Simulasi dengan variasi *soaking time* bertujuan untuk memahami bagaimana durasi perendaman mempengaruhi interaksi antara CO_2 dan minyak di dalam pori-pori batuan serta menentukan waktu optimal terhadap peningkatan perolehan minyak. Pertimbangan jumlah hari mengacu pada penelitian sebelumnya dari lapangan lain yang telah menerapkan injeksi CO_2 *Huff & Puff*. Penelitian terdahulu lainnya berkaitan injeksi CO_2 *Huff & Puff* pada lapangan South Luisiana dengan waktu *soaking* 18-52 hari dan lapangan Texas. 7-38 hari serta lapangan Jatibarang 14-18 hari [9]. Gambar 5 menunjukkan waktu *soaking* yang berbeda-beda dimana penamabahan waktu *soaking* mempengaruhi perolehan minyak. Simulasi variasi *soaking time* dalam penelitian ini dilakukan sebanyak tujuh interval yaitu 5 hari, 10 hari, 15 hari, 20 hari, 25 hari, 30 hari dan 35 hari dengan *injection rate* 1,4 x 10^6 ft^3/day.



Gambar 1 Perbandingan *Soaking time* dengan RF

Soaking time selama 5 hari menghasilkan *Recovery Factor* hingga 2,21%. Hal ini menunjukkan bahwa *soaking time* yang pendek masih relatif rendah. *Soaking time* 10 hari -15 hari menunjukkan peningkat nilai RF lebih tinggi dibandingkan soaking 5 hari. Hal ini menunjukkan efek *miscibility* antara CO_2 dan minyak semakin merata dan meningkatkan perpindahan minyak dari pori-pori batuan ke zona produksi. *Soaking time* selama 20 hari menghasilkan nilai RF tertinggi sebesar 4.064%, menunjukkan bahwa pada tahap ini terjadi optimasi dalam proses difusi CO_2 ke dalam minyak. *Soaking Time* selama 25 hari mengahasilkan nilai RF sebesar 3,838% dan *Soaking* 30 hari serta 35 hari menghasilkan nilai RF sebesar 3,549% dan 3,206%. Hal ini menunjukkan *soaking time* yang lebih lama dapat mengalami penurunan RF. Penurunan ini disebabkan segregasi gravitasi, di mana CO_2 bermigrasi ke bagian atas reservoir sebelum sempat bercampur optimal dengan minyak.

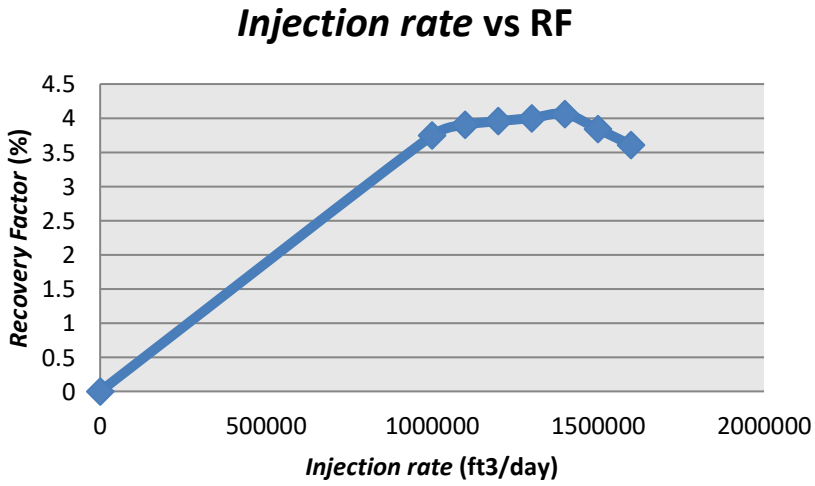


Gambar 2 Peningkatan *Cumulative oil* setelah injeksi CO_2

Peningkatan *recovery factor* berbanding lurus dengan peningkatan *cumulative oil*. Hasil simulasi pengaruh *soaking time* terhadap peningkatan *cumulative oil* dapat dilihat pada gambar 4.6. Hasil peningkatan nilai RF yang tinggi pada *soaking time* 20 hari didukung oleh peningkatan *cumulative oil* hasil simulasi yang tinggi sekitar 95626 bbl atau 9.562 Mbbl. Hasil peningkatan *cumulative oil* dari simulasi sudah hampir sesuai dengan hasil dilapangan. Hasil data lapangan yang diperoleh peningkatan cumulative oil dari injeksi CO_2 *Huff & Puff* pada sumur X lapangan SKW dapat mencapai 10 Mbbl. Peningkatan *cumulative oil* ini disebabkan karena *soaking time* 20 hari, gas CO_2 memiliki waktu yang cukup untuk berdifusi dan bercampur dengan minyak, menyebabkan *swelling oil* (pengembangan volume minyak) yang meningkatkan tekanan kapiler di dalam pori-pori batuan.

3.4 Pengaruh *Injection Rate* terhadap *Oil Recovary Factor*

Penelitian ini melakukan simulasi dengan beberapa variasi *Injection gas rate* yang bertujuan untuk mengetahui pengaruh laju gas terhadap peningkatan *recovery factor*. Nilai laju injeksi yang digunakan pada penelitian ini yaitu $1x10^6$ ft^3/day, $1.1x10^6$ ft^3/day, $1.2x10^6$ ft^3/day, $1.3x10^6$ ft^3/day, $1.4x10^6$ ft^3/day, $1.5x10^6$ ft^3/day, dan $1.6x10^6$ ft^3/day. Penentuan variasi laju injeksi didukung dari data lapangan dengan lama Injeksi dilakukan selama 7 hari berdasarkan acuan data di lapangan. Hasil sensitivitas variasi injeksi gas rate dapat dilihat pada **Gambar 7.**

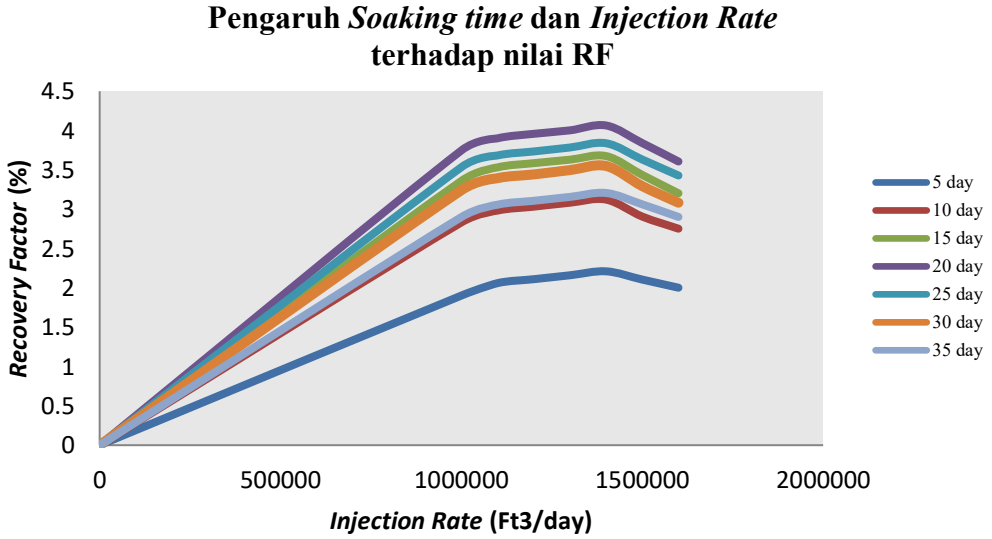


Gambar 3. Grafik Hubungan Injeksi gas rate terhadap RF

Gambar grafik 7 menunjukkan hubungan positif antara *injection gas rate* dengan *Recovery Factor* (RF) pada metode injeksi CO_2 *Huff & Puff*. Berdasarkan hasil simulasi, laju injeksi gas CO_2 pada rentang laju injeksi 1×10^6 ft³/day hingga 1.3×10^6 ft³/day menunjukkan peningkatan nilai *Recovery Factor* (RF) yang cenderung meningkat. Pada laju injeksi 1.4×10^6 ft³/day, terjadi peningkatan RF tertinggi yang mencapai 4.070%, yang menunjukkan bahwa pada titik ini terdapat kondisi optimum antara suplai CO_2 dan efektivitas sweeping minyak dari pori-pori batuan. laju injeksi ini, interaksi antara CO_2 dan minyak berada dalam kondisi optimal untuk membentuk fasa misel larut (*miscible displacement*). Laju injeksi 1.5×10^6 ft³/day dan 1.6×10^6 ft³/day, terjadi sedikit penurunan nilai RF menjadi 3.84% dan 3.606%. Penurunan ini disebabkan karena adanya *fingering effect* dan *early gas breakthrough*, di mana gas CO_2 mulai bergerak lebih cepat melalui jalur dengan permeabilitas tinggi, sehingga menyebabkan *sweeping* yang tidak efisien. *Fingering effect* menyebabkan sebagian besar gas CO_2 tidak berinteraksi secara optimal dengan minyak yang berada dalam pori-pori batuan, sehingga efisiensi d*isplacement* menurun[11].

3.5 Kombinasi terbaik dari pengaruh *Soaking Time* dan *Injection Gas Rate* terhadap *Oil Recovery Factor*

Penentuan kombinasi terbaik dalam injeksi CO_2 untuk *Enhanced Oil Recovery* (EOR) sangat bergantung pada kombinasi optimal antara *soaking time* dan laju injeksi gas[12].Penentuan kombinasi terbaik dari gabungan kedua parameter dalam penelitian ini yaitu melakukan simulasi uji sensitivitas dari masing-masing paramter misalnya *Soaking time* 5 hari dilakukan uji sensitivitas dengan 7 variasi *injection rate* untuk mengetahui pengaruhnya terhadap peningkatan nilai RF. Kemudian, *injection rate* $1x10^6$ ft^3/day dilakukan uji sensitivitas dengan 7 variasi *soaking time* dan seterusnya seperti itu. Sehingga penelitian ini melakukan simulasi hingga 49 kali dengan uji sensitivitas masing-masing variasi *soaking time* dan variasi *injection rate*. Hasil simulasi yang didapatkan dapat dilihat pada **Gambar 8.**



Gambar 4. Pengaruh *soaking time* dan injeksi rate terhadap nilai RF

Hal ini menunjukkan bahwa perpanjangan waktu soaking tidak selalu meningkatkan efisiensi pemulihan minyak tetapi memiliki batas waktu optimalnya. *Soaking time* memungkinkan gas CO_2 untuk bercampur dengan minyak, meningkatkan ekspansi minyak (*swelling*) dan menurunkan viskositas minyak. Laju injeksi melebihi 1.4×10^6 ft³/day, menyebabkan nilai RF mulai mengalami penurunan karena tingginya laju injeksi dapat *fingering effect* yang menyebabkan gas lebih cepat mencapai produksi tanpa memberikan waktu yang cukup untuk interaksi optimal dengan minyak. Project injeksi CO_2 *Huff & Puff,*sangat dipengaruhi oleh parameter *soaking time* dan laju injeksi yang optimal untuk memastikan pemulihan minyak yang maksimal. Berdasarkan hasil simulasi, grafik, dan studi literatur, kombinasi terbaik untuk mendapatkan nilai *recovery factor* tertinggi dalam injeksi CO_2 *Huff & Puff* pada sumur X adalah *soaking time* selama 20 hari dan laju injeksi 1.4×10^6 ft³/day.

IV. KESIMPULAN

Kesimpulan yang didapat berdasarkan hasil analisa simulasi dalam penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. *Soaking time* dan *injection rate* CO_2 memiliki pengaruh signifikan terhadap peningkatan perolehan minyak pada sumur X. *Soaking time* semakin lama dapat meningkatkan nilai RF. Namun, setelah mencapai *soaking time* optimal, perolehan minyak cenderung menurun akibat efek gravitasi segregasi dan waktu produksi kembali yang lama, yang mengurangi efisiensi perpindahan minyak. Sementara itu, peningkatan laju injeksi CO_2 hingga batas tertentu juga meningkatkan nilai RF. Namun, jika laju injeksi terlalu tinggi, dapat terjadi *fingering effect* yang menyebabkan gas lebih cepat mencapai produksi tanpa memberikan waktu yang cukup untuk interaksi optimal dengan minyak sehingga dapat mengurangi peningkatan *recovery factor.*
2. Berdasarkan hasil simulasi dan analisis yang dilakukan, kombinasi terbaik dari parameter *soaking time* dan *injection rate* dalam upaya meningkatkan perolehan minyak pada sumur X adalah dengan *soaking time* selama 20 hari dan laju injeksi CO_2 sebesar 1.4×10^6 ft^3/day yang menghasilkan peningkatan RF mencapai 4.070%.

DAFTAR PUSTAKA

[1] Sugihardjo, Usman, Tobing EML., (2012), Preliminary Carbon Utilization and Storage Screening of Oil Fields in South Sumatra Basin. *LEMIGAS Research and Development for Oil and Gas Technology.* Volume 35, Number 2.

[2] Suranto et al. (2020). Kombinasi Cyclic Steam Stimulation (CSS) Dan Steamflooding Dalam Meningkatkan Perolehan Minyak Berat Tahap Lanjut.Yogyakarta:Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta.

[3] Abdurahman et al. (2019). Study On Soaking Time and “Huff and Puff” Injection Cycley Effect in Tight Permeability Reservoir. Journal Lemigas. Vol.42 (1).

[4] Layali S. (2020). Potensi Injeksi CO_2 pada Tight Reservoir disumur Horizontal Menggunakan Simulasi Reservoir. *Skripsi*. Riau: Universitas Islam Riau.

[5] Mursalin et al. (2021). EOR Steam Injection Huff and Puff Method: An Analysis of Production Response in Low Performance Well. *Proceedings Indonesian Petroleum Association.*

[6] Zhang, et al. 2015. Sobol sensitivity analysis; A tool to guide the development and evaluation of systems pharmacology models. CPT: Pharmacometrics and System Pharmacology; 4(2). 69-79.

[7] Wardhani A. 2021. Studi Sensitivitas untuk CO_2 Continuous Injection Berdasarkan Pengaruh Laju, Tekanan, Dan Arah Injeksi. *Skripsi*. Riau: Universitas Islam Riau.

[8] Firli R. (2020). Investigasi Minimum Miscibility Pressure (MMP) untuk Gas Injeksi CO2 Pada Heavy Oil Lapangan KLM. *Tugas Akhir*. Pekanbaru: Universitas Riau

[11] Hoffman, B.T. (2018). Huff-N-Puff Gas Injection Pilot Projects in the Eagle Ford. SPE Paper 189816 presented at *SPE Canada Unconventional Resources Conference,* Alberta, 13-14

[5] Mursalin et al. (2021). EOR Steam Injection Huff and Puff Method: An Analysis of Production Response in Low Performance Well. *Proceedings Indonesian Petroleum Association.*

[6] Zhang, et al. 2015. Sobol sensitivity analysis; A tool to guide the development and evaluation of systems pharmacology models. CPT: Pharmacometrics and System Pharmacology; 4(2). 69-79.

[9] Pijar. (2023). Evaluasi Injeksi Continous Dan Water Alternating Gas (WAG) CO2 Terhadap Recovary Factor Lapangan X. *Skripsi*. Jember: Universitas Jember.

[10] Yu, Y., Li, L., Sheng, J.J. 2016. Further Discuss the Roles of Soaking Time and Pressure Depletion Rate in Gas Huff-n-Puff Process in Fractured Liquid-Rich Shale Reservoirs. SPE Paper 181471 presented at SPE Annual Technical Conference and Exhibition.

[11] Liu et al. (2022). Quantitative Study of CO_2 Huff-n-Puff Enhanced Oil Resovary in tight Formation Using Online NMR Tecnology. *Journal Petro*. Volume 216.

[12] Hoffman, B.T. (2018). Huff-N-Puff Gas Injection Pilot Projects in the Eagle Ford. SPE Paper 189816 presented at *SPE Canada Unconventional Resources Conference,* Alberta, 13-14.